



# ESTUDIO DE AJUSTES Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

V2 R8 Actualización de información por validación el 29/10/2021 C. SCHULZ coordinador eléctrico CEN.

## RELÉS DE PROTECCIÓN DE MINERA ESCONDIDA LTDA

	V2	R8	Actualización de información por validación de printouts desde el coordinador CEN	28/10/2021	C. SCHULZ	R. RIVAS	P. RODRIGUEZ
	V2	R7	Inclusión de fallas bifásicas a tierra de 25 y 50 Ohm en simulaciones de anexos 2 y 8	12/03/2021	J. ROBLEDO	C. RAMIREZ	D. RONDÓN
	V2	R6	Revisión comentarios MEL - 2412/2020 "GII-SIMS-750-NE-0085.pdf"	13/01/2021	J. ROBLEDO	C. RAMIREZ	D. RONDÓN
	V1	R6	Revisión comentarios MEL	17/12/2020	J. ROBLEDO	C. RAMIREZ	D. RONDÓN
	V0	R6	Revisión comentarios Minera Escondida ajustes función Weak infeed relé O'higgins - Coloso 1 y 2 (Extremo Coloso)	30/11/2020	J. ROBLEDO	C. RAMIREZ	D. RONDÓN
	V0	R5	Revisión comentarios Minera Escondida ajustes función ANSI 50 BF líneas y Transformadores y adicionalmente modificación de valores de ajuste en Anexos 3.1 y 3.2 e inclusión de Curvas de Daño de Transformadores	11/11/2020	J. ROBLEDO	C. RAMIREZ	D. RONDÓN
	V0	R4	Revisión comentarios "Anexo 3.2 Ajustes propuestos de relés Existentes _Revisión 3_fap" y "G63078-M1002-Y003-V0-R2_Estudio de ajustes y Coordinación de protecciones_SLRP de BHP_Comentarios +FAP"	28/08/2020	J. ROBLEDO	C. RAMIREZ	D. RONDÓN
	V0	R3	Revisión ajustes existentes Anexo 3.2 (relés ABB y GE)	23/06/2020	J. ROBLEDO	C. RAMIREZ	D. RONDÓN
	V0	R2	Revisión ajustes existentes Anexo 3.2 y cambio de relés 7SD8 por relés 7SL8 en subestaciones Domeyko, Escondida y Oxido.	29/05/2020	J. ROBLEDO	C. RAMIREZ	D. RONDÓN
	V0	R1	Inclusión Anexo 3.2	27/04/2020	J. ROBLEDO	C. RAMIREZ	D. RONDÓN
	V0	R0	Versión Original, Revisión y coordinación de ajustes de protección	3/04/2020	J. ROBLEDO	C. RAMIREZ	D. RONDÓN
Estado	Ver.	Rev.	Comentarios / Modificaciones	Fecha Act.	Elaboró	Revisó	Aprobó

							
NOMBRE / BU			FIRMAS	TOTAL PAGINAS	202	FECHA	12/03/2021
ELABORÓ:	J. ROBLEDO			ESTUDIO DE AJUSTES Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES RELÉS DE PROPIEDAD DE MINERA ESCONDIDA LTDA			
REVISÓ:	C. RAMIREZ						
APROBÓ	D. RONDÓN			G63078-M1002-Y003-V2-R7			

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>Introducción .....</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Información del sistema .....</b>	<b>10</b>
<b>3</b>	<b>Principio de operación de los dispositivos de protección .....</b>	<b>23</b>
3.1	Principio de operación de la protección diferencial de Línea (87L).....	23
3.2	Principio de operación de la protección de distancia (21/21N).....	25
3.3	funciones de sobrecorriente temporizadas (51/51N).....	31
3.4	Principio de operación de las funciones de fallo interruptor (50BF) .....	32
3.5	Principio de operación de la funcione de recierre (ANSI 79) .....	36
3.6	Principio de operación de la función de control de sincronismo (25) .....	37
3.7	Función: bloqueo por oscilación de potencia (68) .....	41
3.8	Función: Cierre en falla (SOTF).....	42
3.9	Protección diferencial de transformador en relés SIPROTEC 5 .....	43
3.10	Protección de sobrecorriente relés SIPROTEC 5.....	48
<b>4</b>	<b>Recomendación de ajustes generales en relés de protección SIEMENS .....</b>	<b>51</b>
<b>5</b>	<b>Recomendación de funciones de ajustes en relés de protección .....</b>	<b>57</b>
5.1	Ajuste de función cierre en falla (SOTF) .....	57
5.2	Ajuste de función falla interruptor (ANSI 50BF) .....	58
5.2.1	Ajuste de función falla interruptor (ANSI 50BF) en Líneas de 220 KV .....	58
5.2.1	Ajuste de función falla interruptor (ANSI 50BF) en Transformadores a nivel de 220 KV .....	60
5.2.2	Ajuste de función falla interruptor (ANSI 50BF) en relés de seccionamiento de barras a nivel de 220 KV y 6,9kV .....	61
5.3	Ajuste de función de sobrecorriente de emergencia (ANSI 51/51N).....	62
5.4	Ajuste de función de sobrecorriente direccional de tierra (ANSI 67N).....	64
5.4.1	Coordinación y ajustes de función ANSI 67N para condición de operación Normal en Líneas de 220 KV .....	64
5.4.2	Coordinación y ajustes de función ANSI 67N para condición de operación N-1 en Líneas de 220 KV .....	70
5.5	Ajuste de función de oscilación de Potencia (ANSI 68) .....	75
5.6	Ajuste de función de recierre (ANSI 79).....	76
5.7	Ajuste detección de Carga (Load-Encroachment) .....	78
5.8	Ajuste para el esquema weak infeed .....	79
5.9	Ajuste para esquemas de aceleración ANSI 85A/85C .....	79

5.10	Ajuste para protección diferencial de fallas a tierra restringida (87N) en transformadores de S/E Escondida .....	81
<b>6</b>	<b>Validación de Ajustes de las Funciones de Protección de los nuevos relés SIEMENS83</b>	
6.1	Validación de las funciones de Transformador .....	83
6.1.1	Validación de las funciones de protección de sobrecorriente .....	83
6.1.1.1	Función de sobrecorriente lado de 220/13,8 kV Transformadores 1 y 2 de Subestación Escondida .....	83
6.1.1.2	Función de sobrecorriente lado de 220/13,8 kV Transformadores 3 y 4 de Subestación Escondida .....	85
6.1.2	Validación de funciones de protección diferencial de ANSI 87T .....	87
6.1.3	Transformador 01 de 67 MVA (7UT85) .....	88
6.1.4	Transformador 02 de 67 MVA (7UT85) .....	91
6.1.5	Transformador 03 de 75 MVA (7UT85) .....	94
6.1.6	Transformador 04 de 75 MVA (7UT85) .....	97
6.2	Validación de las funciones de Reactor.....	99
6.2.1	Validación de las funciones de protección de sobrecorriente .....	99
6.2.1.1	Protección de sobrecorriente reactor 1 Subestación Escondida .....	99
6.2.1.2	Protección de sobrecorriente reactores 2 y 3 Subestación Escondida .....	101
6.3	Validación de funciones de protección de distancia y sobrecorriente para fallas en transformador .....	103
6.4	Validación de funciones de protección de Línea .....	106
6.5	Validación de las funciones de protección de distancia y sobrecorriente.....	108
<b>7</b>	<b>Validación de Ajustes de las Funciones de Protección de relés existentes.....</b>	<b>110</b>
7.1	Subestación Bombeo N° 2, Bombeo N° 3 y Bombeo N° 4 .....	110
7.1.1	Validación de función diferencial de Transformador (ANSI 87T) .....	110
7.1.2	Validación de función Falla Interruptor (ANSI 50BF) .....	118
7.2	Subestación Coloso.....	119
7.2.1	Validación de función diferencial de Barra (ANSI 87B) .....	119
7.2.2	Validación de función diferencial de Transformador (ANSI 87T) .....	120
7.3	Subestación Crucero .....	131
7.3.1	Validación de función Falla Interruptor (ANSI 50BF) .....	131
7.4	Subestación Domeyko .....	132
7.4.1	Validación de función diferencial de Barra (ANSI 87B) .....	132
7.4.2	Validación de función Falla Interruptor (ANSI 50BF) .....	133
7.4.3	Validación de función diferencial de línea (ANSI 87L) .....	134

7.5	Subestación Escondida .....	138
7.5.1	Validación de función diferencial de Barra (ANSI 87B) .....	138
7.5.2	Validación de función diferencial de línea (ANSI 87L) .....	139
7.6	Subestación Laguna Seca .....	140
7.6.1	Validación de función diferencial de Barra (ANSI 87B) .....	140
7.6.2	Validación de función diferencial de línea (ANSI 87L) .....	141
7.7	Subestación Mejillones .....	142
7.7.1	Validación de función Falla Interruptor (ANSI 50BF) .....	142
7.8	Subestación O'higgins.....	143
7.8.1	Validación de función diferencial de Barra (ANSI 87B) .....	143
7.8.2	Validación de función Falla Interruptor (ANSI 50BF) .....	144
7.9	Subestación Óxidos .....	145
7.9.1	Validación de función diferencial de línea (ANSI 87L) .....	145
7.9.2	Validación de función Falla Interruptor (ANSI 50BF) .....	146
7.10	Subestación Sulfuros .....	147
7.10.1	Validación de función diferencial de Barra (ANSI 87B) .....	147
7.10.2	Validación de función Falla Interruptor (ANSI 50BF) .....	148
7.10.3	Validación de función diferencial de línea (ANSI 87L) .....	153
7.10.4	Validación de función diferencial de Transformador (ANSI 87T) .....	154
7.11	Subestación SVC_Domeyko.....	168
7.11.1	Validación de función diferencial de línea (ANSI 87L) .....	168
7.12	Subestación Chimborazo .....	169
7.12.1	Validación de función diferencial de Barra (ANSI 87B) .....	169
7.12.2	Validación de función diferencial de Transformador (ANSI 87T) .....	170
7.13	Subestación Farellón.....	174
7.13.1	Validación de función diferencial de Barra (ANSI 87B) .....	174
7.13.2	Validación de función diferencial de Transformador (ANSI 87T) .....	175
7.14	Subestación Puri .....	179
7.14.1	Validación de función diferencial de Barra (ANSI 87B) .....	179
7.14.2	Validación de función diferencial de Transformador (ANSI 87T) .....	180
7.15	Subestación SVC_Domeyko.....	184
7.15.1	Validación de función diferencial de línea (ANSI 87L) .....	184
<b>8</b>	<b>Conclusiones y Recomendaciones.....</b>	<b>186</b>
<b>9</b>	<b>Referencias.....</b>	<b>201</b>

**ANEXO 1: Diagrama unifilar del SING**

**ANEXO 2: Resultados de Verificación de Tiempos de Operación de Protecciones de Sobrecorriente y Distancia**

**ANEXO 3: Ajuste de relés**

**ANEXO 3.1: Ajuste de relés propuestos para nuevos relés SIEMENS (Retrofit)**

**ANEXO 3.2: Ajuste de relés existentes vs propuestos**

**ANEXO 4: Verificación operación de funciones mediante curvas OC en transformadores y reactores (nuevos relés a modernizar)**

**ANEXO 5: Fallas en devanados de transformadores y en reactores**

**ANEXO 6: Graficas de distancia de nuevos relés a modernizar**

**ANEXO 7: Plantillas de ajuste de relés**

**ANEXO 8: Diagramas Tiempo - Distancia**

**ANEXO 9: Curvas de daño de transformadores vs funciones de sobrecorriente**

## Listado de Figuras

Figura 1. Protecciones de relés a verificar pertenecientes a Minera Escondida .....	10
Figura 2. Principio básico de la protección diferencial para una línea con dos extremos.....	23
Figura 3. Protección diferencial para una línea con dos extremos.....	24
Figura 4. Característica de respuesta de la protección diferencial nivel Idif> .....	25
Figura 5. Característica U/I .....	27
Figura 6. Característica poligonal .....	29
Figura 7. Determinación direccional de tensiones ajenas al cortocircuito.....	30
Figura 8. Característica direccional en un diagrama R-X.....	31
Figura 9. Diagrama General de lógica de la función ANSI 50BF .....	33
Figura 10. Sincronización de línea y barra, conexión por 4 entradas de tensión - Ejemplo ....	38
Figura 11. Sincronización de 2 barras por acoplamiento transversal, conexión por 4 entradas de tensión- Ejemplo .....	38
Figura 12. Principio básico de la protección diferencial para objeto de dos terminales.....	43
Figura 13. Características de operación y falla de la protección diferencial .....	45

## Listado de Tablas

Tabla 1. Listado de relés que serán retirados y de nuevos relés a instalar.....	12
Tabla 2. Listado de relés donde serán verificados los ajustes de protección .....	13
Tabla 3. Subestaciones del área de influencia y del proyecto de modernización en 220 kV...	14
Tabla 4. Parámetros de Transformadores de Minera Escondida y área de influencia .....	15
Tabla 5. Parámetros de Líneas de Transmisión del área de influencia.....	17
Tabla 6. Parámetros de Reactores.....	18
Tabla 7. Protecciones de bahías de línea de modernización de relés .....	19
Tabla 8. Asignación de los valores de medida para la determinación direccional .....	30
Tabla 9. Análisis de alcance de zonas para fallas monofásicas al 99% - Demanda Alta.....	107
Tabla 10. Análisis de alcance de zonas para fallas monofásicas al 99% - Demanda Baja .....	107

# 1 Introducción

A raíz del proyecto de modernización de las protecciones existentes de las subestaciones Coloso, Crucero, Domeyko, Escondida, Laguna Seca, O'higgins y Planta Óxidos pertenecientes a la empresa Minera Escondida se hacen los estudios para la verificación y recomendación de ajustes (relés indicados en las **tabla 1 y 2**), verificado que con los ajustes actuales y los recomendados en los nuevos relés exista una adecuada coordinación entre los relés de las subestaciones pertenecientes a Minera Escondida y los relés del área de influencia. Los nuevos relés a ser instalados son relés marca SIEMENS de referencias 7SA8 (relé de distancia), 7SL8/7SD8 (relés diferenciales de línea), 7UT8 (relés diferenciales) y 7SJ85 (relé de sobrecorriente). Adicionalmente se hará una verificación de la adecuada coordinación y operación de los ajustes existentes a nivel de 220 kV de las protecciones de distancia, sobrecorriente, falla interruptor, diferencial de barra, diferencial de línea y diferencial de transformador para los relés de las siguientes subestaciones pertenecientes a minera Escondida:

- Atacama
- Bombeo 2, 3 y 4
- Chimborazo
- Coloso
- Crucero
- Domeyko
- Escondida
- Farellón
- Laguna Seca
- Mejillones
- O'higgins
- Oxido
- OGP1
- Puri
- Sulfuros
- SVC

En los casos donde se observen posibles descoordinaciones o que algún ajuste no puede ser migrado de un relé a otro se recomendarán nuevos ajustes con base en las recomendaciones de los manuales de cada relé y los criterios de ajuste basados en las buenas prácticas de ingeniería y en la experiencia obtenida por SIEMENS en el desarrollo de estudios de coordinación de protecciones. Estos criterios cumplen con los fundamentos básicos de seguridad y selectividad en la operación de protecciones.

En el documento se presenta en el Anexo 3 las tablas con los ajustes de los relés que serán retirados y los ajustes correspondientes a los nuevos relés; y adicionalmente serán generadas las plantillas con los ajustes definitivos en cada relé.

Para validar el comportamiento de las protecciones de las subestaciones pertenecientes a Minera Escondida y su área de influencia se harán simulaciones de cortocircuito trifásico y

monofásico, en los escenarios de Generación Diurna/Demanda Alta y Generación Nocturna/Demanda alta.

Las simulaciones serán realizadas en el modelo completo de la red del SEN en el programa DIgSILENT Power factory, versión 18.0.7 a partir de la base de datos "BD Julio 2019.pfd, que fue descargada directamente desde la página del coordinador. La topología será la que se tenga actualmente en la base de datos del coordinador.

### Definición de Escenarios de Operación:

Considerar escenarios base de demanda alta para la zona Norte Grande del SEN, en particular para una condición diurna (alta generación de centrales ERNC fotovoltaicas y generación térmica reducida) y una condición nocturna (sin generación de centrales ERNC fotovoltaicas y alta generación térmica), evaluando las siguientes topologías:

- Sistema de transmisión normal al norte de S/E Kimal, estando abierto el interruptor 52B1 de S/E Tap Off Quiani y operando acopladas las secciones de barra de 110 kV en S/E Pozo Almonte (89HS cerrado).

A partir de los anteriores escenarios de operación serán simuladas fallas trifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas con resistencia de falla a tierra (RFT) nula y  $RFT = 10 \Omega$ ,  $25 \Omega$  y  $50 \Omega$ ; a los siguientes porcentajes 0%, 10%, 25%, 50% 75%, 90% 100% (Considerando ambos extremos de las líneas) para las siguientes líneas:

- ❖ Línea 1x220 kV Laguna Seca - Domeyko, ambos extremos.
- ❖ Línea 1x220 kV Domeyko - Óxidos, ambos extremos.
- ❖ Devanados de 220 kV y 13,8 kV del transformador 220/13,8 kV de S/E Planta Óxidos
- ❖ Un circuito de la línea 1x220 kV Domeyko - Escondida, ambos extremos.
- ❖ Un circuito de la línea 1x220 kV Escondida - Zaldivar, ambos extremos.
- ❖ Un circuito de la línea 1x220 kV Nueva Zaldivar - Zaldivar, ambos extremos.
- ❖ Un circuito de la línea 2x220 kV Nueva Zaldivar - Laberinto, ambos extremos.
- ❖ Un circuito de la línea 1x220 kV Mantos - Laberinto, ambos extremos.
- ❖ Un circuito de la línea 2x220 kV Kapatur - Laberinto, ambos extremos.
- ❖ Un circuito de la línea 2x220 kV Crucero - Laberinto, ambos extremos.
- ❖ Un circuito de la línea 2x220 kV O'Higgins - Coloso, ambos extremos.
- ❖ Línea 1x220 kV O'Higgins - Domeyko, ambos extremos.
- ❖ Línea 1x220 kV O'Higgins - Mejillones, ambos extremos.
- ❖ Línea 1x220 kV Domeyko - Chimborazo, ambos extremos.
- ❖ Línea 1x220 kV Domeyko - Puri, ambos extremos.
- ❖ Línea 1x220 kV Domeyko - Sulfuros, ambos extremos.
- ❖ Línea 1x220 kV Domeyko – OGP1, ambos extremos.
- ❖ Línea 1x220 kV Domeyko – SVC, ambos extremos.
- ❖ Línea 1x220 kV Sulfuros – Nueva Zaldivar, ambos extremos.
- ❖ Línea 1x220 kV O'Higgins - Puri, ambos extremos.

- ❖ Línea 2x220 kV O'Higgins – Atacama, ambos extremos.
- ❖ Línea 2x220 kV O'Higgins – Kapatur, extremo O'Higgins.
- ❖ Línea 1x220 kV O'Higgins – Farellón, ambos extremos.
- ❖ Línea 1x220 kV OGP1 – Nueva Zaldivar, extremo OGP1.
- ❖ Línea 1x220 kV Chimborazo – Farellón, ambos extremos.

También serán simuladas fallas trifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas con resistencia de falla a tierra (RFT) nula y  $RFT = 10 \, \Omega$ ,  $20 \, \Omega$  en los reactores y en el lado de alta y baja para los siguientes transformadores y reactores:

- ❖ Devanados de 220 kV y 13,8 kV del transformador 1 de 220/13,8 kV de S/E Escondida
- ❖ Devanados de 220 kV y 13,8 kV del transformador 2 de 220/13,8 kV de S/E Escondida
- ❖ Devanados de 220 kV y 13,8 kV del transformador 3 de 220/13,8 kV de S/E Escondida
- ❖ Devanados de 220 kV y 13,8 kV del transformador 4 de 220/13,8 kV de S/E Escondida
- ❖ Devanados de 220 kV y 13,8 kV del transformador 1 de 220/13,8 kV de Laguna Seca
- ❖ Devanados de 220 kV y 13,8 kV del transformador 2 de 220/13,8 kV de Laguna Seca
- ❖ Devanados de 220 kV y 13,8 kV del transformador 3 de 220/13,8 kV de Laguna Seca
- ❖ Devanados de 220 kV y 13,8 kV del transformador 7 de 220/69 kV de Laguna Seca
- ❖ Devanados de 220 kV y 13,8 kV del transformador 8 de 220/69 kV de Laguna Seca
- ❖ Devanados de 220 kV de transformadores 1/2 de 220/19,5 kV de SVC
- ❖ Reactores 3x220 kV de Escondida.
- ❖ Devanados de 220 kV y 69 kV del transformador 1 de 220/69/13,8 kV de S/E Sulfuros
- ❖ Devanados de 220 kV y 69 kV del transformador 2 de 220/69/13,8 kV de S/E Sulfuros
- ❖ Devanados de 220 kV y 69 kV del transformador 3 de 220/69 kV de S/E Sulfuros
- ❖ Devanados de 220 kV y 13,8 kV del transformador 1 de 220/6,9/13,8 kV de S/E Coloso
- ❖ Devanados de 220 kV y 13,8 kV del transformador 2 de 220/6,9/13,8 kV de S/E Coloso
- ❖ Devanados de 220 kV y 13,8 kV del transformador 3 de 220/6,9/13,8 kV de S/E Coloso
- ❖ Devanados de 220 kV y 4,16 kV del transformador 1 de 220/4,16 kV de S/E Bombeo No2
- ❖ Devanados de 220 kV y 4,16 kV del transformador 1 de 220/4,16 kV de S/E Bombeo No3
- ❖ Devanados de 220 kV y 4,16 kV del transformador 1 de 220/4,16 kV de S/E Bombeo No4
- ❖ Devanados de 220 kV y 13,8 kV del transformador 1 de 220/13,8 kV de S/E Oxido
- ❖ Devanados de 220 kV y 13,8 kV del transformador 2 de 220/13,8 kV de S/E Oxido
- ❖ Devanados de 220 kV y 19,5 kV del transformador 1 de 220/19,5 kV de S/E SVC
- ❖ Devanados de 220 kV y 6,9 kV del transformador 1/2 de 220/6,9 kV de S/E Farellón
- ❖ Devanados de 220 kV y 6,9 kV del transformador 3 de 220/6,9 kV de S/E Farellón
- ❖ Devanados de 220 kV y 6,9 kV del transformador 1/2 de 220/6,9 kV de S/E Chimborazo
- ❖ Devanados de 220 kV y 6,9 kV del transformador 3 de 220/6,9 kV de S/E Chimborazo
- ❖ Devanados de 220 kV y 6,9 kV del transformador 1/2 de 220/6,9 kV de S/E Puri
- ❖ Devanados de 220 kV y 6,9 kV del transformador 3 de 220/6,9 kV de S/E Puri



## 2 Información del sistema

Los cálculos de cortocircuito se hacen a partir del modelo del sistema eléctrico Nacional (SEN) correspondiente a la zona de influencia de las subestaciones pertenecientes a Minera Escondida en el software de estudios eléctricos DIgSILENT, el cual es una moderna herramienta de alto desempeño en el desarrollo de estudios de planeamiento y en el diseño de redes eléctricas, así como en estudios de coordinación de protecciones.

El sistema correspondiente a las líneas y equipos a nivel 220 kV se hace con base en los parámetros establecidos en la base de datos de DIgSILENT descargada directamente de la página del coordinador. Se consideran en el modelo las líneas a nivel de 69 kV entre las subestaciones OGP1 y Laguna Seca, las cuales permiten obtener una contribución de corriente de fallas desde laguna Seca para las fallas en 220 kV.

El unifilar con la red considerada en el modelamiento en DIgSILENT y que fue utilizado para las simulaciones se presenta en el Anexo 1.

En los siguientes diagramas unifilares se resaltan los nuevos relés y las subestaciones donde serán instalados y adicionalmente se muestran los relés con los cuales se deberán coordinar los nuevos relés.

-  Nuevos relés (Modernización de protecciones)
-  Protecciones existentes a Verificar de propiedad de Minera Escondida

**Figura 1. Protecciones de relés a verificar pertenecientes a Minera Escondida**

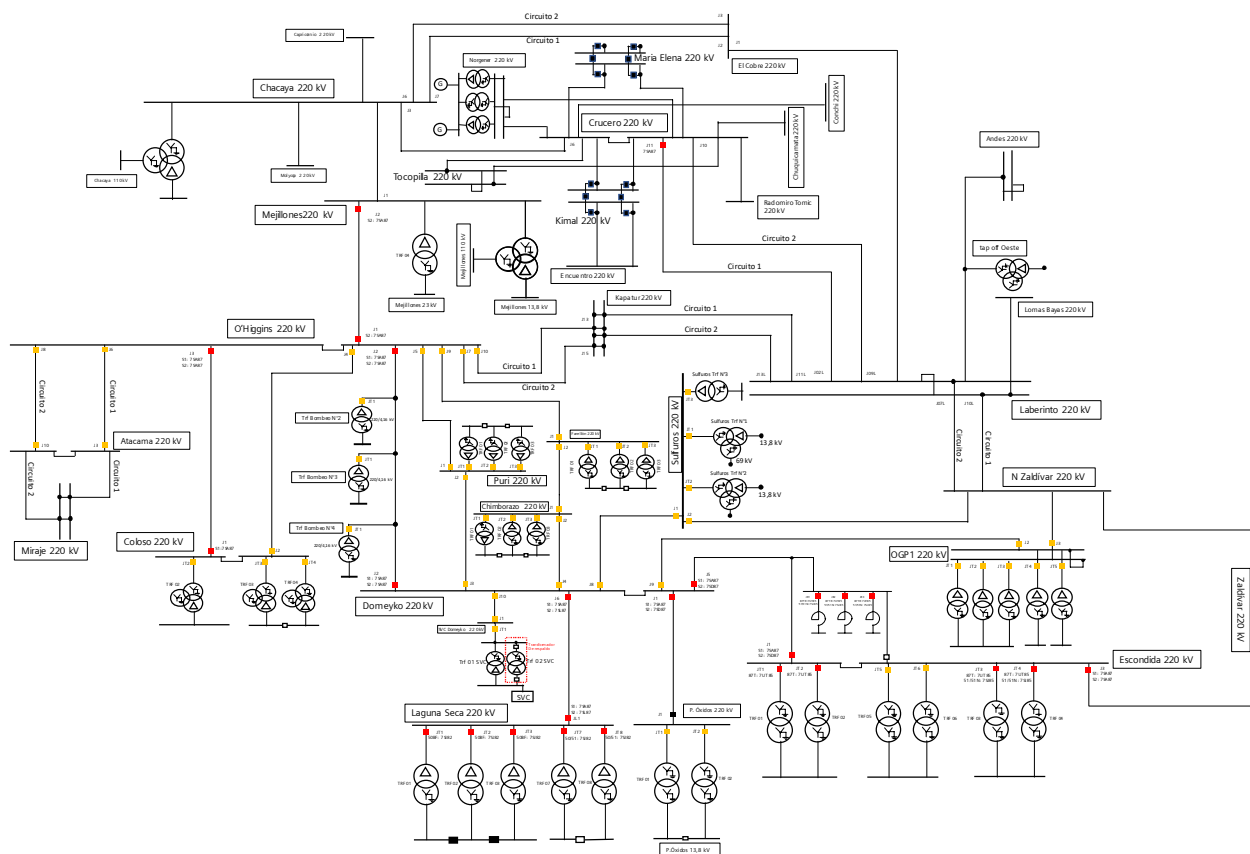


Tabla 1. Listado de relés que serán retirados y de nuevos relés a instalar

Subestación	Voltaje [kV]	Línea/Equipo/Aliment	Paño	Protecciones	Equipos a retirar		Nuevos Equipos a instalar		
					Marca	Modelo	Marca	Modelo/Código	
Coloso	220	Coloso-O'higgins	J1	21-21N/S1	Schweitzer	SEL 421	Siemens	7SA87	P1A147930
Crucero	220	Crucero-Laberinto 1	J11	21-21N/S1	Schweitzer	SEL 421	Siemens	7SA87	P1A147930
Domeyko	220	Domeyko-Escondida	J5	21-21N/S1	Schweitzer	SEL 421	Siemens	7SA87	P1A147930
Domeyko	220	Domeyko-Escondida		87L/S2	Siemens	7SD5225	Siemens	7SL87	P1C367181
Domeyko	220	Domeyko-Laguna Seca	J6	21-21N/S1	Schweitzer	SEL 421	Siemens	7SA87	P1A147930
Domeyko	220	Domeyko-Laguna Seca		87L/S2	Siemens	7SD5225	Siemens	7SL87	P1C367181
Domeyko	220	Domeyko-Oxidos	J1	21-21N/S1	Schweitzer	SEL 421	Siemens	7SA87	P1A147930
Domeyko	220	Domeyko-Oxidos		87L/S2	Siemens	7SD5225	Siemens	7SL87	P1C367181
Domeyko	220	Domeyko-O'higgins	J2	21-21N/S1	Schweitzer	SEL 421	Siemens	7SA87	P1A147930
Domeyko	220	Domeyko-O'higgins		21-21N/S2	Siemens	7SA6125	Siemens	7SA87	P1A147930
Escondida	220	Escondida-Domeyko	J1	21-21N/S1	Schweitzer	SEL 421	Siemens	7SA87	P1A147930
Escondida	220	Escondida-Domeyko		87L/S2	Siemens	7SD5225	Siemens	7SL87	P1C367181
Escondida	220	Escondida-Zaldivar	J3	21-21N/S1	Schweitzer	SEL 421	Siemens	7SA87	P1A147930
Escondida	220	Reactor R1	JR1	87R1	GE SR	SR745	Siemens	7UT85	P1F208000
Escondida	220	Reactor R1		51-51N	GE SR	SR750	Siemens	7SJ85	P1J196936
Escondida	220	Reactor 2A	JR2	87R2A	GE SR	SR745	Siemens	7UT85	P1F208000
Escondida	220	Reactor 2A		51-51N	GE SR	SR750	Siemens	7SJ85	P1J196936
Escondida	220	Reactor 2B	JR3	87R2B	GE SR	SR745	Siemens	7UT85	P1F208000
Escondida	220	Reactor 2B		51-51N	GE SR	SR750	Siemens	7SJ85	P1J196936
Escondida	220	Trafo 1	JT1	87T1	GE SR	SR745	Siemens	7UT85	P1F208000
Escondida	220	Trafo 2	JT2	87T2	GE SR	SR745	Siemens	7UT85	P1F208000
Escondida	220	Trafo 3	JT3	87T3	GE SR	SR745	Siemens	7UT85	P1F208000
Escondida	220	Trafo 3		51/51N	GE SR	SR750	Siemens	7SJ85	P1J196936
Escondida	220	Trafo 4	JT4	87T4	GE SR	SR745	Siemens	7UT85	P1F208000
Escondida	220	Trafo 4		51/51N	GE SR	SR750	Siemens	7SJ85	P1J196936
Escondida	220	Escondida-Zaldivar	J3	87L/S2	Siemens	7SD5225	Siemens	7SA87	P1A147930
Laguna Seca	220	Laguna Seca-Domeyko	JL1	21-21N/S1	Schweitzer	SEL 421	Siemens	7SA87	P1A147930
Laguna Seca	220	Laguna Seca-Domeyko		87L/S2	Siemens	7SD5225	Siemens	7SL87	P1C367181
Laguna Seca	220	Transformador 1	JT1	50BF	Alstom	Micom P142	Siemens	7SJ85	P1J221375
Laguna Seca	220	Transformador 2	JT2	50BF	Alstom	Micom P142	Siemens	7SJ85	P1J221375
Laguna Seca	220	Transformador 3	JT3	50BF	Alstom	Micom P142	Siemens	7SJ85	P1J221375
Laguna Seca	220	Transformador 7	JT7	50/51	Alstom	Micom P142	Siemens	7SJ85	P1J221375
Laguna Seca	220	Transformador 8	JT8	50/51	Alstom	Micom P142	Siemens	7SJ85	P1J221375
Mejillones	220	Mejillones-O'higgins	J2	21-21N/S2	Schweitzer	SEL 421	Siemens	7SA87	P1A147930
O'higgins	220	O'higgins-Mejillones	J1	21-21N/S2	Schweitzer	SEL 421	Siemens	7SA87	P1A147930
O'higgins	220	O'higgins-Domeyko	J2	21-21N/S1	Schweitzer	SEL 421	Siemens	7SA87	P1A147930
O'higgins	220	O'higgins-Domeyko		21-21N/S2	Schweitzer	SEL 421	Siemens	7SA87	P1A147930
O'higgins	220	O'higgins-Coloso	J3	21-21N/S1	Schweitzer	SEL 421	Siemens	7SA87	P1A147930
O'higgins	220	O'higgins-Coloso		21-21N/S2	Schweitzer	SEL 421	Siemens	7SA87	P1A147930
O'higgins	220	Barra 220 kV		59B	Schweitzer	SEL 351A	Siemens	7SJ85	P1J221375
Oxido	220	Oxidos-Domeyko	J1	87L/S2	Siemens	7SD5225	Siemens	7SL87	P1C367181

Tabla 2. Listado de relés donde serán verificados los ajustes de protección

Subestación	Voltaje [KV]	Paño	Línea/Equipo/Aliment	Protecciones	Marca	Modelo
Domeyko	220	J4	Chimborazo J4	87US1	Siemens	7SL87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR111-221118-BAK000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J4	Chimborazo J4	21-21N/S2	Siemens	7SA87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR0111-121118-BAK000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J3	Puri J3	87US1	Siemens	7SL87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR111-221118-BAK000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J3	Puri J3	21-21N/S2	Siemens	7SA87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR0111-121118-BAK000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J8	Domeyko-Sulfuros	21-21N/S1	Siemens	7SA61165AE927GN7-0A
	220	J8	Domeyko-Sulfuros	87US2	Siemens	7SD52255CB990CJ0---0A--2C
	220	J8	Domeyko-Sulfuros	50BF	Siemens	7VK61055AB924YC0-0A
	220	J9	OGP1 J9	87US2	ABB	RED 670-1MRK002810-AC
	220	J10	SVC J10	87US1	ABB	RED 670-1MRK002810-AC
	220	J5	Seccionador	50BF	Siemens	7VK61055AB924YC0-0S
Escondida	220	J2	Escondida-Zaldivar	87US2	Siemens	7SD52255DB997CJ1...DG...2H
Sulfuros	220		Barra 220 kV	87B-F1	Siemens	7UT63355EE921BA0-0A
	220		Barra 220 kV	87B-F2	Siemens	7UT63355EE921BA0-0A
	220		Barra 220 kV	87B-F3	Siemens	7UT63355EE921BA0-0A
	220	J1	Sulfuros-Domeyko	21-21N/S1	Siemens	7SA61165AE927GN7-0A
	220	J1	Sulfuros-Domeyko	87US2	Siemens	7SD52255CB990CJ0---0A--2C
	220	J1	Sulfuros-Domeyko	50BF	Siemens	7VK6105-5AB924YC0---0A---
	220	J2	Sulfuros-Nueva Zaldivar	21-21N/S1	Siemens	7SA61165AE927GN7-0A
	220	J2	Sulfuros-Nueva Zaldivar	21-21N/S2	Siemens	7SA61165AE927GN7-0A
	220	J2	Sulfuros-Nueva Zaldivar	50BF	Siemens	7VK6105-5AB924YC0---0A---
	220	JT1	Trafo 1	50/51	Siemens	7SJ61155EE923FA0-0A
	220	JT1	Trafo 1	87T1	Siemens	7UT63355EE921BA0-0A
	220	JT1	Trafo 1	50BF	Siemens	7VK6105-5AB924YC0---0A---
	220	JT2	Trafo 2	50/51	Siemens	7SJ61155EE923FA0-0A
	220	JT2	Trafo 2	87T2	Siemens	7UT63355EE921BA0-0A
	220	JT2	Trafo 2	50BF	Siemens	7VK6105-5AB924YC0---0A---
	220	JT3	Trafo 3	87T1	Siemens	7UT61355EE921BC0-0S
	220	JT3	Trafo 3	50/51	Siemens	7SJ62155EE921FE0-0S
	220	JT3	Trafo 3	50BF	Siemens	7SJ62155EE921FE0-0S
O'higgins	220	J1	O'higgins-Mejillones	21-21N/S1	Siemens	7SA61255BE997PR4---0S---2A
	220	J1	O'higgins-Mejillones	50BF	Siemens	7VK61155AB924YQ0---0S
	220	J4	Coloso (J4) Cto 2	F21/21N S1	Siemens	7SA87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR0111-121118-BAG000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J4	Coloso (J4) Cto 2	F21/21N S2	Siemens	7SA87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR0111-121118-BAK000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J4	Coloso (J4) Cto 2	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AAO-OAAAAO-AL0111-121118-BAA000-000AAO-CB1BA1-CGO
	220	J5	Puri J5	F87LS1	Siemens	7SL87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR111-221118-BAK000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J5	Puri J5	F21/21N S2	Siemens	7SA87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR0111-121118-BAK000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J5	Puri J5	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AAO-OAAAAO-AL0111-121118-BAA000-000AAO-CB1BA1-CGO
	220	J6	Atacama 2 J6	F87LS1	Siemens	7SL87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR111-221118-BAK000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J6	Atacama 2 J6	F21/21N S2	Siemens	7SA87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR0111-121118-BAK000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J6	Atacama 2 J6	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AAO-OAAAAO-AL0111-121118-BAA000-000AAO-CB1BA1-CGO
	220	J7	Kapatur 1 J7	F87LS1	Siemens	7SD87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR111-121118-BAK000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J7	Kapatur 1 J7	F21/21N S2	Siemens	7SA87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR0111-121118-BAA000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J7	Kapatur 1 J7	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AAO-OAAAAO-AL0111-121118-BAA000-000AAO-CB1BA1-CGO
	220	J8	Atacama 1 J8	F87LS1	Siemens	7SL87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR111-221118-BAK000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J8	Atacama 1 J8	F21/21N S2	Siemens	7SA87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR0111-121118-BAK000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J8	Atacama 1 J8	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AAO-OAAAAO-AL0111-121118-BAA000-000AAO-CB1BA1-CGO
	220	J9	Farrellones J9	F87LS1	Siemens	7SL87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR111-221118-BAG000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J9	Farrellones J9	F21/21N S2	Siemens	7SA87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR0111-121118-BAK000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J9	Farrellones J9	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AAO-OAAAAO-AL0111-121118-BAA000-000AAO-CB1BA1-CGO
	220	J10	Kapatur 2 J10	F87LS1	Siemens	7SL87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR111-121118-BAK000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J10	Kapatur 2 J10	F21/21N S2	Siemens	7SA87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR0111-121118-BAA000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J10	Kapatur 2 J10	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AAO-OAAAAO-AL0111-121118-BAA000-000AAO-CB1BA1-CGO
	220	J51	Seccionador JS1	F51S1	Siemens	7SJ85-DAAA-AAO-OAAAAO-AR0111-121118-BAA000-000AAO-CB1BA1-CGO
	220	J51	Seccionador JS1	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AAO-OAAAAO-AL0111-121118-BAA000-000AAO-CB1BA1-CGO
	220	J51	Seccionador JS2	F51S1	Siemens	7SJ85-DAAA-AAO-OAAAAO-AR0111-121118-BAA000-000AAO-CB1BA1-CGO
	220	J51	Seccionador JS2	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AAO-OAAAAO-AL0111-121118-BAA000-000AAO-CB1BA1-CGO
	220		Barra 220 kV (Ampliación)	F87B	Siemens	7SS85-DAAA-AAO-OAAAAO-AXB111-521118-BAA000-000AAO-CC1BA1-CC1CC1-CC1CC1-BC1EAO-CE0CE0-CE0CE0
Mejillones	220	J2	Mejillones-O'higgins	21-21N/S1	Siemens	7SA6125-5BE99-7PR4-----0S2A
	220	J2	Mejillones-O'higgins	50BF	Siemens	7VK6115-5AB92-4YQ0-----0S
Atacama	220	J03	O'Higgins 1 (J03)	87US1	Siemens	7SL87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR0111-221118-BAK000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J03	O'Higgins 1 (J03)	21-21N/S2	Siemens	7SA87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR0111-121118-BAK000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J10	O'Higgins 2 (J10)	87US1	Siemens	7SL87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR0111-221118-BAK000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J10	O'Higgins 2 (J10)	21-21N/S2	Siemens	7SA87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR0112-221118-BAK000-000AAO-CH1BA1-CEO
	220	J11	Crucero-Laberinto 1	21-21N/S2	Siemens	7SA61255AB927PR4---0R
Crucero	220	J11	Crucero-Laberinto 1	50BF	Siemens	7VK61055AB924YC0
Cobso	220	J1	Coloso-O'higgins	21-21N/S2	Siemens	7SA61255AB917PR4-0G
	220	J2	O'Higgins J2	F21/21N S1	Siemens	7SA87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR0111-121118-BAG000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	J2	O'Higgins J2	F21/21N S2	Siemens	7SA87-DAAA-AAO-OAAAAO-AR0111-121118-BAG000-000AAO-CH1BA1-CGO
	220	JT2	Transformador 2 (JT2)	F87TS1	Siemens	7UT86-DAAA-AAO-OAAAAO-AK0111-121118-BAA000-000AAO-CC4BA1-CA1CF0
	220	JT2	Transformador 2 (JT2)	F51S2	Siemens	7SJ85-DAAA-AAO-OAAAAO-AH0111-121118-BAA000-000AAO-CB2BA1-CGO
	220	JT3	Transformador 3 (JT3)	F87TS1	Siemens	7UT86-DAAA-AAO-OAAAAO-AK0111-121118-BAA000-000AAO-CC4BA1-CA1CF0
	220	JT3	Transformador 3 (JT3)	F51S2	Siemens	7SJ85-DAAA-AAO-OAAAAO-AH0111-121118-BAA000-000AAO-CB2BA1-CGO
	220	JT4	Transformador 4 (JT4)	F87TS1	Siemens	7UT86-DAAA-AAO-OAAAAO-AK0111-121118-BAA000-000AAO-CC4BA1-CA1CF0
	220	JT4	Transformador 4 (JT4)	F51S2	Siemens	7SJ85-DAAA-AAO-OAAAAO-AH0111-121118-BAA000-000AAO-CB2BA1-CGO
	220		Barra 2	87B	Siemens	7UT6335-5EE92-1AA0-L0S
	220	J5	Seccionador (52J5)	F51	Siemens	7SJ85-DAAA-AAO-OAAAAO-AH0111-121118-BAA000-000AAO-CB2BA1
Bombeo 2	220	JT1	Transformador 1	87T1	Siemens	7UT6335-5EE92-1BA0-0A
	220	JT1	Transformador 1	51/51N	Siemens	7SJ6115-5EE923FA0-0A
	220	JT1	Transformador 1	50BF	Siemens	7VK6105-5AB92-4YC0-0A
Bombeo 3	220	JT1	Transformador 1	87T1	Siemens	7UT6335-5EE92-1BA0-0A
	220	JT1	Transformador 1	51/51N	Siemens	7SJ6115-5EE923FA0-0A
Bombeo 4	220	JT1	Transformador 1	50BF	Siemens	7VK6105-5AB92-4YC0-0A
	220	JT1	Transformador 1	87T1	Siemens	7UT6335-5EE92-1BA0-0A
	220	JT1	Transformador 1	51/51N	Siemens	7SJ6115-5EE923FA0-0A
Oxido	220	J1	Oxido-Domeyko	87L	Siemens	7SD5225-5DB99-7CJ1---0G--2H---
	220	JT1	Trafo 1	50BF	Siemens	7VK61055AB924YC0-0A
	220	JT1	Trafo 1	51/51N	Siemens	7SJ611155EE923FA0
	220	JT2	Trafo 2	50BF	Siemens	7VK61055AB924YC0-0A
	220	JT2	Trafo 2	51/51N	Siemens	7SJ611155EE923FA0

Subestación	Voltaje [kV]	Paño	Línea/Equipo/Aliment	Protecciones	Marca	Modelo
OGP1	220	J3	Nva Zaldivar J3	87L	ABB	RED670-1MRK002810-AC
	220	J2	Domeyko J2	87L	ABB	RED670-1MRK002810-AC
	220	J2	Domeyko J2	50BF (BU)	ABB	REB500-BU03-V7-C1-A45-P0-F1-BB1
	220		Barra 220 kV	87B	ABB	REB500CU03-V76-510-P0-B0-CA3-CB0
	220	J5	Acoplador J5	50BF (BU)	ABB	REB500-BU03-V7-C1-A45-P0-F1-BB1
	220	JT1	Transformador T1	87T	ABB	RET670-1MRK002816-AC
	220	JT1	Transformador T1	50-51	ABB	REC670-1MRK002814-AC
	220	JT1	Transformador T1	50BF (BU)	ABB	REB500-BU03-V7-C1-A45-P0-F1-BB1
	220	JT2	Transformador T2	87T	ABB	RET670-1MRK002816-AC
	220	JT2	Transformador T2	50-51	ABB	REC670-1MRK002814-AC
	220	JT2	Transformador T2	50BF (BU)	ABB	REB500-BU03-V7-C1-A45-P0-F1-BB1
	220	JT3	Transformador T3	87T	ABB	RET670-1MRK002816-AC
	220	JT3	Transformador T3	50-51	ABB	REC670-1MRK002814-AC
	220	JT3	Transformador T3	50BF (BU)	ABB	REB500-BU03-V7-C1-A45-P0-F1-BB1
	220	JT4	Transformador T4	87T	ABB	RET670-1MRK002816-AC
	220	JT4	Transformador T4	50-51	ABB	REC670-1MRK002814-AC
	220	JT4	Transformador T4	50BF (BU)	ABB	REB500-BU03-V7-C1-A45-P0-F1-BB1
	220	JT5	Transformador T5	87T	ABB	RET670-1MRK002816-AC
	220	JT5	Transformador T5	50-51	ABB	REC670-1MRK002814-AC
	220	JT5	Transformador T5	50BF (BU)	ABB	REB500-BU03-V7-C1-A45-P0-F1-BB1
SVC	220	J1	SVC-Domeyko	87L51	ABB	RED670-1MRK002810-AC
	220	JT1	Transformador 220/19.5 kV	87T	ABB	RET670-1MRK002816-AC
	220	JT1	Transformador 220/19.5 kV	51/51N	ABB	REC670-1MRK002816-AC
	220	JT1	Transformador 220/19.5 kV	50BF	ABB	REC670-1MRK002814-AC
	220	JT2	Transformador 220/19.5 kV	87T	ABB	RET670-1MRK002816-AC
	220	JT2	Transformador 220/19.5 kV	51/51N/50BF	ABB	RED670
Farellon	220	J2	Chimborazo J2	F87L51	Siemens	7SL87-DAAA-AA0-0AAAA-AR111-22111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	J2	Chimborazo J2	F21/21N S2	Siemens	7SA87-DAAA-AA0-0AAAA-AR0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	J2	Chimborazo J2	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AA0-0AAAA-AL0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	J1	O'Higgins J1	F87L51	Siemens	7SL87-DAAA-AA0-0AAAA-AR111-22111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	J1	O'Higgins J1	F21/21N S2	Siemens	7SA87-DAAA-AA0-0AAAA-AR0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	J1	O'Higgins J1	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AA0-0AAAA-AL0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	JT1	Transformador T1	F87T51	Siemens	7UT86-DAAA-AA0-0AAAA-AK0111-22111B-BCA000-000AA0-CC4BA1-CG0
	220	JT1	Transformador T1	F51S2	Siemens	7SJ85-DAAA-AA0-0AAAA-AR0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	JT1	Transformador T1	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AA0-0AAAA-AL0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	JT2	Transformador T2	F87T51	Siemens	7UT86-DAAA-AA0-0AAAA-AK0111-22111B-BCA000-000AA0-CC4BA1-CG0
	220	JT2	Transformador T2	F51S2	Siemens	7SJ85-DAAA-AA0-0AAAA-AR0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	JT2	Transformador T2	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AA0-0AAAA-AL0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	JT3	Transformador T3	F87T51	Siemens	7UT86-DAAA-AA0-0AAAA-AK0111-22111B-BCA000-000AA0-CC4BA1-CG0
	220	JT3	Transformador T3	F51S2	Siemens	7SJ85-DAAA-AA0-0AAAA-AR0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	JT3	Transformador T3	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AA0-0AAAA-AL0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220		Barra	87B	Siemens	7SS85-DAAA-AA0-0AAAA-AL9111-32111B-BAK000-000AA0-CC1BA1-CC1CE0-EA0CE0
Chimborazo	220	J2	Domeyko J2	F87L51	Siemens	7SL87-DAAA-AA0-0AAAA-AR111-22111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	J2	Domeyko J2	F21/21N S2	Siemens	7SA87-DAAA-AA0-0AAAA-AR0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	J2	Domeyko J2	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AA0-0AAAA-AL0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	J1	Farellones J1	F87L51	Siemens	7SL87-DAAA-AA0-0AAAA-AR111-22111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	J1	Farellones J1	F21/21N S2	Siemens	7SA87-DAAA-AA0-0AAAA-AR0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	J1	Farellones J1	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AA0-0AAAA-AL0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	JT1	Transformador T1	F87T51	Siemens	7UT86-DAAA-AA0-0AAAA-AK0111-22111B-BCA000-000AA0-CC4BA1-CG0
	220	JT1	Transformador T1	F51S2	Siemens	7SJ85-DAAA-AA0-0AAAA-AR0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	JT1	Transformador T1	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AA0-0AAAA-AL0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	JT2	Transformador T2	F87T51	Siemens	7UT86-DAAA-AA0-0AAAA-AK0111-22111B-BCA000-000AA0-CC4BA1-CG0
	220	JT2	Transformador T2	F51S2	Siemens	7SJ85-DAAA-AA0-0AAAA-AR0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	JT2	Transformador T2	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AA0-0AAAA-AL0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	JT3	Transformador T3	F87T51	Siemens	7UT86-DAAA-AA0-0AAAA-AK0111-22111B-BCA000-000AA0-CC4BA1-CG0
	220	JT3	Transformador T3	F51S2	Siemens	7SJ85-DAAA-AA0-0AAAA-AR0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	JT3	Transformador T3	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AA0-0AAAA-AL0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
Puri	220		Barra	87B	Siemens	7SS85-DAAA-AA0-0AAAA-AL9111-32111B-BAK000-000AA0-CC1BA1-CC1CE0-EA0CE0
	220	J2	Domeyko (J2)	F87L51	Siemens	7SL87-DAAA-AA0-0AAAA-AR111-22111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	J2	Domeyko (J2)	F21/21N S2	Siemens	7SA87-DAAA-AA0-0AAAA-AR0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	J2	Domeyko (J2)	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AA0-0AAAA-AL0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	J1	O'Higgins (J1)	F87L51	Siemens	7SL87-DAAA-AA0-0AAAA-AR111-22111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	J1	O'Higgins (J1)	F21/21N S2	Siemens	7SA87-DAAA-AA0-0AAAA-AR0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	J1	O'Higgins (J1)	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AA0-0AAAA-AL0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	JT1	Transformador T1	F87T51	Siemens	7UT86-DAAA-AA0-0AAAA-AK0111-22111B-BCA000-000AA0-CC4BA1-CG0
	220	JT1	Transformador T1	F51S2	Siemens	7SJ85-DAAA-AA0-0AAAA-AR0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	JT1	Transformador T1	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AA0-0AAAA-AL0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	JT2	Transformador T2	F87T51	Siemens	7UT86-DAAA-AA0-0AAAA-AK0111-22111B-BCA000-000AA0-CC4BA1-CG0
	220	JT2	Transformador T2	F51S2	Siemens	7SJ85-DAAA-AA0-0AAAA-AR0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	JT2	Transformador T2	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AA0-0AAAA-AL0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	JT3	Transformador T3	F87T51	Siemens	7UT86-DAAA-AA0-0AAAA-AK0111-22111B-BCA000-000AA0-CC4BA1-CG0
	220	JT3	Transformador T3	F51S2	Siemens	7SJ85-DAAA-AA0-0AAAA-AR0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0
	220	JT3	Transformador T3	F50BF	Siemens	7VK87-DAAA-AA0-0AAAA-AL0111-12111B-BAK000-000AA0-CH1BA1-CG0

Tabla 3. Subestaciones del área de influencia y del proyecto de modernización en 220 kV

Subestación	Un [kV]	Configuración
Mejillones	220	Barra sencilla
O'Higgins	220	Doble Barra con acople de barras y barra de transferencia
Coloso	220	Barra sencilla con acople de barras
Domeyko	220	Barra sencilla con acople de barras
Laguna Seca	220	Barra sencilla
Planta Oxido	220	Barra sencilla
Escondida	220	Barra sencilla con acople de barras
Zaldivar	220	Barra sencilla
Nueva Zaldivar	220	Doble Barra con acople de barras
Kapatur	220	Doble Barra
Crucero	220	Barra sencilla con acople de barras
Laberinto	220	Doble Barra con acople de barras

Tabla 4. Parámetros de Transformadores de Minera Escondida y área de influencia

Subestación	Nombre	Tensión Nominal [KV]			Sn (ONAF) [MVA]			μk [%]		
		Un1	Un2	Un3	SN1	SN2	SN3	μk13	μk12	μk23
Mejillones	TRF-No4	223	23	--	40	40	--	--	12,51 (40 MVA)	--
Mejillones	TRF-100 MVA	220	115	13,8	100	100	25	9,320 (25 MVA)	13,225 (100 MVA)	5,283 (25 MVA)
Coloso	TRF-No2	220	13,8	6,9	80	44	36	8,86 (36 MVA)	7,85 (44 MVA)	15,92 (36 MVA)
Coloso	TRF-No3	220	13,8	6,9	80	44	36	8,72 (36 MVA)	7,29 (44 MVA)	15,87 (36 MVA)
Coloso	TRF-No4	220	13,8	6,9	80	44	36	8,66 (36 MVA)	7,55 (44 MVA)	16,02 (36 MVA)
Laguna Seca	TRF-No1	220	23	--	83,3	83,3	--	--	14,68 (83,3 MVA)	--
Laguna Seca	TRF-No2	220	23	--	83,3	83,3	--	--	14,68 (83,3 MVA)	
Laguna Seca	TRF-No3	220	23	--	83,3	83,3	--	--	14,68 (83,3 MVA)	
Laguna Seca	TRF-No7	220	69	--	50,	50,	--	--	12,83 (50 MVA)	
Laguna Seca	TRF-No8	220	69	--	50,	50,	--	--	12,87 (50 MVA)	
Planta Oxido	TRF-No1	220	13,8	--	83,3	83,3	--	--	9,578 (50 MVA)	--
Planta Oxido	TRF-No2	220	13,8	--	83,3	83,3	--	--	9,317 (50 MVA)	
Escondida	TRF-No1	220	13,8	6,9	67,2	67,2	12,9	15,41 (25,0 MVA)	19,23 (67,2 MVA)	7,57 (NA)
Escondida	TRF-No2	220	13,8	6,9	67,2	67,2	12,9	15,41 (25,0 MVA)	18,85 (67,2 MVA)	7,57 (NA)
Escondida	TRF-No5	220	69	6,9	50,	50,	N/A	(NA)	13,93 (50 MVA)	(NA)
Escondida	TRF-No6	220	69	6,9	50,	50,	N/A	(NA)	13,93 (50 MVA)	(NA)
Escondida	TRF-No3	220	13,8	6,9	75,	75,	N/A	(NA)	14,17 (75 MVA)	(NA)
Escondida	TRF-No4	220	13,8	6,9	75,	75,	N/A	(NA)	14,17 (75 MVA)	(NA)
Zaldivar	TRF-No1	220	66	23	67	33,2	50	13,9 (50 MVA)	6,574 (33,2 MVA)	2,423 (33,2 MVA)
Zaldivar	TRF-No2	220	66	23	67	33,2	50	13,9 (50 MVA)	6,574 (33,2 MVA)	2,423 (33,2 MVA)
Crucero	TRF-No1	220	23	--	5	5	--	--	7,55 (5 MVA)	
Bombeo No 2	TRF-Bomb No2	220	4,16	--	27,5	27,5	--	--	12,017 (27,5 MVA)	
Bombeo No 3	TRF-Bomb No3	220	4,16	--	22	22	--	--	7,14 (16,5 MVA)	
Bombeo No 4	TRF-Bomb No4	220	4,16	--	22	22	--	--	7,19 (16,5 MVA)	
OGP1	TRF-1	220	33	--	100	100	--	--	21,283 (100 MVA)	
OGP1	TRF-2	220	33	--	100	100	--	--	21,25 (100 MVA)	
OGP1	TRF-3	220	33	--	100	100	--	--	21,184 (100 MVA)	

OGP1	TRF-4	220	69	--	100	100	--	--	12,683 (100 MVA)	
Subestación	Nombre	Tensión Nominal [KV]			Sn (ONAF) [MVA]			$\mu k$ [%]		
		Un1	Un2	Un3	SN1	SN2	SN3	$\mu k13$	$\mu k12$	$\mu k23$
OGP1	TRF-5	220	69	--	100	100	--	--	12,733 (100 MVA)	
Chimborazo	TRF-1	220	6,9	--	36	36	--	--	16,25 (36 MVA)	
Chimborazo	TRF-2	220	6,9	--	36	36	--	--	15,95 (36 MVA)	
Chimborazo (*)	TRF-3	220	6,9	--	36	36	--	--	16,01 (36 MVA)	
Farellón	TRF-1	220	6,9	--	36	36	--	--	16,00 (36 MVA)	
Farellón	TRF-2	220	6,9	--	36	36	--	--	16,18 (36 MVA)	
Farellón (*)	TRF-3	220	6,9	--	36	36	--	--	16,24 (36 MVA)	
Puri	TRF-1	220	6,9	--	36	36	--	--	15,99 (36 MVA)	
Puri	TRF-2	220	6,9	--	36	36	--	--	16,02 (36 MVA)	
Puri (*)	TRF3	220	6,9	--	36	36	--	--	15,92 (36 MVA)	
Sulfuros	TRF-No1	220	69	13,8	138	55	83	16,10 (83 MVA)	5,71 (55 MVA)	4,48 (55 MVA)
Sulfuros	TRF-No2	220	69	13,8	138	55	83	16,10 (83 MVA)	5,71 (55 MVA)	4,48 (55 MVA)
Sulfuros	TRF-3	220	69	--	62	62	--	--	10,386 (62 MVA)	
SVC	TRF-1	220	19,5	--	150,	150,	--	--	14,975 (150 MVA)	
SVC (**)	TRF-2	220	19,5	--	150,	150,	--	--	14,930 (150 MVA)	

Nota:

(\*) Corresponde a la ampliación de nuevos transformadores de 220/6,9 kV 27/36 MVA OA/FA con sus paños respectivos (52JT3 en GIS 220 kV y 52DT3 en GIS 6,9 kV), y la implementación de una nueva sección de barra de 6,9 kV (BP3) del proyecto EWS E.

(\*\*) Corresponde a un transformador de respaldo en caso de falla del transformador 01 de subestación SVC de 150 MVA.

#### Parámetros de Transformadores ZigZag S/E Coloso

Tensión Nominal [KV]	Capacidad corta duración [kVA]	Capacidad regimen permanente [kVA]	Frecuencia [Hz]	Resistencia de puesta a tierra [Ohm]
6,9	797 kVA - 10 s	75,9	50	200 [A] - 10 s

Tabla 5. Parámetros de Líneas de Transmisión del área de influencia

Línea	Long. (km)	R1 ( $\Omega$ /km)	X1 ( $\Omega$ /km)	B1 ( $\mu$ S/km)	R0 ( $\Omega$ /km)	X0 ( $\Omega$ /km)	B0 ( $\mu$ S/km)
Atacama- O'higgins 1	74,33	0,0990	0,4108	2,8225	0,4167	1,5204	1,7731
Atacama- O'higgins 2	74,26	0,0990	0,4108	2,8225	0,4167	1,5204	1,7731
Chimborazo -Farellón	76,575	0,0990	0,4108	2,8225	0,4167	1,5204	1,7731
Coloso- O'higgins 1	32,46	0,0911	0,4320	2,6796	0,4039	1,4814	1,7408
Coloso- O'higgins 2	32,46	0,0911	0,4320	2,6796	0,4039	1,4814	1,7408
Crucero-Laberinto	132,7	0,0802	0,4110	2,7548	0,3473	1,2130	1,7088
Domeyko-Chimborazo	17,02	0,0990	0,4108	2,8225	0,4167	1,5204	1,7731
Domeyko-Puri	41,91	0,0990	0,4108	2,8225	0,4167	1,5204	1,7731
Domeyko-Escondida	7,00	0,1003	0,4155	1,9210	0,2480	1,3335	1,6500
Domeyko-Laguna Seca	13,00	0,1070	0,4159	2,7467	0,4180	1,4143	1,6500
Domeyko-Óxidos	1,00	0,1001	0,4174	1,9210	0,418	1,4143	1,6500
Domeyko-Sulfuros	1,00	0,0800	0,4168	2,7968	0,2267	1,5274	1,8779
Domeyko-O'Higgins	128	0,0908	0,4240	2,7307	0,4551	1,4237	1,7088
Domeyko-OGP1	15,46	0,0734	0,4244	2,7335	0,2994	1,1506	1,4508
Domeyko-SVC	0,071	0,0802	0,4333	2,7810	0,4550	1,1580	2,3910
Escondida-Zaldivar	14,00	0,0717	0,3944	2,600	0,3406	1,2010	1,7408
Mejillones-O'higgins	74,00	0,0849	0,3107	3,7028	0,3196	0,9486	1,9479
O'higgins -Puri	92,85	0,0990	0,4108	2,8225	0,4167	1,5204	1,7731
O'higgins -Kapatur 1	67,914	0,0251	0,2879	3,9386	0,2863	1,1075	2,0887
O'higgins -Kapatur 2	67,914	0,0251	0,2879	3,9386	0,2863	1,1075	2,0887
O'higgins -Farellón	41,01	0,0990	0,4108	2,8225	0,4167	1,5204	1,7731
23 1/4-Nueva Zaldivar	9,20	0,0717	0,3944	2,6000	0,3406	1,2010	1,4509
OGP1- Torre 23 1/4	18,8	0,0734	0,4244	2,7335	0,2994	1,1506	1,4508
Sulfuros-Nueva Zaldivar	13,0	0,0997	0,4093	2,7215	0,2440	1,3150	1,7622

Tabla 6. Parámetros de Reactores

Subestación	Equipo	Voltaje [kV]	Capacidad ONAN [MVAR]	Inom [A]	Conexión
Escondida	Reactor R1	245	10 MVAR	24	YN
	Reactor 2A		5 MVAR	11,8	YN
	Reactor 2B		5 MVAR	11,8	YN

Tabla 7. Protecciones de bahías de línea de modernización de relés

S/E	Línea/Elemento	RTP	RTC	Relé	Función ANSI
COLOSO	Coloso-O´higgins 220 kV	$230000/\sqrt{3}/115/\sqrt{3}$	400/5	SIEMENS 7SA87 - P1A147930 (S1)	21/21N 51E/51EN 67N 50BF 25 85-21
CRUCERO	Crucero-Laberinto 1 220 kV	$230000/\sqrt{3}/115/\sqrt{3}$	800/5	SIEMENS 7SA87 - P1A147930 (S1)	21/21N 51E/51EN 67/67N 50BF 25 85-67n 85-21
DOMEYKO	Domeyko-Escondida en 220 kV	$230000/\sqrt{3}/115/\sqrt{3}$	800/5	SIEMENS 7SA87 - P1A147930 (S1)	21/21N 67N 50BF 25 68
				SIEMENS 7SL87 - P1C367181 (S2)	87L 51E/51EN 67N 21/21N 50HS 85-67N 50BF Intertrip
DOMEYKO	Domeyko-Laguna Seca en 220 kV	$230000/\sqrt{3}/115/\sqrt{3}$	600/5	SIEMENS 7SA87 - P1A147930 (S1)	21/21N 51E/51EN 67N 50BF 50HS
DOMEYKO	Domeyko-Laguna Seca en 220 kV			SIEMENS 7SL87 - P1C367181 (S2)	87L 51E/51EN 67N 21/21N 50HS 85-67N 50BF Intertrip
DOMEYKO	Domeyko-Óxidos en 220 kV	$230000/\sqrt{3}/115/\sqrt{3}$	400/5	SIEMENS 7SA87 - P1A147930 (S1)	21/21N 67N 50BF
DOMEYKO	Domeyko-Óxidos en 220 kV			SIEMENS 7SL87 - P1C367181 (S2)	87L 51E/51EN 67N 21/21N 50HS 85-67N 50BF Intertrip

DOMEYKO	Domeyko-O'higgins en 220 kV	230000/ $\sqrt{3}$ /115/ $\sqrt{3}$	800/5	SIEMENS 7SA87 - P1A147930 (S1 y S2)	21/21N 51E/51EN 67N 50BF 50HS Fault Locator 68 85-21 85-67N
DOMEYKO	Domeyko-O'higgins en 220 kV				
ESCONDIDA	Escondida-Domeyko en 220 kV	230000/ $\sqrt{3}$ /115/ $\sqrt{3}$	800/5	SIEMENS 7SA87 - P1A147930 (S1)	21/21N 67N 50BF 50HS 68 85-21 85-67N 25
ESCONDIDA	Escondida-Domeyko en 220 kV			SIEMENS 7SL87 - P1C367181 (S2)	87L 51E/51EN 67N 21/21N 50HS 85-67N 50BF Intertrip
ESCONDIDA	Escondida-Zaldivar en 220 kV	230000/ $\sqrt{3}$ /115/ $\sqrt{3}$	800/5	SIEMENS 7SA87 - P1A147930 (S1)	21/21N 67N 50BF 68 25
ESCONDIDA	Escondida-Zaldivar en 220 kV	230000/ $\sqrt{3}$ /115/ $\sqrt{3}$	800/5	SIEMENS 7SA87 - P1A147930 (S2)	21/21N 67N 50BF 68 85-67N 25
ESCONDIDA	Reactor R1	230000/ $\sqrt{3}$ /115/ $\sqrt{3}$	100/5	SIEMENS 7UT85 - P1F208000	87N Inrush detect
			100/5 (Fases) 50/5 (Tierra)	SIEMENS 7SJ85 - P1J196936	51/51N
ESCONDIDA	Reactor 2A	230000/ $\sqrt{3}$ /115/ $\sqrt{3}$	100/5	SIEMENS 7UT85 - P1F208000	87N Inrush detect
			100/5 (Fases) 25/5 (Tierra)	SIEMENS 7SJ85 - P1J196936	51/51N
ESCONDIDA	Reactor 2B	230000/ $\sqrt{3}$ /115/ $\sqrt{3}$	100/5	SIEMENS 7UT85 - P1F208000	87N Inrush detect
			100/5 (Fases) 25/5 (Tierra)	SIEMENS 7SJ85 - P1J196936	51/51N

S/E	Línea	RTP	RTC	Relé	Función ANSI
ESCONDIDA	Transformador 1	230000/ $\sqrt{3}$ /115/ $\sqrt{3}$	400/5 (Lado 1) 3000/5 (Lado 2)	SIEMENS 7UT85- P1F208000	87T 49
ESCONDIDA	Transformador 2	230000/ $\sqrt{3}$ /115/ $\sqrt{3}$	400/5 (Lado 1) 3000/5 (Lado 2)	SIEMENS 7UT85- P1F208000	87T 49
ESCONDIDA	Transformador 3	230000/ $\sqrt{3}$ /115/ $\sqrt{3}$	300/5 (Lado 1) 3000/5 (Lado 2)	SIEMENS 7UT85- P1F208000	87T 87N
			400/5	SIEMENS 7SJ85- P1J196936	51/51N
ESCONDIDA	Transformador 4	230000/ $\sqrt{3}$ /115/ $\sqrt{3}$	300/5 (Lado 1) 3000/5 (Lado 2)	SIEMENS 7UT85- P1F208000	87T 87N
			300/5	SIEMENS 7SJ85- P1J196936	51/51N
LAGUNA SECA	Laguna Seca-Domeyko en 220 kV	230000/ $\sqrt{3}$ /115/ $\sqrt{3}$	600/5	SIEMENS 7SA87 - P1A147930 (S1)	21/21N 50N 50BF 68 25
LAGUNA SECA	Laguna Seca-Domeyko en 220 kV	230000/ $\sqrt{3}$ /115/ $\sqrt{3}$	600/5	SIEMENS 7SL87 - P1C367181 (S2)	87L 21/21N 50HS 67N 85-67N 50BF
LAGUNA SECA	Transformador 01 220/23 kV		400/5	SIEMENS 7SJ85 - P1J221375	51/51N 50BF
	Transformador 02 220/23 kV		400/5	SIEMENS 7SJ85 - P1J221375	51/51N 50BF
	Transformador 03 220/23 kV		400/5	SIEMENS 7SJ85 - P1J221375	51/51N 50BF
	Transformador 07 220/69 kV		200/5	SIEMENS 7SJ85 - P1J221375	51/51N 50BF
	Transformador 08 220/69 kV		200/5	SIEMENS 7SJ85 - P1J221375	51/51N 50BF
MEJILLONES	Mejillones-O´higgins en 220 kV	230000/ $\sqrt{3}$ /115/ $\sqrt{3}$	800/5	SIEMENS 7SA87 - P1A147930 (S2)	21/21N 50HS 51E/51EN 67N 85-67N 85-21 68
O´HIGGINS	Mejillones-O´higgins en 220 kV	230000/ $\sqrt{3}$ /115/ $\sqrt{3}$	800/5	SIEMENS 7SA87 - P1A147930 (S2)	21/21N 50HS 51E/51EN 67N 85-67N 85-21 68

S/E	Línea	RTP	RTC	Relé	Función ANSI
O'HIGGINS	O'higgins-Domeyko en 220 kV	$230000/\sqrt{3}/115/\sqrt{3}$	800/5	SIEMENS 7SA87 - P1A147930 (S1)	21/21N 50HS 51E/51EN 67N 85-67N 85-21 68 50BF 25
O'HIGGINS	O'higgins-Domeyko en 220 kV	$230000/\sqrt{3}/115/\sqrt{3}$	800/5	SIEMENS 7SA87 - P1A147930 (S2)	21/21N 50HS 51E/51EN 67N 85-67N 85-21 68 50BF 25
O'HIGGINS	O'higgins-Coloso 1 en 220 kV	$230000/\sqrt{3}/115/\sqrt{3}$	400/5	SIEMENS 7SA87 - P1A147930 (S1)	21/21N 50HS 51E/51EN 67N 85-67N 85-21 50BF 25
O'HIGGINS	O'higgins-Coloso 1 en 220 kV	$230000/\sqrt{3}/115/\sqrt{3}$	400/5	SIEMENS 7SA87 - P1A147930 (S2)	21/21N 50HS 51E/51EN 67N 85-67N 85-21 68 50BF 25
O'HIGGINS	Barra 220 kV	$230000/\sqrt{3}/115/\sqrt{3}$	600/5	SIEMENS 7SJ85- P1J221375	59B
P. ÓXIDOS	Óxidos-Domeyko en 220 kV	$230000/\sqrt{3}/115/\sqrt{3}$	400/5	SIEMENS 7SL87 - P1C367181 (S2)	87L 51E/51EN 67N 21/21N 50HS 85-67N 50BF Intertrip

## 3 Principio de operación de los dispositivos de protección

### 3.1 Principio de operación de la protección diferencial de Línea (87L)

La protección diferencial se basa en una comparación de corrientes. En ella se aprovecha el hecho de que, por ejemplo, un tramo de conductor  $L$  conduce en estado de funcionamiento sin interferencias siempre la misma intensidad de corriente  $i$  en ambos extremos (en trazo discontinuo). Esta corriente circula en un lado hacia la zona que se toma en consideración y la abandona en el otro lado. Si hay una diferencia de corrientes, es un índice seguro de que hay una avería dentro del tramo de línea. Si la relación de transformación es la misma, los arrollamientos secundarios de los transformadores de corriente INT1 y INT2, situados en los extremos de la línea podrían estar interconectados de forma tal que se forme un circuito cerrado con la corriente secundaria  $I$ , y entonces un elemento de medida  $M$  conectado en el enlace transversal quedaría sin corriente si el funcionamiento está libre de interferencias.

Cuando se produce un fallo en la zona delimitada por los transformadores de medida, el elemento de medida recibe una corriente proporcional a la suma  $i1 + i2$  proporcional a las corrientes de falla que entran desde ambos lados  $I1 + I2$ . Por lo tanto, al producirse un cortocircuito en la zona protegida, en el que fluya una corriente de fallo suficiente para la respuesta del elemento de medida  $M$ , según la siguiente figura, da lugar a que la protección pueda trabajar con seguridad.

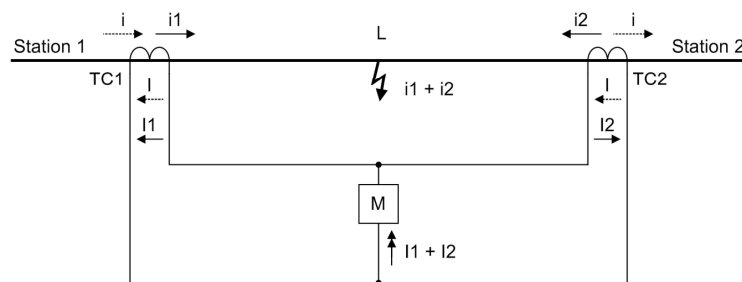
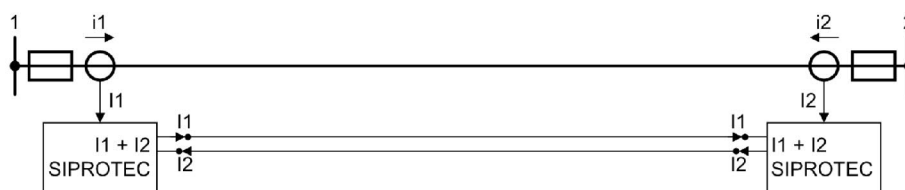


Figura 2. Principio básico de la protección diferencial para una línea con dos extremos

La figura 2 muestra la conexión de la protección SIPROTEC para una línea con dos terminales. Cada equipo mide la intensidad de corriente local y manda información sobre su corriente y posición de fase al extremo opuesto. La interface para esta comunicación de protección se denomina interface de datos de protección. De esta manera, cada equipo puede sumar las intensidades de corriente y continuar procesándolas.



**Figura 3. Protección diferencial para una línea con dos extremos**

Los equipos miden las corrientes locales de manera asíncrona. Esto significa que cada equipo mide, digitaliza y preprocesa las correspondientes corrientes procedentes de los transformadores de medida de corriente, con su ritmo de proceso propio, aleatorio. Si las corrientes de dos o más terminales deben ser comparadas, es necesario, sin embargo, procesar todas las corrientes con la misma base de tiempo.

En un esquema diferencial de corriente se miden las corrientes que atraviesan los dos terminales de la línea. Normalmente, la corriente que sale de un extremo debe ser igual a la que entra en el otro extremo; es decir, que en condiciones normales la diferencia de corriente es aproximadamente cero, aunque se dan ligeras variaciones por el efecto capacitivo de la línea y por la absorción de reactivos inductivos en presencia de reactores de línea.

El principio de operación del escalón Idiff, está basado en la comparación del fasor de corriente. Las medidas de corriente son analizadas de forma separada para cada una de las fases. Cada dispositivo de protección calcula una corriente diferencial Idiff como el valor absoluto de la suma de los fasores de corriente (ver Ecuación 1) calculados en cada extremo del elemento protegido y posteriormente se transmite esta información al extremo opuesto para determinar si la falla se encuentra en la zona de protección.

$$I_{Diff} = |\vec{I}_A + \vec{I}_B + \vec{I}_C|$$

**Ecuación 1**

La corriente de restricción del relé SIEMENS 7SD86 resulta de la suma de las máximas medidas de corriente de falla en los extremos del elemento protegido y es calculada por el dispositivo de protección de forma adaptativa con las corrientes medidas y el ajuste del dispositivo (ver Ecuación 2).

$$I_{rest} = Threshold + \sum (errores CT's y otros errores de medida)$$

**Ecuación 2**

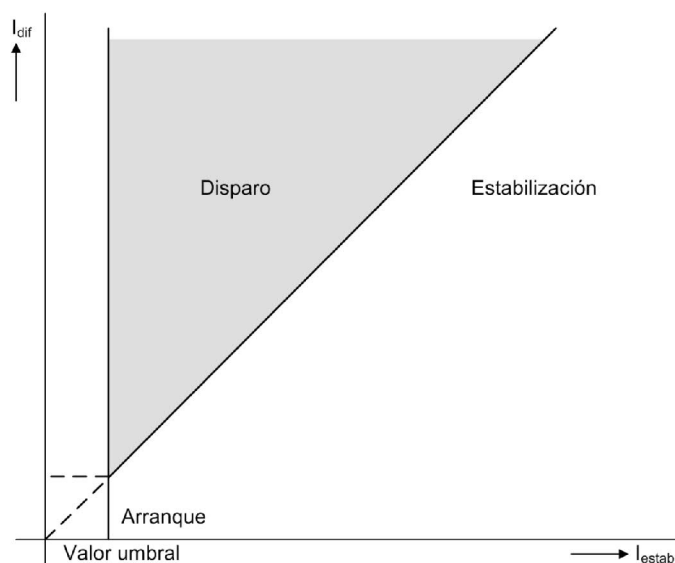


Figura 4. Característica de respuesta de la protección diferencial nivel  $I_{dif}$

Si la corriente diferencial calculada rebasa el límite de respuesta y el error de medida máximo posible, se trata de una falla interna.

## 3.2 Principio de operación de la protección de distancia (21/21N)

### Tensión trifásica:

Por este interface están disponibles las magnitudes de medida del sistema de tensión trifásico. Son posibles diferentes modos de conexión del transformador de tensión. Todos los valores calculables a partir de las magnitudes medidas están disponibles igualmente por este interface. El grupo funcional Línea siempre debe estar vinculado con el Punto Med. U-3f. Si se desea utilizar para cada caso de aplicación la función Protección de distancia en el grupo funcional Línea, se debe conectar las 3 tensiones fase-tierra al **Punto Med. U-3f**

### Intens. de fase trifás:

Por este interface están disponibles las magnitudes de medida del sistema de intensidad trifásico. Según el tipo de conexión de los transformadores de intensidad, éstas son, por ejemplo, IL1, IL2, IL3, IN ó 3IO. Todos los valores calculables a partir de las magnitudes medidas están disponibles igualmente por este interface. El grupo funcional Línea siempre debe estar vinculado con el **Punto Med. I-3f**.

### Valores de medida

a medida de servicio siempre está disponible en el grupo funcional Línea y no puede ser borrada. La tabla siguiente muestra los valores de medida del grupo funcional Línea:

Valores de medida		Primarios	Secundarios	% en relación a
$I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}$	Intensidades de fase	A	A	Intensidad nominal de servicio de la instalación primaria
3I0	Intensidad homopolar calculada	A	A	Intensidad nominal de servicio de la instalación primaria
$I_N$	Intensidad de neutro	A	A	Intensidad nominal de servicio de la instalación primaria
$I_{NS}$	Intensidad a tierra sensible	A	mA	Intensidad nominal de servicio de la instalación primaria
$U_{L1}, U_{L2}, U_{L3}$	Tensiones fase-tierra	kV	V	Tensión nominal de servicio de la instalación primaria/ $\sqrt{3}$
$U_{L12}, U_{L23}, U_{L31}$	Tensión fase-fase	kV	V	Tensión nominal de servicio de la instalación primaria

## Arranque

El arranque tiene la tarea de detectar un estado defectuoso en la red e iniciar todos los procedimientos de protección de la línea de transmisión. El arranque de la línea de transmisión se realiza en la siguiente forma:

El relé de protección de distancia dispone de una variedad de procedimientos de arranque de los cuales puede seleccionarse el más adecuado a las condiciones de la red en consideración. El arranque por impedancia trabaja en forma implícita, es decir las reacciones mencionadas anteriormente serán efectuadas automáticamente, en cuanto sea reconocida alguna falla en la zona de protección.

### Arranque por sobreintensidad

El arranque por sobreintensidad es un procedimiento de detección de fallas selectivo por fase. Después del filtrado digital, se comparan las intensidades de cada fase con un valor umbral determinado. Se genera una señal de salida para la(s) fase(s) en las que se excedió el valor umbral.

### Arranque de intensidad dependiente de la tensión U/I (opcional)

El arranque U/I es un procedimiento de detección de fallas selectivo por fase y bucle. Resulta decisivo el hecho de que se excedan las intensidades de las fases, por cuanto el valor de reacción depende de la magnitud de las tensiones del bucle.

La característica fundamental de arranque U/I se orienta según la curva característica intensidad/tensión que se indica en la Figura 5. El primer requisito previo para la activación de cada fase es que debe excederse la intensidad mínima  $I_{f>}$ . En la evaluación de bucles fase-fase las dos intensidades correspondientes deben superar este valor definido. Por encima de esta intensidad, es efectiva la detección de sobreintensidad dependiente de la tensión, cuya pendiente es definida por los parámetros  $U(I>)$  y  $U(I>>)$ . Para los cortocircuitos de alta intensidad se ha previsto el escalón superpuesto de sobreintensidad  $I_{f>>}$ . Los puntos sobresalientes de la Figura 6 caracterizan los parámetros de ajuste que determinan la geometría de la característica de intensidad/tensión.

Las fases con arranque son señalizadas. Los bucles con arranque son relevantes para la elaboración de los valores de medida. Se produce una reposición del arranque de un bucle.

cuando el valor de activación disminuye aprox. al 95 %, de la intensidad respectiva o se excede el 105% de la tensión respectiva.

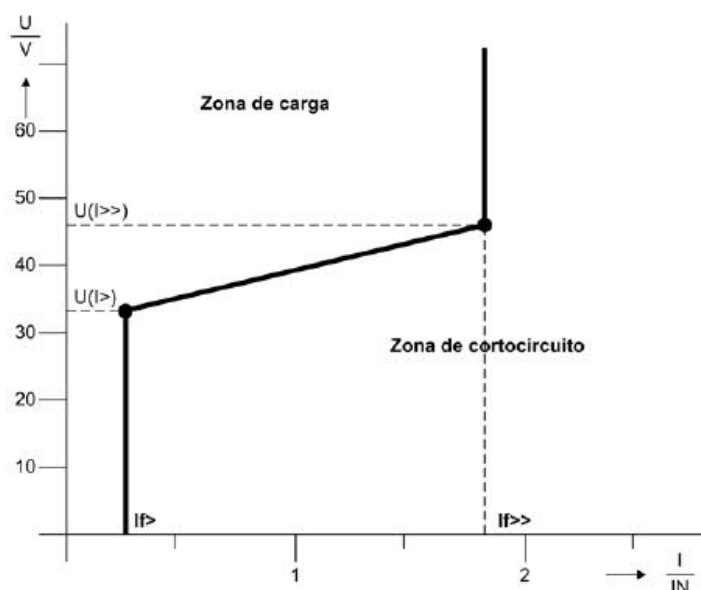


Figura 5. Característica U/I

## Cálculo de impedancias

Para cada uno de los seis posibles bucles de fase L1-E, L2-E, L3-E, L1-L2, L2-L3, L3-L1 se dispone de un sistema de medida de impedancia. Los bucles fase-tierra son válidos siempre que exista una detección de falla a tierra y la intensidad de la fase afectada sea mayor que un valor mínimo ajustable  $I_{f>}$ . Los bucles fase-fase son válidos si es que las intensidades de las dos fases afectadas son mayores que el valor mínimo  $I_{f>}$ .

Un detector de saltos sincroniza todas las operaciones de cálculo con el inicio de la falla. Si durante la evaluación ocurre una nueva falla, se calculan inmediatamente con los nuevos valores de medida. Por lo tanto, siempre se efectúa la evaluación con los valores de medida del estado actual de la falla

## Bucles fase-fase

Para el cálculo de un bucle fase-fase, p.ej. en un cortocircuito bifásico L1-L2 (figura indicada abajo) la ecuación de bucle es:

$$I_{L1} \cdot Z_L - I_{L2} \cdot Z_L = U_{L1-E} - U_{L2-E}$$

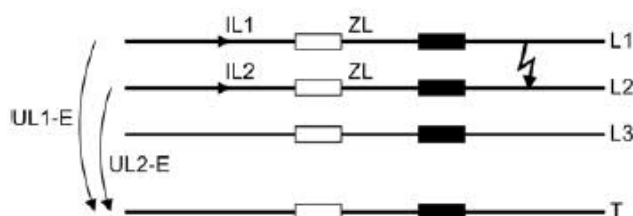
siendo

$U, I$  las magnitudes de medida (complejas) y

$Z = R + jX$  la impedancia (compleja) de la línea

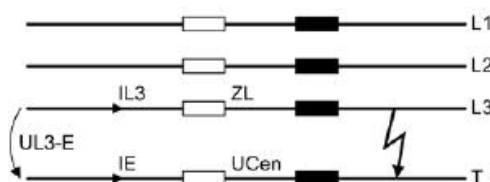
La impedancia de línea se calcula por lo tanto con

$$Z_L = \frac{U_{L1-E} - U_{L2-E}}{I_{L1} - I_{L2}}$$



## Bucles fase-tierra

Para el cálculo de un bucle fase-tierra, p.ej. en un cortocircuito L3-E se debe tener en cuenta que la impedancia del circuito de retorno de tierra, en general, no coincide con la impedancia de la fase.



Se miden la tensión  $U_{L3-E}$ , la intensidad de fase  $I_{L3}$  y la intensidad a tierra  $I_E$  del bucle con falta.

$$U_{L3-E} = I_{L3} \cdot (R_L + jX_L) - I_E \cdot (k_r \cdot R_L + j(k_x \cdot X_L))$$

La impedancia para la localización de la falta resulta de:

$$R_{L3-E} = \frac{U_{L3-E}}{I_{L3}} \cdot \frac{\cos(\varphi_U - \varphi_L) - \frac{I_E}{I_{L3}} \cdot k_x \cdot \cos(\varphi_U - \varphi_E)}{1 - (k_x + k_r) \cdot \frac{I_E}{I_{L3}} \cdot \cos(\varphi_E - \varphi_L) + k_r \cdot k_x \cdot \left(\frac{I_E}{I_{L3}}\right)^2}$$

$$X_{L3-E} = \frac{U_{L3-E}}{I_{L3}} \cdot \frac{\sin(\varphi_U - \varphi_L) - \frac{I_E}{I_{L3}} \cdot k_r \cdot \sin(\varphi_U - \varphi_E)}{1 - (k_x + k_r) \cdot \frac{I_E}{I_{L3}} \cdot \cos(\varphi_E - \varphi_L) + k_r \cdot k_x \cdot \left(\frac{I_E}{I_{L3}}\right)^2}$$

La protección de distancia permite seleccionar el tipo de característica entre una característica de disparo poligonal y característica circular. En el caso de los nuevos relés SIPROTEC adquiridos por Minera Escondida y que se van a instalar solamente disponen de característica poligonal tanto para fases como para tierra

## Zonas de operación

Hay en total, para cada bucle de impedancia en falla, cinco zonas independientes y una zona adicional controlada. La Figura 6 muestra la forma de los polígonos como ejemplo. En dicho ejemplo el polígono para la primera zona está sombreado como zona direccional hacia adelante. La tercera zona está representada como zona direccional hacia atrás.

De forma general, el polígono se define como un paralelograma cortado por los ejes R y X, con un ángulo de inclinación  $\varphi_{Dist}$ . Un cono de carga con los parámetros  $R_{carga}$  y  $\varphi_{carga}$  puede recortar del polígono el sector de la impedancia de carga. Las secciones de los ejes R y X pueden ser ajustadas individualmente para cada zona;  $\varphi_{Dist}$ ,  $R_{carga}$  y  $\varphi_{carga}$  son comunes para todas las zonas. El paralelograma es simétrico, en lo que se refiere al origen del sistema de

coordenadas R-X, sin embargo, la característica direccional limita el rango del disparo a los cuadrantes deseados.

Las secciones R pueden ser ajustadas por separado para fallas fase-fase y para fallas fase-tierra, para lograr en caso necesario una tolerancia mayor de la resistencia de fallas a tierra.

Para la primera zona Z1 existe además una sección ajustable  $\alpha$ , que puede usarse para prevenir el sobrealcance resultante de la variación de ángulo y/o cortocircuitos alimentados bilateralmente en una resistencia de falla. No existe esta sección para Z1B y las zonas superiores.

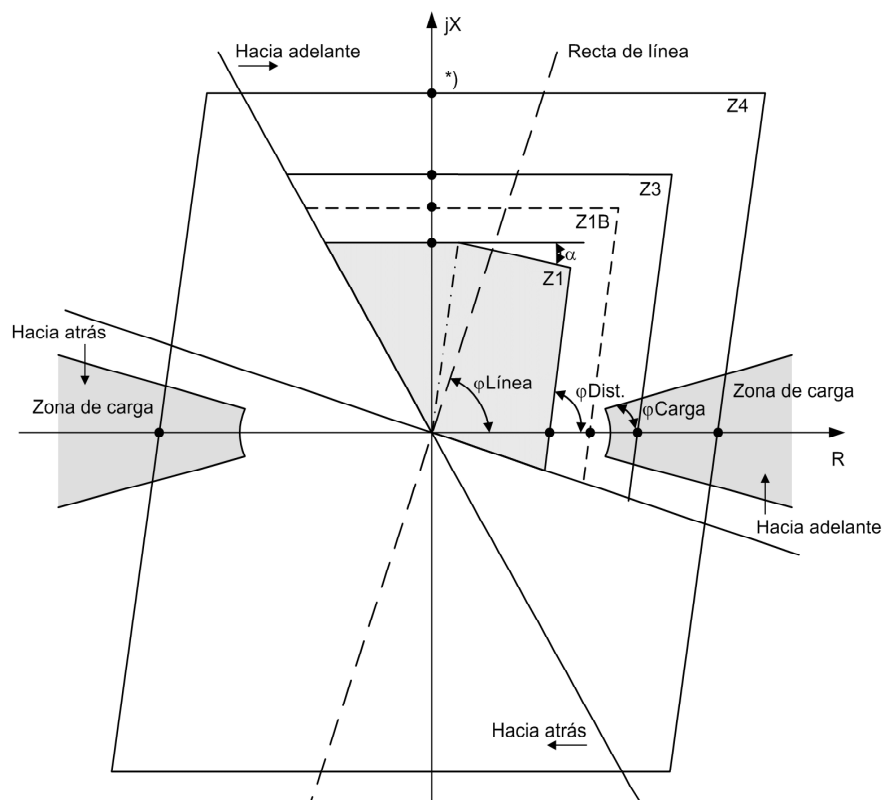


Figura 6. Característica poligonal

### Determinación direccional

Igualmente, se usa para cada bucle un vector de impedancia para determinar la dirección del cortocircuito. Aquí se trata normalmente de ZL similar al cálculo de distancia. Según la "calidad" de las magnitudes de medida, se utilizan diferentes procedimientos de cálculo. Inmediatamente después del inicio de la falla, la tensión de cortocircuito es distorsionada por transitorios, por consiguiente, se usa en esta situación la tensión memorizada antes del inicio de la falla. Si la tensión de cortocircuito estacionaria (durante una falla cercana) es también demasiado pequeña para una determinación direccional, se utiliza una tensión ajena al cortocircuito. Esta tensión, teóricamente, se encuentra, tanto para los bucles fase-tierra como para los bucles fase - fase, vertical a las tensiones efectivas de cortocircuito (Figura 7), lo cual se tiene en cuenta en el cálculo del vector direccional mediante un giro de 90°. La Tabla 6 muestra la asignación de los valores de medida a los seis bucles con falla para la determinación direccional.

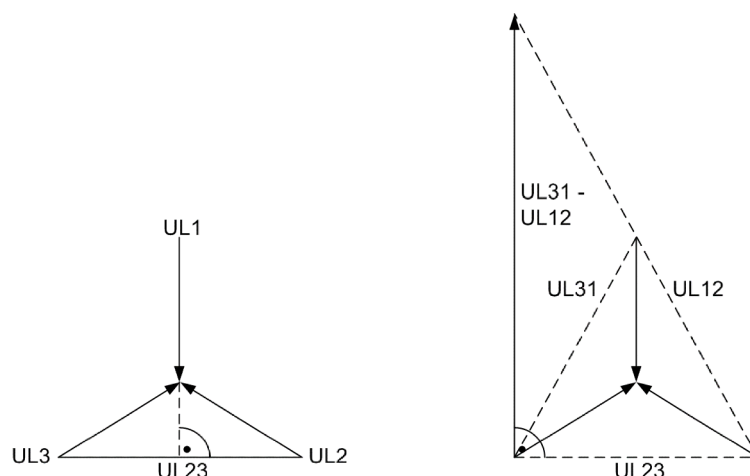


Figura 7. Determinación direccional de tensiones ajenas al cortocircuito

Tabla 8. Asignación de los valores de medida para la determinación direccional

Bucle	Intensidad de medida (dirección)	Tensión afectada por el cortocircuito	Tensión ajena al cortocircuito
L1-E	$I_{L1}$	$U_{L1}$	$U_{L23}$
L2-E	$I_{L2}$	$U_{L2}$	$U_{L31}$
L3-E	$I_{L3}$	$U_{L3}$	$U_{L12}$
L1-E <sup>12</sup>	$I_{L1} - I_E^{12}$	$U_{L1}$	$U_{L23}$
L2-E <sup>1</sup>	$I_{L2} - I_E^1$	$U_{L2}$	$U_{L31}$
L3-E <sup>1</sup>	$I_{L3} - I_E^1$	$U_{L3}$	$U_{L12}$
L1-L2	$I_{L1} - I_{L2}$	$U_{L12}$	$U_{L23} - U_{L31}$
L2-L3	$I_{L2} - I_{L3}$	$U_{L23}$	$U_{L31} - U_{L12}$
L3-L1	$I_{L3} - I_{L1}$	$U_{L31}$	$U_{L12} - U_{L23}$

Si para la determinación direccional no se dispone ni de una tensión actual suficiente ni de una tensión memorizada, se elige la dirección adelante. En la práctica esto solamente puede ocurrir cuando el interruptor cierra sobre una línea no energizada, y hay una falla en esta línea (por ejemplo, cierre de una línea puesta a tierra).

La Figura 8 muestra la característica direccional estacionaria teórica. En la práctica, la posición de la característica direccional, utilizando tensiones memorizadas, depende tanto de la impedancia serie como también de la potencia transportada por la línea antes del cortocircuito. Por consiguiente, la característica direccional incluye un margen de seguridad con respecto a los bordes del primer cuadrante en el diagrama R-X (Figura 8).

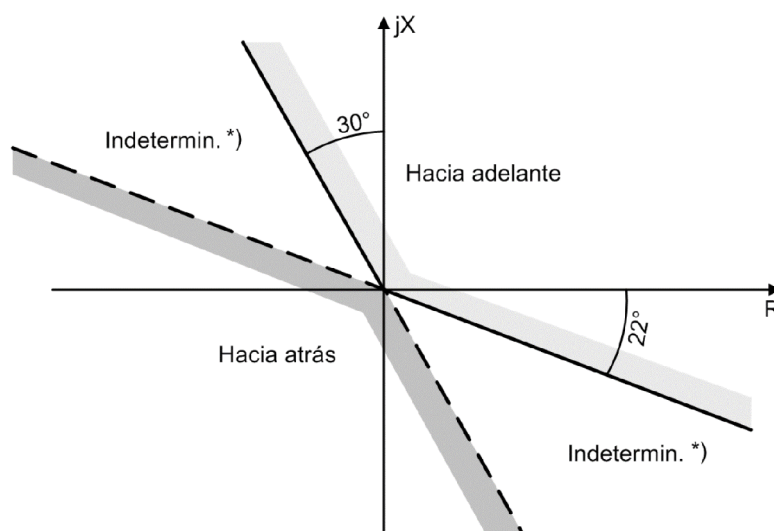


Figura 8. Característica direccional en un diagrama R-X

### Zonas independientes Z1 a Z5

Cada zona puede ser ajustada con el parámetro MODO = adelante o atrás o no direccional. Esto permite un escalonamiento libre tanto hacia atrás como hacia adelante o no direccional. Para la quinta zona se puede ajustar además diferentes alcances en dirección hacia adelante o hacia atrás. Las zonas que no se requieran, son ajustadas a desactivado.

Para cada zona utilizada se ajustan los valores determinados en el plan de escalonamiento. Los parámetros están agrupados por zona. Para la zona 1, estos son los parámetros R(Z1) para la sección R del polígono con fallas fase-fase, X(Z1) para la sección X (alcance), RE(Z1) (dirección para la sección R con fallas fase-tierra así como los tiempos de retardo).

Si una resistencia de contacto (arco, puesta a tierra del poste, etc.) en el lugar de la falla provoca una caída de tensión en el bucle de impedancia medido, la diferencia de ángulo de fase entre esta tensión y la intensidad del bucle medido puede influir en la localización de la falla en dirección X. Con el parámetro ZONE INCLINATION ANGLE se puede inclinar el límite superior de la zona Z1 en el primer cuadrante (ver Figura 6). Esto impide una reacción errónea de la zona 1 para las fallas fuera de la zona protegida.

La zona Z1B se utiliza generalmente en interacción con el reenganche automático y/o el esquema de teleprotección. Puede ser activada internamente mediante las señales del esquema de teleprotección o mediante el reenganche automático integrado o externamente mediante una entrada binaria.

## 3.3 funciones de sobrecorriente temporizadas (51/51N)

Los relés SIEMENS disponen de una protección de sobrecorriente que se puede emplear opcionalmente como protección de sobrecorriente de respaldo o como protección de sobrecorriente de emergencia. Todos los escalones son independientes entre sí y pueden ser combinados libremente.

Mientras que la protección de distancia sólo puede funcionar correctamente si están disponibles para el equipo las tensiones e intensidades, la protección de sobrecorriente de emergencia requiere únicamente las corrientes.

Las funciones 51/51N producen igual efecto en todos los escalones dentro de una función. Los ajustes permitidos por el relé para la activación en modo de emergencia o modo de respaldo son los siguientes:

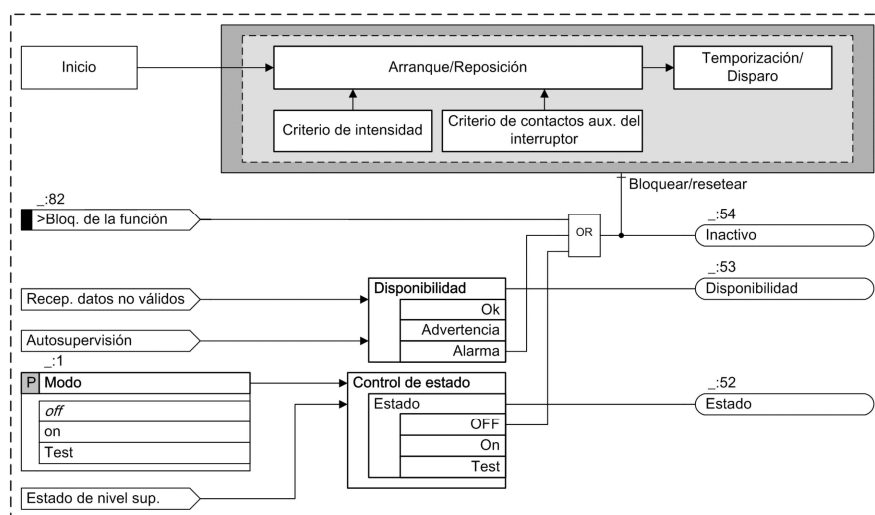
Valor de parámetro	Descripción
no	La protección de sobreintensidad no opera en funcionamiento de emergencia. Ésta está activada simultáneamente a la protección principal.
por prot. principal	La protección de sobreintensidad opera en funcionamiento de emergencia. Si la protección principal ya no es operativa, se activa la protección de sobreintensidad automáticamente. Situaciones en las cuales la protección principal ya no es operativa: <ul style="list-style-type: none"><li>• Protección principal, Protección de distancia: Fallo de la tensión de medida.</li><li>• Protección principal, Protección diferencial de líneas: Fallo de la transmisión de datos de protección</li></ul>
por entrada binaria	La protección de sobreintensidad opera en funcionamiento de emergencia. La activación no resulta automáticamente desde la protección principal interna sino por una entrada binaria, por ejemplo, desde una protección principal externa.

### 3.4 Principio de operación de las funciones de fallo interruptor (50BF)

La función Protección Fallo del interruptor (ANSI 50BF) supervisa la desconexión del interruptor (IP) asignado y produce en caso de fallo un disparo de reserva.

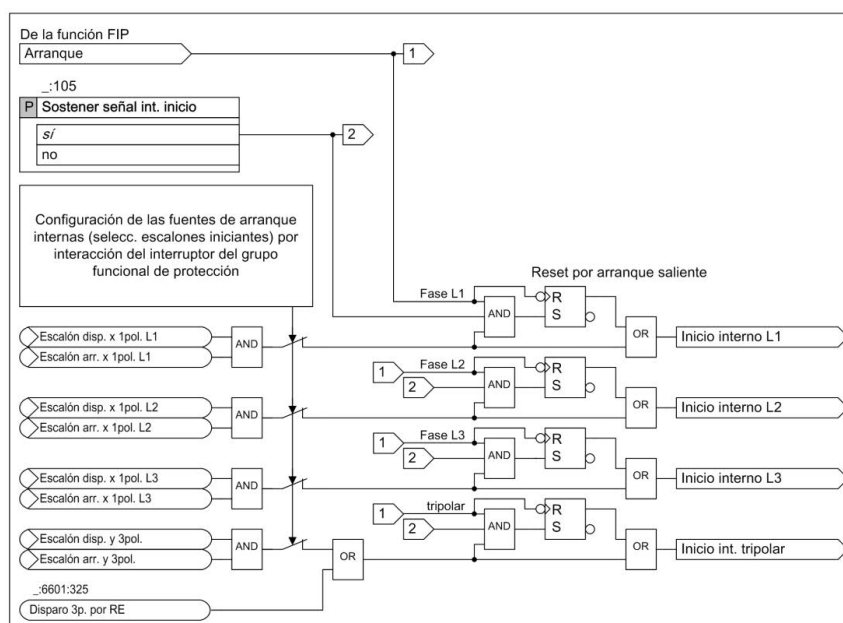
El inicio resulta de las funciones de protección *internas del equipo* o de una *protección externa*. Con el inicio se comprueba mediante *el criterio de intensidad* o mediante el *criterio de contactos auxiliares* si el interruptor está cerrado. Con el interruptor cerrado, la función produce un arranque e inicia la temporización. Durante la temporización se comprueba continuamente si el interruptor ha abierto. Si esto ocurre, la función se repone. Si el interruptor no ha abierto, la función produce un disparo después de transcurrir la temporización.

La descripción siguiente enfoca la funcionalidad en detalle de cada bloque funcional:

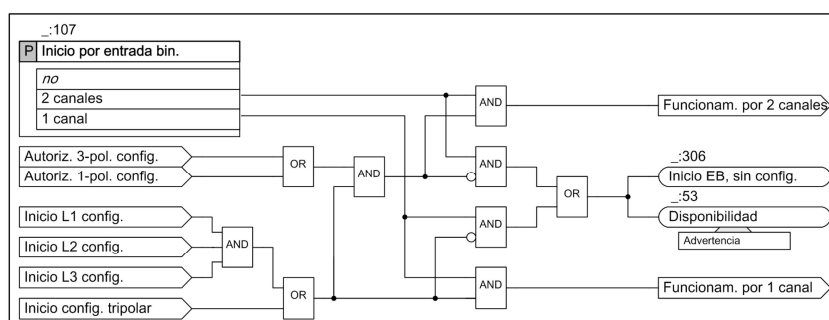


**Figura 9. Diagrama General de lógica de la función ANSI 50BF**

El inicio de la función se efectúa por las funciones de protección internas del equipo y/o externamente (mediante entrada binaria o interface, por ejemplo, GOOSE). El inicio puede ser efectuado en modo monopolar o tripolar:



### Inicio por protecciones Internas



### Inicio por entrada Externa

En el funcionamiento de un canal, el inicio resulta para disparos monopolares sólo con las señales de entrada **>Inicio L1, >Inicio L2 o >Inicio L3**. Para un disparo tripolar, el inicio se establece sólo con la señal de entrada **>Inicio tripolar**

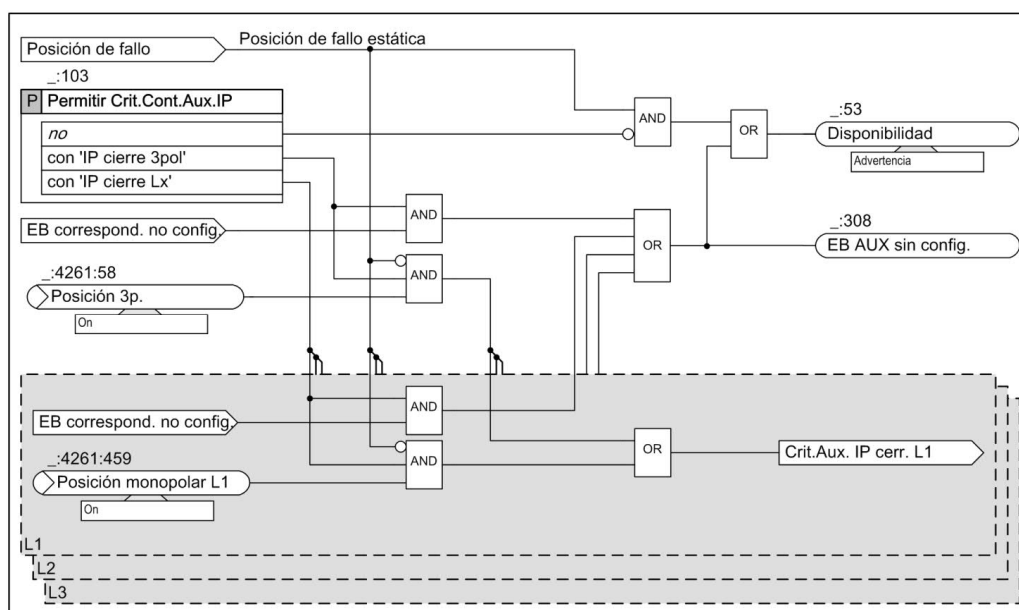
### Criterio de intensidad

El criterio principal para la detección de la posición del interruptor es el criterio de intensidad. Tan pronto una de las intensidades sobrepase el valor umbral para las intensidades de fase y paralelamente una intensidad de plausibilidad sobrepase el valor umbral asignado, se considera el polo del interruptor como cerrado y el criterio de intensidad de polo selectivo como criterio cumplido. La intensidad de plausibilidad puede ser una segunda intensidad de fase (comparable con el valor umbral para intensidades de fase) o también la intensidad homopolar o de secuencia negativa (comparable con el valor umbral para intensidades a tierra). La evaluación adicional de una intensidad de plausibilidad eleva la seguridad del criterio. Modificando el parámetro **Plausibilidad con 310** al valor no se suprime la prueba de plausibilidad de la intensidad homopolar. De esta manera se puede lograr un arranque efectuado sólo por esta intensidad. La prueba de plausibilidad de las intensidades de fase no es afectada.

### Supervisión de los contactos auxiliares del interruptor

Mediante parámetros se determina si los contactos auxiliares del interruptor son admisibles como criterio para detectar la posición del interruptor.

- En esta función, los contactos auxiliares no se utilizan para la detección de la posición del interruptor.
- La posición se determina por polo selectivo mediante los avisos doubles Posición Lx (del bloque funcional Interruptor).
- Mediante el aviso doble Posición 3-pol. (del bloque funcional Interruptor) se determina si los tres polos del interruptor están cerrados.



## Arranque

Al efectuar el inicio se comprueba si el interruptor o el polo individual del interruptor está cerrado. Para esto están disponibles el criterio de intensidad y el criterio de contactos auxiliares del interruptor.

Incluso si el criterio de contactos auxiliares del interruptor está autorizado, se prefiere el cumplimiento del criterio de intensidad, ya que el criterio de intensidad es un concepto seguro para detectar si el interruptor o el polo del interruptor está cerrado. Es decir, si el interruptor o el polo del interruptor ha sido detectado por el criterio de intensidad como cerrado y paralelamente por el criterio de contactos auxiliares como abierto, el interruptor se considera cerrado.

Si no existe ningún flujo de intensidad al momento de inicio, la función sólo puede arrancar mediante el criterio de contacto auxiliar. Para esto, se deben autorizar los contactos auxiliares del interruptor como criterio de detección. Una corriente que aparece posteriormente hace un cambio al criterio de intensidad. Si el interruptor o el polo del interruptor es reconocido como cerrado, la función arranca.

También, la función puede ser ajustada de tal manera que para la reposición, ambos criterios deben reconocer simultáneamente el interruptor o el polo del interruptor como abierto (reposición con criterio de contactos auxiliares e intensidad).

### Temporizaciones

El disparo para el IP local puede ser repetido primero. Esta repetición de disparo se efectúa después de transcurrir la temporización ajustable T1. Se pueden ajustar diferentes tiempos T1 para un inicio monopolar y multipolar. La repetición de disparo puede ser efectuada para un inicio solo monopolar según el ajuste de manera monopolar o tripolar.

El tiempo de retardo T2 (del disparo de reserva) puede iniciarse simultáneamente con el inicio del tiempo T1 o después de transcurrir el tiempo T1. Se pueden ajustar diferentes tiempos T2 para un inicio monopolar y multipolar.

Si debido a un inicio monopolar se inicia primero el tiempo monopolar asignado y se produce posteriormente un cortocircuito multipolar y un inicio multipolar, se inicia igualmente el tiempo multipolar correspondiente de manera que ambos tiempos transcurren simultáneamente. El tiempo que transcurre primero determina el disparo.

Si transcurre el tiempo T2 sin que la función esté en reposición, se considera un fallo del interruptor y se efectúa el disparo de reserva **Orden de disparo T2**. Este disparo siempre es tripolar. Si el equipo dispone de un interface de datos de protección, se puede transmitir en caso necesario una señal de teleprotección al extremo opuesto de la línea.

Con el parámetro **Tiempo mín. Disparo** se define la duración mínima para los disparos de la función. El parámetro se ajusta dentro de la propia función, contrario a las demás funciones de protección.

### 3.5 Principio de operación de la funcione de recierre (ANSI 79)

Se definen los ajustes asociados a la función de reconexión automática, de modo de evitar desconexiones prolongadas de la línea ante fallas que no sean permanentes. No obstante, esta función no quedara operativa en los relés, pero si serán recomendados los ajustes.

La reconexión se propone que sea efectuada en una sola etapa, y el recierre será tripolar ante fallas internas en la línea.

Para el arranque de la función de reconexión en las líneas que posean esquemas de aceleración como 85A/85C se deberá considerar la actuación, así como de la función de distancia en Zona 1

El tiempo definido debe ser suficiente para asegurar una extinción del arco entre los contactos del interruptor, cuya determinación se realiza en base a lo siguiente:

Tiempo de desionización del arco eléctrico para fallas trifásicas: El tiempo mínimo de reconexión (TMR) para neutralizar el arco secundario previo a una reconexión tripolar puede ser obtenido mediante la siguiente aproximación:

$$TMR3\phi = (10,5 + VLL/34,5) \times 20 [ms]$$

$$TMR3\phi: 337,54 [ms]$$

Tiempo para reconexión monopolar: El tiempo de reconexión monopolar deberá ser ajustado para un tiempo superior al de desionización de arco eléctrico, de acuerdo con lo indicado en la siguiente ecuación:

$$1,5 \times TMR3\phi < TMR1\phi \leq 800 [ms]$$

Aplicando las ecuaciones anteriores, se obtienen los siguientes resultados:

$$TMR3\phi: 337,54 [ms]$$

$$1,5 \times TMR3\phi = 506,30 [ms]$$

Los tiempos muertos que se recomiendan ajustar serán los siguientes:

**Extremo que energiza:**

Recierre Tripolar:  $t = 500 \text{ ms}$

**Extremo que Sincroniza:**

Recierre Tripolar:  $t = 700 \text{ ms}$

El tiempo de reclamo recomendado es de 20 s.

La energización deberá hacerse sobre el extremo más fuerte de la línea (mayor nivel de cortocircuito) y la sincronización se efectuará en el otro. Para las líneas que se conectan con subestaciones de generación, la energización se hará en el extremo opuesto y la sincronización en el punto en el cual se encuentran las máquinas, esto con el fin de proteger la máquina ante un cierre en falla producido al momento de la energización.

### 3.6 Principio de operación de la función de control de sincronismo (25)

Comprueba, al efectuar una conexión entre dos sistemas eléctricos, si el cierre del interruptor es admisible y puede ser efectuado sin peligro para la estabilidad de la red. La aplicación típica es la sincronización de una línea y de una barra o la sincronización de dos barras por acoplamiento transversal. También puede ser considerado un transformador de potencia entre los dos puntos de medida.

Los siguientes modos de operación están disponibles:

- Verificación de sincronismo
- Acoplamiento de redes síncronas
- Acoplamiento de redes asíncronas
- Acoplamiento de líneas/barras sin tensión

La función Sincronización se utiliza en el grupo funcional Interruptor.

El control de sincronismo puede ser efectuado opcionalmente sólo para reenganche automático o sólo para cierre manual o cierre desde el control o para ambos casos

La autorización de cierre es posible tanto bajo condiciones de red síncronas como asíncronas. En el último caso, el equipo determina el instante de la orden de cierre de tal manera que cuando los polos del interruptor hacen contacto, las tensiones son idénticas.

#### **Generalidades**

Para comprobar las condiciones de cierre, la función de sincronización utiliza 2 tensiones: una tensión del lado de referencia 1 (U1) así como una tensión a utilizar como referencia del lado 2 (U2). La tensión de referencia del lado 1 se denomina en la función de sincronización U1. Ésta es siempre la tensión del punto de medida que está conectada al interface **Tensión sinc. 1** del grupo funcional Interruptor. La tensión a utilizar como referencia se denomina U2. Ésta es siempre la tensión del punto de medida que está conectada al interface **Tensión sinc. 2** del grupo funcional Interruptor. Se pueden conectar al equipo tanto tensiones fase-tierra así como tensiones fase-fase

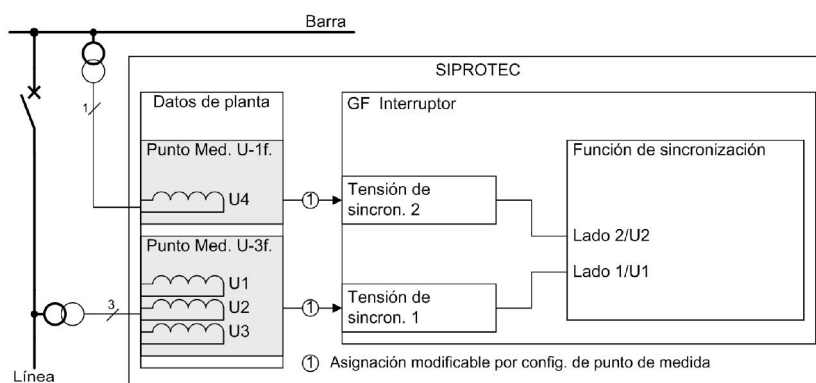


Figura 10. Sincronización de línea y barra, conexión por 4 entradas de tensión - Ejemplo

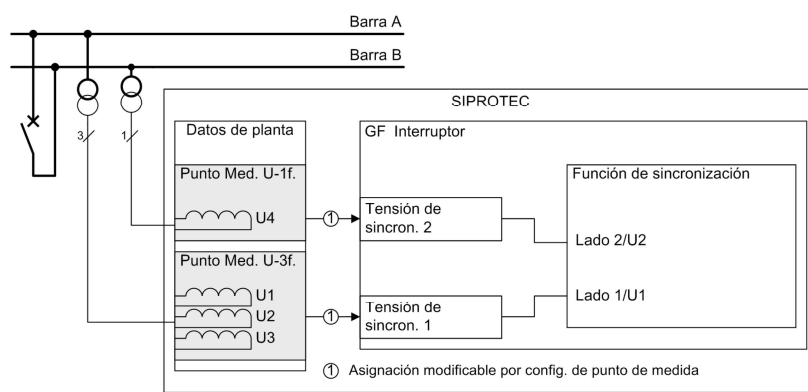


Figura 11. Sincronización de 2 barras por acoplamiento transversal, conexión por 4 entradas de tensión- Ejemplo

La definición de las magnitudes es importante para la comprensión del planteamiento siguiente: El lado de referencia 1 determina el índice funcional 1. Por lo tanto, resultan los valores de referencia: tensión U1, frecuencia f1 y ángulo de fase  $\alpha_1$ . El lado a sincronizar determina el índice funcional 2. Las magnitudes eléctricas del lado 2 son, entonces, la tensión U2, la frecuencia f2 y el ángulo de fase  $\alpha_2$ .

### Definición de Magnitudes

La definición de las magnitudes es importante para la comprensión del planteamiento siguiente. El lado de referencia 1 determina el índice funcional 1. Por lo tanto, resultan los valores de referencia: tensión U1, frecuencia f1 y ángulo de fase  $\alpha_1$ . El lado a sincronizar determina el índice funcional 2. Las magnitudes eléctricas del lado 2 son, entonces, la tensión U2, la frecuencia f2 y el ángulo de fase  $\alpha_2$ .

Para establecer las magnitudes de diferencia, la función se orienta según la definición del error de medida absoluto ( $\Delta x = \text{valor medido} - \text{valor real}$ ). El valor de referencia y, por lo tanto, el valor real es el lado 1. De esta manera resultan las siguientes especificaciones de cálculo.

Diferencia de tensión  $dU = U_2 - U_1$

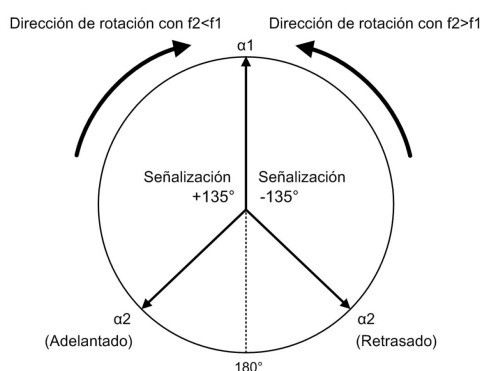
Un signo matemático positivo significa que la tensión U2 es mayor que la tensión U1. De manera contraria, el signo matemático es negativo.

Diferencia de frecuencia  $df = f_2 - f_1$

Un resultado positivo significa, que la frecuencia de la barra es mayor que la frecuencia de la línea (Ejemplo de conexión como la figura 11).

Diferencia de ángulo de fase  $d\alpha = \alpha_2 - \alpha_1$

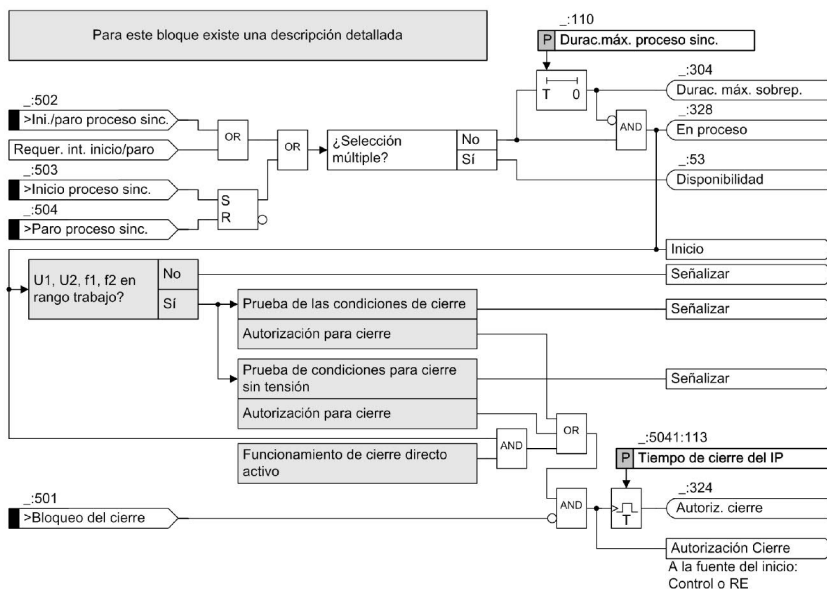
La representación se limita a  $\pm 180^\circ$ . Un resultado positivo significa que  $\alpha_2$  tiene fase adelantada, como máximo,  $180^\circ$ . Un resultado de valor negativo demuestra que  $\alpha_2$  tiene fase atrasada, como máximo,  $180^\circ$ . La siguiente figura ilustra el comportamiento de los ángulos. El ángulo de fase  $\alpha_1$  se coloca como sistema de referencia en el eje cero.



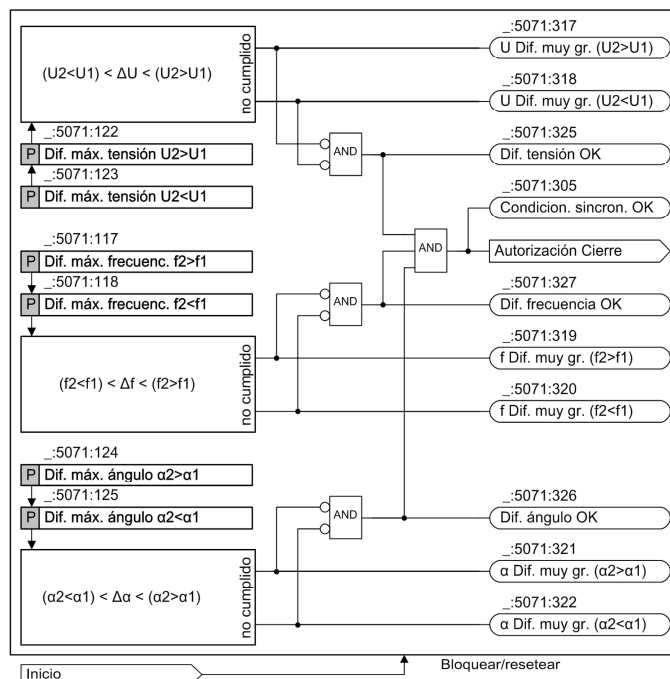
Para efectuar una comprobación de las condiciones de cierre se debe iniciar el escalón de sincronización. El escalón de sincronización puede ser iniciado internamente en el equipo por la función de control y de reenganche o externamente mediante señales de entrada binaria, por ejemplo, de un reenganche automático externo (RE).

Con el inicio se controla si existe una selección múltiple del escalón de sincronización. Si este es el caso, se interrumpe la operación. Con un inicio con éxito se genera el aviso En proceso y se activa el tiempo de supervisión para la duración máxima del proceso de sincronización (parámetro Durac.máx. proceso sinc.). Además, se comprueba si las tensiones y frecuencias se encuentran dentro del rango de trabajo. Si este no es el caso, no se comprueban las condiciones de cierre.

Después del inicio se comprueban, según el modo de funcionamiento seleccionado, las condiciones de cierre parametrizadas. Aquí se señala explícitamente cada condición cumplida. También se señalan las condiciones no cumplidas. Si todas las condiciones están cumplidas, el escalón de sincronización genera el aviso Condición. **sincron. OK**. Este aviso se mantiene activo mientras que todas las condiciones estén cumplidas. El comportamiento siguiente para generar la autorización de cierre depende del tipo de escalón seleccionado. La autorización se señala mediante el **aviso Autoriz. cierre**. Este aviso se mantiene activo por 100 ms. Con un inicio interno, la función de control o la función RE efectúa el cierre en curso dependiendo del origen del inicio.



### Secuencia funcional de la función ANSI 25



### Comprobación de las condiciones de cierre de la función ANSI 25

CIERR.SIN PRUEB Autorización sin verificación de sincronismo (cierre directo).

### Operaciones de cierre bajo condiciones de red asíncronas/Síncronas

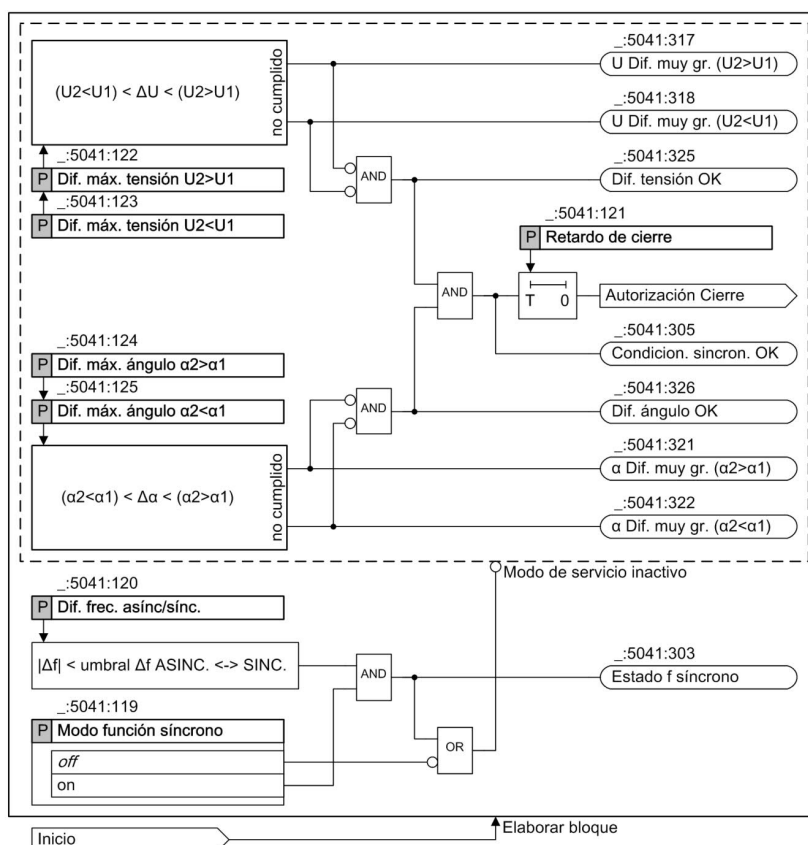
En este tipo de escalón se puede diferenciar entre redes síncronas y redes asíncronas.

Si dos redes acopladas galvánicamente están conectadas en paralelo, estas redes son síncronas. Una característica típica de las redes síncronas es la igualdad de frecuencia ( $\Delta f \approx 0$ ). Si la diferencia de frecuencia disminuye por debajo del valor de ajuste del parámetro Dif. frec. asínc/sínc., se consideran las redes síncronas. Si la diferencia de frecuencia supera el valor de

ajuste del parámetro Dif. frec. asínc/sínc., se consideran las redes asíncronas. Este estado se establece, por ejemplo, en redes separadas galvánicamente.

Para ambos estados existe correspondientemente un modo de funcionamiento propio con condiciones de cierre propias. Ambos modos de funcionamiento pueden ser activados o desactivados individualmente (parámetro Modo función síncrono y Modo función asíncrono). Por lo tanto, resultan las combinaciones siguientes:

Modo función síncrono	Modo función asíncrono	Funcionalidad
on	on	Si la diferencia de frecuencia se encuentra debajo del valor umbral ajustado Dif. frec. asínc/sínc., está activo el modo de funcionamiento síncrono. De otra manera está activo el modo de funcionamiento asíncrono
off	on	Independientemente de la diferencia de frecuencia y del valor umbral Dif. frec. asínc/sínc., está activo exclusivamente el modo de funcionamiento asíncrono.
on	off	Si la diferencia de frecuencia se encuentra debajo del valor umbral ajustado Dif. frec. asínc/sínc., está activo el modo de funcionamiento síncrono. De otra manera, el escalón está inactivo, es decir, no se puede generar una autorización de cierre.
off	off	Ambos modos de funcionamiento están desactivados. Por lo tanto, en estos modos de funcionamiento tampoco se puede generar una autorización de cierre.

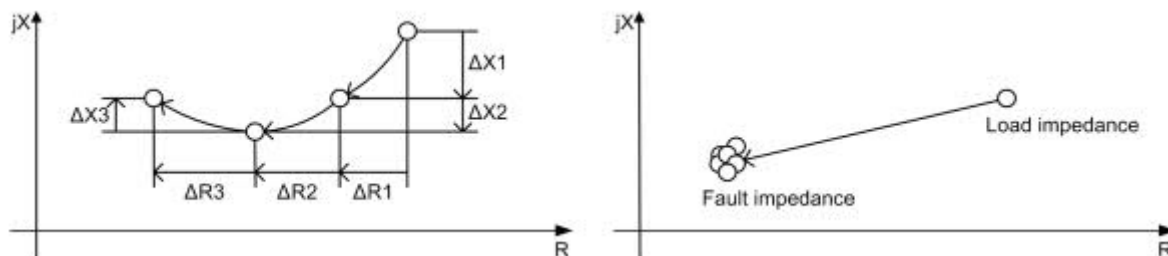


## Comprobación de las condiciones de cierre en redes síncronas de la función ANSI 25

### 3.7 Función: bloqueo por oscilación de potencia (68)

El principio de operación de esta función en los relés SIPROTEC 5 es la siguiente:

Con el fin de detectar una oscilación de potencia, la rata de cambio se ajustará al vector de impedancia.



**Vector de impedancia durante el penduleo**

Con el fin de asegurar que las funciones para la detección de la oscilación de potencia sean seguras y estables, sin riesgos de que sobre-opere durante una falla, los siguientes criterios de medida son utilizados:

- **Monotonía de la trayectoria:** Durante una oscilación, la impedancia medida indica una trayectoria direccional del movimiento. Esta trayectoria se produce precisamente si dentro de la ventana de medida al menos uno de los componentes  $\Delta R$  ó  $\Delta X$  indica un cambio de dirección. Como regla general, si se produce un cortocircuito, se produce un cambio de dirección en  $\Delta R$ , así como en  $\Delta X$  dentro de la ventana de valor medido.
- **Continuidad de la trayectoria:** El espaciamiento de dos puntos de impedancia consecutivos indicaría claramente un cambio de  $\Delta R$  ó  $\Delta X$  durante una oscilación. Si ocurre una falla, el vector de impedancia salta a la impedancia de falla y permanece inmóvil.
- **Uniformidad de la trayectoria:** Durante una oscilación, la relación entre dos  $\Delta R$  ó  $\Delta X$  consecutivos no sobrepasa el umbral. Como regla general, si se produce un cortocircuito, se producirá un movimiento irregular ya que el vector impedancia salta bruscamente de impedancia de carga de impedancia de falla.

Si el indicador de impedancia entra en rango de arranque de la protección de distancia y el criterio de detección de oscilación de potencia se cumple, una oscilación será indicada. El rango de arranque se compone del mayor ajuste de R y X de las zonas activas.

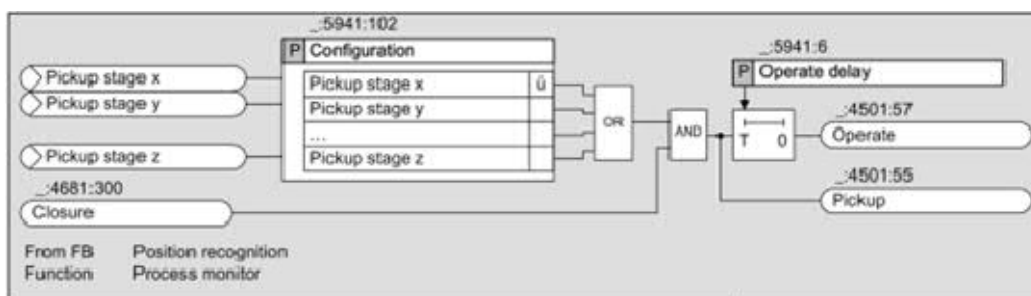
El bloqueo de penduleo afecta a la protección de distancia. Cuando existe una condición de oscilación de potencia en el sistema, las zonas de protección de la función de distancia son bloqueadas.

### 3.8 Función: Cierre en falla (SOTF)

Se recomienda que la lógica de cierre en falla se active con la posición física de cerrado del interruptor. La lógica debe operar incluso ante condiciones de recierre.

El esquema SOFT deberá operar por el arranque de zona 2 del relé de distancia o por la función de sobrecorriente (según como se tenga ajustado en el relé que será reemplazado). Después del cierre de un interruptor el esquema SOFT debe ser activado por un tiempo corto, en caso de encontrar falla durante este periodo de tiempo, el interruptor abrirá por activación de la función.

**La lógica de operación de la función de cierre en falla se presenta a continuación:**



El parámetro "configuración" se utiliza para definir con cual función de protección deberá activarse la función de Cierre en falla.

Se debe configurar el bloqueo de cierre del interruptor cuando se encuentren bloqueadas la protección principal 1 y 2 por pérdida de potencial u otra variable.

### 3.9 Protección diferencial de transformador en relés SIPROTEC 5

#### Principio de operación de la protección diferencial (87T)

La protección diferencial es una rápida y selectiva protección de cortocircuito del transformador, en la cual su zona de protección queda delimitada por la ubicación de los CTs.

La protección diferencial realiza la comparación de corrientes en el equipo (bajo el principio de la ley de Kirchhoff), determinando si la corriente que entra es exactamente igual a la que sale de él, como se muestra en la siguiente figura:

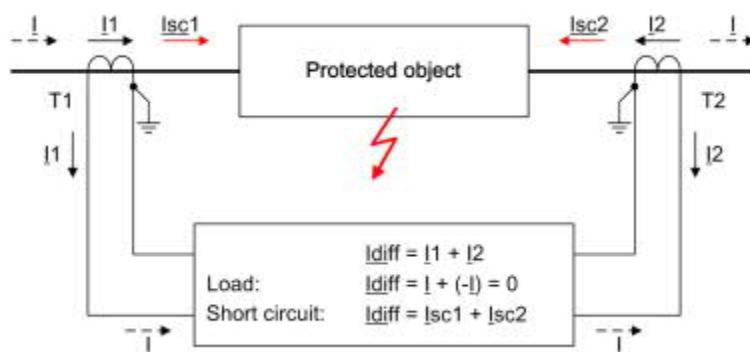


Figura 12. Principio básico de la protección diferencial para objeto de dos terminales

La corriente diferencial ( $I_{diff}$ ) es calculada a partir de la forma de onda de la corriente fundamental medida por el relé y su valor de ajuste determina el disparo de la protección.

$$I_{diff} = |I_1 + I_2|$$

**Ecuación 1.** Corriente diferencial.

Ante fallas externas del elemento protegido, se puede presentar saturación de alguno de los CTs debido a las magnitudes que fluyen a través de ellos, lo cual podría ocasionar la operación

errónea de la protección diferencial. Para evitar esto se introduce la corriente de estabilización ( $I_{Rest}$ ), que se deriva de la Máximo de los valores absolutos de la corriente.

$$I_{rest} = \text{Max} (|I_1|; |I_2|)$$

### Ecuación 2. Corriente de estabilización.

De acuerdo con estas ecuaciones, se analizan tres condiciones de operación para el relé:

Flujo de corrientes a través del equipo protegido en condición normal de operación o ante fallas externas al mismo:

$$I_{diff} = |I_1 + I_2| = |I_1 - I_1| = 0$$

$$I_{rest} = \text{Max} (|I_1|; |I_2|) = |I_1| = |I_2|$$

En este caso no hay disparo puesto que  $I_{Diff}$  es cero e  $I_{Rest}$  es igual a la corriente que fluye por el sistema.

Falla al interior del elemento protegido alimentada desde cada terminal (con igual magnitud de corrientes por ejemplo):

$$I_{diff} = |I_1 + I_2| = |I_1 + I_1| = 2 |I_1|$$

$$I_{rest} = \text{Max} (|I_1|; |I_2|) = |I_1| = |I_2|$$

La magnitud de  $I_{Diff}$  es el doble de  $I_{Rest}$ , ocasionando el disparo de la protección.

Falla al interior del equipo protegido alimentada por un solo terminal del mismo:

$$I_{diff} = |I_1 + I_2| = |I_1 + 0| = |I_1|$$

$$I_{rest} = \text{Max} (|I_1|; |I_2|) = |I_1|$$

Las magnitudes de  $I_{Diff}$  e  $I_{Rest}$  son iguales, corresponden a la corriente de corto circuito y se presenta disparo.

Se deduce que, ante una falla al interior del objeto protegido,  $I_{Diff} \geq I_{Rest}$  y la característica de corto circuito se puede representar por una línea de 45° (en condiciones ideales) ilustrada en la siguiente figura junto con las demás características de operación y falla del relé.

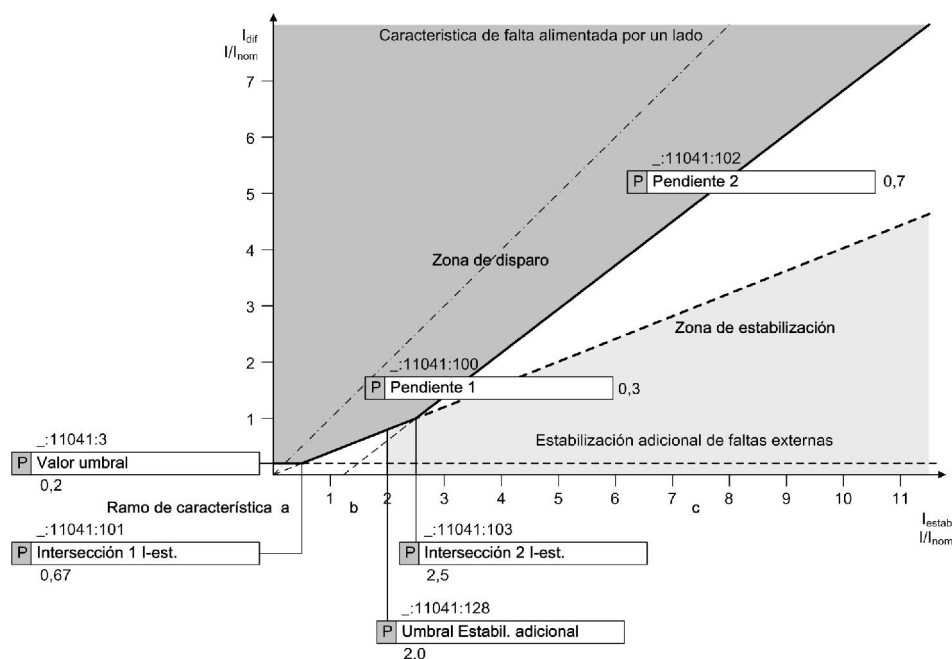


Figura 13. Características de operación y falla de la protección diferencial

A continuación, se presenta el principio de funcionamiento y los criterios de ajuste para la función diferencial de transformador.

### Differential Protection

Para definir el ajuste de la corriente de pick-up (o valor de la corriente mínima diferencial para la operación de esta función) se debe calcular la máxima corriente diferencial esperada en condiciones normales de operación.

Para el cálculo de la corriente diferencial se considera el flujo de potencia desde el devanado de baja tensión (LV) al devanado de alta tensión (HV). Para hallar esta corriente diferencial se realizan los siguientes cálculos:

$$I_{HVprim} = \frac{S_n}{V_{HVtap} \times \sqrt{3}} \quad I_{LVprim} = \frac{S_n}{V_{LVnom} \times \sqrt{3}}$$

Para el cálculo de las corrientes secundarias se involucra el error en la transformación de los CT's ( $\epsilon$ ). Los máximos errores asociados a los transformadores de corriente se asumen del 1% por encima para el lado de alta tensión y del 1% por debajo para el lado de baja (el error máximo de los transformadores de corriente de protección 5P a la corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1). Con estos porcentajes de error se calcula la máxima corriente diferencial:

$$I_{HVSec} = I_{HVPma} \times \frac{1}{ICT_{HV}} \times \epsilon \quad I_{LVSec} = I_{LVpma} \times \frac{1}{ICT_{HV}} \times \epsilon$$

Para realizar el cálculo de la corriente diferencial se tienen las siguientes ecuaciones:

$$I_{ref_{HV}} = I_{n_{HV}} \quad I_{ref_{LV}} = \frac{S_{n_{ref}}}{U_{n_{LV}} \times \sqrt{3}}$$

Donde:  $S_{n_{ref}} = S_{n_{HV}}$

Otras ecuaciones para el cálculo de  $I_{diff}$  son:

$$k_{HV} = \frac{ICT_{HV}}{I_{ref_{HV}}} \quad k_{LV} = \frac{ICT_{LV}}{I_{ref_{LV}}}$$

$$I_{mH} = k_{HV} \times I_{HVSec} \quad I_{mL} = k_{LV} \times I_{LVSec}$$

La corriente diferencial se calcula con base a las sumas de las corrientes fasoriales y la corriente de restricción con base a la máxima de las corrientes fasoriales vistas por el relé en los devanados

$$I_{diff} = |I_{mH} - I_{mL}|$$

$$I_{rest} = \max(|I_{mH}|; |I_{mL}|)$$

La máxima corriente diferencial se obtiene para operación en la posición máxima del cambiador de tomas del transformador (variación de tensión negativa), entonces el umbral de arranque se deberá ajustar por encima de este valor.

### Pendientes (SLOPES) y punto de Inflexión

#### **Ajuste de la Pendiente 1**

La ecuación general para el cálculo de la pendiente está definida por:

$$\% \text{ slope} = \frac{I_{differential}}{I_{restr}} * 100 \%$$

La primera pendiente se ajusta de tal forma que asegure la sensibilidad de la protección ante cortocircuitos al interior de la zona de protección delimitada por los transformadores de corriente. Se debe permitir el funcionamiento estable de la diferencial en los límites del cambiador de tomas y permitir un desequilibrio por los errores de transformación de los transformadores de corriente.

La pendiente 1 se calcula con base a los valores máximos de  $I_{diff}$  y  $I_{rest}$  calculados para el 0,5 de la corriente de falla máxima (calculada con base a la impedancia del transformador). Está pendiente no deberá ser mayor de 25% en todos los casos para garantizar que la protección diferencial no opere ante condiciones normales de carga y sobrecarga, teniendo en cuenta los errores de los transformadores de corriente y los errores en los taps.

El punto de transición entre la corriente de *pickup* y la pendiente 1 (*slope* 1), se puede seleccionar calculando el valor de corriente en condiciones de sobrecarga del transformador (emergencia). Así, se consideraría que el transformador trabajara en operación ONAF. El cálculo de las corrientes de sobrecarga y de la corriente para el punto "Intersection 1  $I_{rest}$ " se detalla a continuación:

Corrientes Lado Alta en TAP mínimo:

$$I_{\max HV ONAF} = \frac{S_{nONAF}}{V_{HVtap} \times \sqrt{3}}$$

$$I_{\max HV ONAF SEC} = \frac{I_{\max HV ONAF}}{RTC}$$

Corrientes Lado Baja en TAP más alto:

$$I_{\max LV ONAF} = \frac{S_{nONAF}}{V_{LVtap} \times \sqrt{3}}$$

$$I_{\max LV ONAF} = \frac{S_{nONAF}}{V_{LVtap} \times \sqrt{3}}$$

$$I_{\max LV ONAF SEC} = \frac{I_{\max LV ONAF}}{RTC}$$

El parámetro Ramo de característica. "a", es decir la intersección de la recta b con el eje de las abscisas ( $I_{rest}$ ) se obtiene aplicando la ecuación de la recta para el valor de pendiente obtenida en el cálculo de pendiente 1 y con el punto conocido de  $I_{diff}$  e  $I_{rest}$  "a".

## Ajuste de la Pendiente 2

Esta pendiente se ajusta para asegurar que no existan disparos indeseados durante fallas externas del transformador. Teniendo en cuenta que los transformadores de corriente pueden ser clase 5P ó 10P, se utilizará un error del 5% ó 10% en el cálculo de la pendiente. Si se desconoce la precisión del CT entonces se asumiría el máximo error, es decir 10%.

El punto de transición entre la pendiente 1 (slope 1) y la pendiente 2 (slope 2), se denomina Intersection 2  $I_{rest}$ . Este ajuste se selecciona como el 50% del valor de corriente máxima para una falla externa.

La pendiente 2 se recomienda ajustar como mínimo en 50%, para garantizar que el relé no opere de manera errónea, ante una corriente de falla externa.

El valor del inicio de la pendiente 2 puede ser calculada a partir de la siguiente ecuación:

$$I_{Ajuste} = \frac{0,5 \times I_{Max Falla}}{I_{nO}}$$

Este valor de la corriente de ajuste encontrado igualmente corresponde a la  $I_{rest}$  en el que se cruzan las pendientes 1 y 2.

Este valor de la corriente de ajuste encontrado igualmente corresponde al valor de  $I_{rest}$  en el que se cruzan las pendientes 1 y 2

La protección diferencial compara el valor de  $I_{Diff}/I_{Rest}$  con los límites del área *Tripping* (característica de disparo del relé), dando la orden de disparo si este valor se encuentra dentro de ella. Esta área se encuentra definida por tres líneas así:

- **Threshold:** corriente de restricción ( $I_{l1}+I_{l2}$ ). Es el límite inferior de la característica de operación de la protección  $I_{Diff} >$ , evitando disparos erróneos del relé debido a la máxima corriente diferencial esperada en condiciones normales de operación.
- **Slope 1:** Esta pendiente se ajusta para asegurar la sensibilidad para fallas internas del

transformador. Se debe permitir el funcionamiento estable de la diferencial en los límites del cambiador de tomas y permitir un desequilibrio por los errores de transformación de los transformadores de corriente.

- **Slope 2:** permite una mayor sensibilidad ante altas corrientes, como las presentadas por una falla externa al equipo protegido, que pueden originar una saturación en los CTs.

Durante la energización, el transformador absorbe potencia del sistema produciendo corrientes desbalanceadas, caracterizadas por el contenido de segundo armónico.

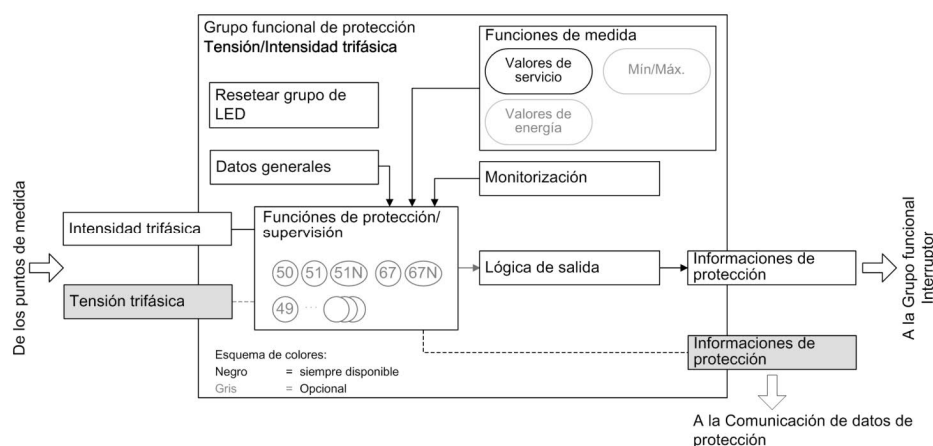
- Se recomienda habilitar la restricción de segundo armónico al 15% para bloquear el disparo de la protección ante la corriente de magnetización.
- Se recomienda una temporización muy corta (3 ciclos) del bloqueo cruzado para evitar que al energizar el transformador con una fase fallada se bloquee la función diferencial.
- Los arranques por corriente ( $I_{diff}$ ) se seleccionan en 0,15  $I_{dif}/I_{No}$  debido a la diferencia de precisión de los transformadores de corriente y a la operación del intercambiador de tomas.
- Si el cálculo de la pendiente 1 para bajas corrientes de restricción es menor del 25% se deberá ajustar como mínimo al 25%, de lo contrario se ajusta al valor de pendiente calculado.
- Para altas corrientes de restricción se ajusta una pendiente 2 de mínimo 50%.

### 3.10 Protección de sobrecorriente relés SIPROTEC 5

Estos bloques se requieren esencialmente en el grupo funcional y por esta razón no pueden ser cargados ni borrados.

Las funciones necesarias de protección y supervisión para cada aplicación pueden ser cargadas en el grupo funcional. Las funciones están disponibles en la librería de funciones en DIGSI 5. Las funciones no utilizadas pueden ser borradas del grupo funcional.

La siguiente figura muestra la estructura del grupo funcional Tensión/Intensidad trifásica:



El bloque funcional Avisos colectivos de las funciones de sobreintensidad utiliza los avisos de arranque y disparo de las siguientes funciones:

- Protección de sobreintensidad, Fases
- Protección de sobreintensidad, Tierra
- Protección direccional de sobreintensidad, Fases
- Protección direccional de sobreintensidad, Tierra
- Desconexión rápida por alta intensidad

La función Protección de sobreintensidad, Fases se utiliza en el grupo funcional de protección. 2 modos de función están disponibles para la protección de sobreintensidad trifásica:

Protección de sobreintensidad, Fases - ampliada (50/51 OC-3ph-A)

Protección de sobreintensidad, Fases - básica (50/51 OC-3ph-B)

El tipo de función básico está previsto para aplicaciones estándar. El tipo de función ampliado ofrece una mayor funcionalidad y está previsto para aplicaciones más complejas.

Ambos tipos de función están preconfigurados por el fabricante con 2 escalones de Protección de sobreintensidad de tiempo definido y 1 escalón de Protección de sobreintensidad de tiempo inverso.

En el tipo de función Protección de sobreintensidad, Fase - ampliada se pueden aplicar simultáneamente los siguientes escalones:

- Como máximo, 4 escalones de Protección de sobreintensidad de tiempo definido – ampliada
- 1 escalón de Protección de sobreintensidad de tiempo inverso – ampliada
- escalón de Protección de sobreintensidad con característica definida por el usuario

En el tipo de función Protección de sobreintensidad, Fase - básica se pueden aplicar simultáneamente los siguientes escalones:

- Como máximo, 4 escalones de Protección de sobreintensidad de tiempo definido – básica
- 1 escalón de Protección de sobreintensidad de tiempo inverso – básica

Si las funciones internas del equipo indicadas a continuación están disponibles, éstas pueden influenciar los valores de arranque y tiempos de disparo de los escalones o bloquear los mismos escalones. También mediante una entrada binaria el escalón puede ser influenciado externamente.

- Reenganche automático (RE)
- Detección de conexión de carga en frío
- Señal de entrada binaria

Si el equipo dispone de la función Detección de intensidad inrush de cierre se pueden estabilizar los escalones contra una reacción de disparo provocada por las intensidades inrush de cierre del transformador.

Con el parámetro **Proced. medida** se determina si el escalón debe trabajar con la Onda fundamental o con el Valor eficaz calculado:

**Medida de la onda fundamental:** Este método de medida procesa los valores de muestreo de la intensidad y filtra numéricamente la onda fundamental.

**Medida del valor eficaz:** Este procedimiento de medida determina la amplitud de intensidad a partir de los valores de muestreo según la ecuación de definición del valor eficaz. Se evalúan también los armónicos.

Comportamiento de arranque y de reposición de la característica de tiempo inverso según IEC y ANSI: Si la magnitud de entrada sobrepasa el 1,1 del valor umbral, se procesa la característica de tiempo inverso. Un procedimiento de medida integral totaliza el tiempo ponderado. El tiempo ponderado resulta de la característica. Aquí se determina con la característica para el valor de intensidad actual el tiempo correspondiente. Si el tiempo ponderado sobrepasa el valor de 1, el escalón genera un disparo.

Si el valor de medida disminuye por debajo de 1,045 veces el valor de arranque ( $0,95 \times 1,1 \times$  valor umbral) se inicia la reposición. El arranque es señalizado como aviso saliente. El comportamiento de reposición puede ser controlado mediante parámetros de ajuste. Se puede elegir entre una reposición inmediata (el tiempo totalizado se borra) o una reposición según la característica (el tiempo totalizado se reduce en función de la característica). La característica y sus fórmulas correspondientes utilizadas por las funciones de sobrecorriente son las siguientes:

$$t_{oper} = \left( \frac{A}{\left( \frac{\text{Valor Umbral}}{I} \right)^B - 1} + D \right) \times Dial$$

Característica de Disparo	Constantes		
	A	B	D
IEC NI	0,14	0,02	0
IEC VI	13,5	1,00	0
IEC EI	80,00	2,00	0
IEC LI	120,00	1,00	0
ANSI/IEEE Inversa	44,6705	2,0938	0,8983
ANSI/IEEE Inversa Corta	1,3315	1,2969	0,16965
ANSI/IEEE Inversa Larga	28,0715	1,00	10,9296
ANSI/IEEE Moderadamente I	0,0515	0,02	0,114
ANSI/IEEE Inversa Alta	19,61	2,00	0,491
ANSI/IEEE Extremadamente Inversa	28,20	2,00	0,1217
ANSI/IEEE Inversa Definida	2,3985	1,5625	1,0679

## 4 Recomendación de ajustes generales en relés de protección SIEMENS

En este numeral serán indicados algunos ajustes generales que serán parametrizados en los nuevos relés SIEMENS SIPROTEC 5. A continuación, se indican los criterios y ajustes recomendados para algunas funciones:

- **(\_:3661:101) Min Phase Current threshold:** La intensidad mínima para detección de fallas  $I_{f>}$  se recomienda ajustarla aproximadamente 10% de la corriente nominal del transformador de corriente. En este caso se recomienda ajustar en 0,50 Asec (para  $I_{nom}$  CT sec de 5A) y 0,10 Asec (para  $I_{nom}$  CT sec de 1A).
- **(\_:2311:103) 3I0> threshold value:** En redes con neutro puesto a tierra, el parámetro 3I0> se recomienda ajustarla aproximadamente 10% de la corriente nominal del transformador de corriente. En este caso se recomienda ajustar en 0,50 Asec (para  $I_{nom}$  CT sec de 5A) y 0,10 Asec (para  $I_{nom}$  CT sec de 1A).
- **(\_:2311:102) Valor umbral U0>:** Siemens recomienda mantener el valor preajustado de **1,667 V** sec . Si pueden producirse mayores tensiones homopolares durante el funcionamiento por las asimetrías en la red, eleve el valor recomendado.
- Los parámetros eléctricos de susceptancias B1 y B0 serán calculados los parámetros de ajuste **\_:9001.112** (C1 per lenght unit) y **\_:9001.148** (C0 per lenght unit) de la siguiente forma:  
 B1 en  $\mu S/km$   
 B0 en  $\mu S/km$   
 Debido a que el parámetro de capacitancia deberá ser ajustado en el relé en  $\mu F/km$ , se hace la conversión:  

$$C1 = 1/Xc(2*\pi*50) = 1/Xc/(314,16) = \mu F/km \text{ (Valores primarios)}$$

$$C0 = 1/Xc(2*\pi*50) = 1/Xc/(314,16) \mu F/km \text{ (Valores primarios)}$$
 Para pasar de valores primarios a valores secundarios se aplica lo siguiente:  

$$C1_{sec} = C1_{prim} * RTP/RT$$

$$C0_{sec} = C1_{prim} * RTP/RT$$
- El parámetro **\_:8881.114 Inverted phases = Ninguna** se usa para casos especiales como por ejemplo centrales hidroeléctricas reversibles con en este parámetro se cambia la secuencia de fases de todos los puntos de medida trifásicos. Para aplicaciones de protección de la red se puede asumir el valor de ajuste "ninguna".

- Los Parámetros **CT error changeover\_:8881.107**, **CT error A\_:8881.108** y **CT error B\_:8881.109** se pueden ajustar de acuerdo con el tipo de Transformador de corriente utilizado y con base a la siguiente tabla (Tomada del manual de los relés SIPROTEC 5):

Clase de transformador	Norma	Error con intensidad nominal		Error con el factor nominal de sobreintensidad	Recomendaciones de ajuste para los datos de los parámetros		
		Transformación	Ángulo		Transición de error	Error de transformador A	Error de transformador B
5P	IEC 60044-1	1,0 %	± 60 min	≤ 5 %	1,50	3,0 %	10,0 %
10P		3,0 %	—	≤ 10 %	1,50	5,0 %	15,0 %
TPX		0,5 %	± 30 min	ε ≤ 10 %	1,50	1,0 %	15,0 %
TPY		1,0 %	± 30 min	ε ≤ 10 %	1,50	3,0 %	15,0 %
TPZ		1,0 %	180 min ± 18 min	ε ≤ 10 % (sólo I ≈ )	1,50	6,0 %	20,0 %
PX	IEC 60044-1 BS: Clase X				1,50	3,0 %	10,0 %
C100 a C800	ANSI				1,50	5,0 %	15,0 %

De acuerdo al tipo de transformadores de corriente que se tiene implementado en cada subestación se deben ajustar los siguientes valores de ajuste correspondiente a los relés SIPROTEC 5 para los paños de líneas indicados a continuación:

Paño	Subestación	Clase de CT	Transición Error (_:8881:107)	Error Transformador A (_:8881:108)	Error Transformador B (_:8881:109)
J1	Coloso	C400	1,5	5 %	15 %
J11	Crucero	5P	1,5	3%	10 %
J6	Domeyko	C400	1,5	5 %	15 %
J5	Domeyko	10P	1,5	5 %	15 %
J1	Domeyko	10P	1,5	5 %	15 %
J2	Domeyko	10P	1,5	5 %	15 %
J1	Escondida	TPZ	1,5	6 %	20 %
J3	Escondida	C100	1,5	5 %	15 %
JL1	Laguna Seca	C400	1,5	5 %	15 %
J2	Mejillones	5P	1,5	3%	10 %
J1	O'higgins	5P	1,5	3%	10 %
J2	O'higgins	5P	1,5	3%	10 %
J3	O'higgins	5P	1,5	3%	10 %
J1	P. Oxido	C200	1,5	5 %	15 %

- El localizador de fallas debe iniciarse por una orden de disparo de la protección, se ajusta bajo la dirección 21.8671.1 (Mode = On/OFF). Cuando se ajusta el parámetro

(\_:8671:101) **Start= Disparo (With Operate)**. Entonces la localización de la falla sólo será señalizada, si el equipo también ha efectuado un disparo. También, el cálculo de la localización de fallas puede ser iniciado por cada arranque del equipo (dirección \_:8671:101) **Start= With going pickup**). Entonces, el cálculo de la localización de la falla será efectuado también si, por ejemplo, otra protección elimina la falla. En caso de que la falla se encuentre fuera de la línea a proteger, la localización de fallas no puede señalar siempre de manera correcta, ya que las magnitudes de medida pueden ser alteradas, p. ej., debido a una alimentación intermedia.

Para el cálculo de la distancia a la falla en kilómetros o millas el equipo necesita el valor de reactancia por longitud en  $\Omega/\text{km}$  o  $\Omega/\text{milla}$ . Para la señalización correcta de la distancia a la falla en % de la longitud de la línea, también se debe introducir correctamente la longitud de la línea. Este parámetro es ajustado en "Datos generales de la línea". Para lograr una señalización correcta del lugar de la falla, es condición primordial que se hayan ajustado también correctamente todos los demás parámetros que influyen en el cálculo de la localización de fallas. Estos parámetros se encuentran bajo las direcciones:

\_:9001:118 (K0), \_:9001:150 (Angle K0).

- **Phase sequence\_11.2311.101:** Con el parámetro "Phase sequence" se ajusta la secuencia de fase. Mediante entradas binarias es posible cambiar la secuencia de fases frente al ajuste del parámetro.  
La secuencia de fases tiene influencia en el cálculo de las magnitudes de secuencia positiva y negativa y en el cálculo de las magnitudes fase-fase.
- **CT connection\_11.931.8881.115:** El parámetro Conexión de transformador de intensidad muestra el modo de conexión de los transformadores de intensidad para el punto de medida de intensidad trifásico. Los siguientes tipos de conexión son posibles:
  - trifásico + IN separada
  - trifásico + IN trifásico
  - trifásico, 2 transf. Prim.
  - 3f., 2 tr. Prim. + IN sep.
  - 2f., 2 tr. Prim. + IN sep.

Para el caso de las conexiones de los transformadores de corriente se debe verificar durante la puesta en servicio o pruebas que la conexión se encuentre conforme a los planos de ingeniería de las respectivas líneas y subestaciones.

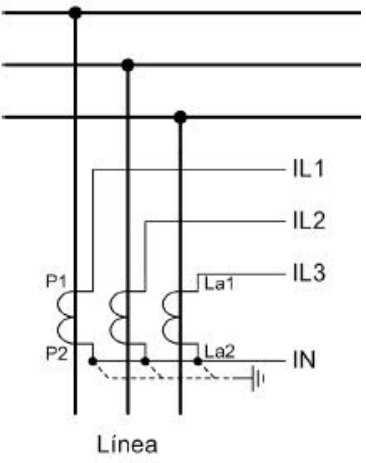
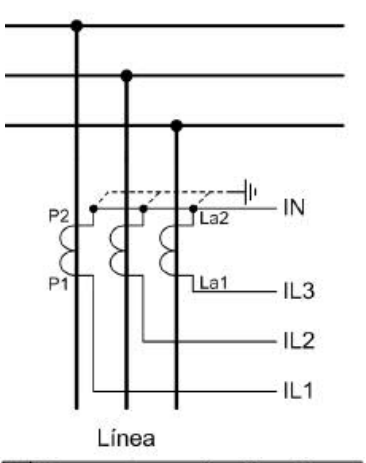
- **Supv. Balan. I Mode\_:2491.1:** Supervisión de la simetría de intensidades reconoce los siguientes fallos: Asimetría de las intensidades de fase en el circuito secundario y errores de conexión durante la puesta en marcha así como cortocircuitos e interrupciones en el circuito secundario.
- **Release threshold \_:2491.101:** Ajusta el límite inferior de la intensidad de fase máxima ( $I_{\text{máx}}$ ) con el parámetro. Con este parámetro se determina el límite inferior del rango de trabajo de esta función. Valor de ajuste recomendado (\_:101) Valor umbral Autoriz. = 0,5 A para  $I_{\text{nom}} = 1 \text{ A}$  ó 2,5 A para  $I_{\text{nom}} = 5 \text{ A}$ .

- **Threshold min/max \_:2491.102:** se establece la relación entre la intensidad de fase mínima (Imín) y máxima (Imáx). Valor de ajuste recomendado (\_:102) Valor umbral Mín/Máx = 0,5
- **Delay supervisión alarm (\_:6):** Ajuste el parámetro Retardo de disparo de tal manera que se excluyan reacciones intempestivas en la función debido a las perturbaciones (por ejemplo, maniobras de mando). Valor de ajuste recomendado (\_:6) Retardo de disparo = 5,00 s.
- **Supv. Sum I Mode \_:2431.1:** Supervisión de la suma de intensidades controla la suma de intensidades de un punto de medida en el circuito secundario. Esta función reconoce los errores de conexión durante la puesta en marcha así como cortocircuitos e interrupciones en el circuito secundario.
- **Threshold \_:2431.102:** Con el parámetro Valor umbral se ajusta la intensidad de fase máxima (Imáx).y es el límite inferior del campo de trabajo de la función Supervisión de la suma de intensidades. Valor de ajuste recomendado (\_:102) Valor umbral = 0,1 A para Inom = 1 A o 0,5 A para Inom = 5 A.
- **Slope factor \_:2431.101:** se establece la relación entre la intensidad de fase mínima (Imín) y máxima (Imáx). En esta función se evalúan los valores eficaces. Valor de ajuste recomendado (\_:102) Valor umbral Mín/Máx = 0,10
- **Delay supervisión alarm (\_:6):** Ajuste el parámetro Retardo de disparo de tal manera que se excluyan reacciones intempestivas en la función debido a las perturbaciones (por ejemplo, maniobras de mando). Valor de ajuste recomendado (\_:6) Retardo de disparo = 5,00 s.
- **Supv. Balan. V \_:2521.1:** Supervisión de la simetría de tensiones reconoce los siguientes fallos: Asimetría de las tensiones de fase-fase en el circuito secundario y errores de conexión durante la puesta en marcha así como cortocircuitos e interrupciones en el circuito secundario.
- **Release threshold \_:2521.101:** Ajusta el límite inferior de la tensión fase-fase máxima (Umáx). Con este parámetro se determina el límite inferior del rango de trabajo de esta función. Siemens recomienda los valores preajustados.
- **Threshold min/max \_:2521.102:** se establece la relación entre la Tensión fase-fase mínima (Umín) y máxima (Umáx). Siemens recomienda los valores preajustados
- **Delay Supervisión alarm (\_:6):** Ajuste el parámetro Retardo de disparo de tal manera que se excluyan reacciones intempestivas en la función debido a las perturbaciones (por ejemplo, maniobras de mando). Valor de ajuste recomendado (\_:6) Retardo de disparo = 5,00 s.
- **Closure detec. Operating mode \_:4681.101:** Se ajusta con qué criterios debe operar el bloque funcional Detección de cierre.

- Sólo cierre manual: Siemens recomienda este ajuste si se cumplen con las dos condiciones siguientes: La señal de entrada binaria cierre manual está disponible en la instalación y la detección de cierre no debe ser efectuada por una medida de corriente y tensión adicional, por ejemplo, después de un reenganche automático.
  - I abierto y U abierto y cierre manual: La detección de cierre resulta adicionalmente con la medida de intensidad y tensión
  - IP e I abierto y cierre manual: La detección de cierre resulta con la medida de intensidad y con la evaluación de los contactos de posición del interruptor conectados
  - I abierto y cierre manual: La detección de cierre resulta adicionalmente con la medida de intensidad.
- **Min Time feeder open \_:4681.103:** Con el parámetro T. mín. Salida abierta se determina la duración de este retardo de autorización. Siemens recomienda el valor de ajuste de 0,25 s.
  - **Action time after closure \_:4681.102:** Se ajusta la presencia del aviso **Cierre** a un tiempo definido. Siemens recomienda el valor de ajuste de 0,05 s.
  - **3I0 pickup stabilization \_:2311.104:** e determina la elevación de la característica 3I0> de la detección de faltas a tierra. Las asimetrías en la red (por ejemplo, cables no transpuestos) así como los errores de los transformadores de intensidad pueden producir, con altas intensidades de falta, un flujo de corriente homopolar en el equipo de protección sin que exista ninguna falla a tierra. Con el parámetro **Estabiliz. Arranque 3I0** se excluye un arranque por corrientes a tierra. Si no se esperan asimetrías de red extremas y errores fuera de lo normal de los transformadores de corriente, Siemens recomienda no modificar el valor preajustado de 0,10.
  - **Current threshold CB Open \_:2311.112:** se determina el umbral para la intensidad residual como criterio para una línea desconectada. Se debe ajustar el parámetro **Val. umbral I IP abierr.** de tal manera que la corriente medida, estando la salida de línea desconectada, disminuya con seguridad por debajo del valor del parámetro **Val. umbral I IP abierr.** Se recomienda ajustar en el mínimo valor de ajuste permitido por el relé.
  - **Current threshold CB Open \_:6541.101:** Para no depender de una operación manual individual de la señal de entrada, la detección se mantiene mediante el parámetro Tiempo activo durante un tiempo definido. Siemens recomienda un tiempo activo de 300 ms.

#### **Polaridad en transformadore de corriente):**

La polaridad del transformador de corriente, es decir la posición del punto de estrella del transformador. El ajuste determina la dirección de medida del equipo (hacia adelante = en dirección de la línea). El cambio de este parámetro causa también un cambio de polaridad en las entradas de corriente a tierra IE o bien IEE. La polaridad del transformador de corriente se ajusta en los relés SIPROTEC 4 mediante el parámetro **toward busbar ó toward line**, y en los relés SIPROTEC 5 se puede ajustar directamente bajo la dirección **Neutr.point in dir.of ref.obj\_11.931.8881.116** ; Con el parámetro **Pto. neutro en dir. obj. ref.** se determina en qué dirección está conectado el punto neutro del transformador de corriente.

<div><p>Línea</p><table border="1" data-bbox="279 728 630 862"><tr><td>P</td><td>Pto. neutro en dir. obj. ref.</td><td></td></tr><tr><td></td><td>Sí</td><td><input checked="" type="checkbox"/></td></tr><tr><td></td><td>No</td><td><input type="checkbox"/></td></tr></table></div>	P	Pto. neutro en dir. obj. ref.			Sí	<input checked="" type="checkbox"/>		No	<input type="checkbox"/>	<div><p>Línea</p><table border="1" data-bbox="901 728 1268 862"><tr><td>P</td><td>Pto. neutro en dir. obj. ref.</td><td></td></tr><tr><td></td><td>Sí</td><td><input type="checkbox"/></td></tr><tr><td></td><td>No</td><td><input checked="" type="checkbox"/></td></tr></table></div>	P	Pto. neutro en dir. obj. ref.			Sí	<input type="checkbox"/>		No	<input checked="" type="checkbox"/>
P	Pto. neutro en dir. obj. ref.																		
	Sí	<input checked="" type="checkbox"/>																	
	No	<input type="checkbox"/>																	
P	Pto. neutro en dir. obj. ref.																		
	Sí	<input type="checkbox"/>																	
	No	<input checked="" type="checkbox"/>																	
toward Líne = Neutr.point in dir.of ref.obj (Si)	toward busbar = Neutr.point in dir.of ref.obj (No)																		

## 5 Recomendación de funciones de ajustes en relés de protección

### 5.1 Ajuste de función cierre en falla (SOTF)

La corriente de arranque de la función de corriente asociada al esquema debe ser ajustada por encima de la máxima corriente de carga del circuito, por lo cual se recomienda usar un factor de 1,2 veces la corriente nominal del transformador de corriente. Se seleccionan las funciones: **21 zona 2** y arranque por **50HS SOTF-O/C PICKUP**, como arranque para de la función de cierre contra falla (SOTF), para tener la suficiente sensibilidad como para detectar fallas a lo largo de toda la línea protegida

Los ajustes para la función SOFT en los relés de las líneas en 220 kV son los siguientes:

Subestación	Paño	Sistema	RTC		Línea	AJUSTE SOFT		Time delay after SOTF (seg)
			Pri	Secu		Primarios	Secundarios	
Atacama	J3	S1 y S2	800	5	Atacama- O'higgins 1	774	4,84	0
Atacama	J10	S1 y S2	800	5	Atacama- O'higgins 2	774	4,84	0
Chimborazo	J1	S1 y S2	1000	5	Chimborazo -Farellón	774	3,87	0
Chimborazo	J2	S1 y S2	1000	5	Domeyko-Chimborazo	774	3,87	0
Coloso (*)	J1	S1 y S2	400	5	Coloso- O'higgins 1	480	6,00	0
Coloso	J2	S1 y S2	400	5	Coloso- O'higgins 2	480	6,00	0
Crucero (*)	J11	S1 y S2	800	5	Crucero-Laberinto	960	6,00	0
Domeyko	J4	S1 y S2	800	5	Domeyko-Chimborazo	774	4,84	0
Domeyko	J3	S1 y S2	800	5	Domeyko-Puri	774	4,84	0
Domeyko (*)	J5	S1 y S2	800	5	Domeyko-Escondida	960	6,00	0
Domeyko (*)	J6	S1 y S2	600	5	Domeyko-Laguna Seca	720	6,00	0
Domeyko (*)	J1	S1 y S2	400	5	Domeyko-Óxidos	480	6,00	0
Domeyko	J8	S1 y S2	800	5	Domeyko-Sulfuros	800	5,00	0
Domeyko (*)	J2	S1 y S2	800	5	Domeyko-O'Higgins	960	6,00	0
Domeyko	J9	S1 y S2	1200	5	Domeyko-OGP1	600	2,50	0
Domeyko	J10	S1 y S2	1000	1	Domeyko-SVC	1000	1,00	0
Escondida (*)	J3	S1 y S2	800	5	Escondida-Zaldívar	960	6,00	0
Escondida (*)	J1	S1 y S2	800	5	Domeyko-Escondida	960	6,00	0
Farellón	J2	S1 y S2	1000	5	Chimborazo -Farellón	774	3,87	0
Farellón	J1	S1 y S2	1000	5	O'higgins -Farellón	774	3,87	0
Laguna Seca (*)	JL1	S1 y S2	600	5	Domeyko-Laguna Seca	720	6,00	0
Mejillones (*)	J2	S1 y S2	800	5	Mejillones-O'higgins	960	6,00	0
O'higgins (*)	J1	S1 y S2	800	5	Mejillones-O'higgins	960	6,00	0
O'higgins (*)	J2	S1 y S2	800	5	Domeyko-O'Higgins	960	6,00	0
O'higgins (*)	J3	S1 y S2	400	5	Coloso- O'higgins 1	480	6,00	0
O'higgins (*)	J4	S1 y S2	1000	5	Coloso- O'higgins 2	1200	6,00	0
O'higgins	J8	S1 y S2	1000	5	Atacama- O'higgins 1	774	3,87	0
O'higgins	J6	S1 y S2	1000	5	Atacama- O'higgins 2	774	3,87	0
O'higgins	J5	S1 y S2	1000	5	O'higgins -Puri	774	3,87	0
O'higgins	J7	S1 y S2	3000	5	O'higgins -Kapatú 1	1500	2,50	0
O'higgins	J10	S1 y S2	3000	5	O'higgins -Kapatú 2	1500	2,50	0
O'higgins	J9	S1 y S2	1000	5	O'higgins -Farellón	774	3,87	0
OGP1	J2	S1 y S2	600	1	Domeyko-OGP1	600	1,00	0
OGP1	J3	S1 y S2	600	1	Nueva Zaldívar-OGP1	720	1,20	0
Óxidos (*)	J1	S1 y S2	600	5	Domeyko-Óxidos	720	6,00	0
Puri	J2	S1 y S2	1000	5	Domeyko-Puri	774	3,87	0
Puri	J1	S1 y S2	1000	5	O'higgins -Puri	774	3,87	0
Sulfuros	J2	S1 y S2	800	5	Sulfuros-Nueva Zaldívar	960	6,00	0
Sulfuros	J1	S1 y S2	800	5	Domeyko-Sulfuros	960	6,00	0
SVC	J10	S1 y S2	600	1	Domeyko-SVC	600	1,00	0

**Nota:**

(\*) Corresponden a los nuevos relés pertenecientes a Minera Escondida que fueron modernizados a relés de referencia SIEMENS SIPROTEC 5.

## 5.2 Ajuste de función falla interruptor (ANSI 50BF)

Los criterios que se presentan a continuación aplican para la función de falla interruptor y que generalmente se hace por medio de una función de un relé numérico.

### 5.2.1 Ajuste de función falla interruptor (ANSI 50BF) en Líneas de 220 KV

El ajuste definitivo para la función ANSI 50BF de las líneas de propiedad de Minera Escondida será el menor de los siguientes cálculos:

1. Arranque de las funciones de sobrecorriente ANSI 51/51N/67N

## 2. 80% de la mínima corriente de falla;

Donde:

Icc mín = Falla al 99% de la línea para el escenario de generación nocturna

Subestación	Paño	Sistema	RTC		Línea	AJUSTE 51 Fases		AJUSTE 51M/67N		Ajuste Diferencial de línea (Amp)	0,8 x I cc Min (f-f)			
			Pri	Secu		Primarios	Secundarios	Primarios	Secundarios		Fases		Tierra	
											I cc Min (f-f)	0,8 x I cc Min (f-f)	I cc Min (f-f)	0,8 x I cc Min (ft)
Atacama	J3	S1 y S2	800	5	Atacama- O'higgins 1	774,4	4,84	109	0,68	--	987	790	1312	1050
Atacama	J10	S1 y S2	800	5	Atacama- O'higgins 2	774,4	4,84	109	0,68	--	987	790	1312	1050
Coloso (*)	J1	S1 y S2	400	5	Coloso- O'higgins 1	480	6,00	40,0	0,50	--	800	640	50	40
Coloso	J2	S1 y S2	400	5	Coloso- O'higgins 2	480	6,00	40,0	0,50	--	800	640	50	40
Domeyko (*)	J2	S1 y S2	800	5	Domeyko-O'Higgins	839 <sup>(1)</sup>	5,24	80,0	0,50	--	651	521	781	625
Laguna Seca (*)	JL1	S1 y S2	600	5	Domeyko-Laguna Seca	720	6,00	60,0	0,50	--	15	12	96	77
Chimborazo (E)	J2	S1 y S2	1000	5	Domeyko-Chimborazo	839 <sup>(1)</sup>	4,20	200,0	1,00	--	1224	979	363	290
Chimborazo (E)	J1	S1 y S2	1000	5	Farellones-Chimborazo	839 <sup>(1)</sup>	4,20	200,0	1,00	--	1622	1298	1319	1055
Crucero(E)	J11	S1 y S2	800	5	Crucero-Laberinto	960	6,00	80,0	0,50	--	1305	1044	748	598
Domeyko	J4	S1 y S2	800	5	Domeyko-Chimborazo	839	5,24	160,0	1,00	--	4389	3511	4184	3347
Domeyko	J3	S1 y S2	800	5	Domeyko-Puri	839	5,24	160,0	1,00	--	3000	2400	2491	1993
Domeyko (E)	J8	S1 y S2	800	5	Domeyko-Sulfuros	960	6,00	160,0	1,00	--	5272	4218	4316	3453
Domeyko (*)	J5	S1 y S2	800	5	Domeyko-Escondida	839 <sup>(1)</sup>	5,24	80,0	0,50	--	4149	3319	4470	3576
Domeyko (*)	J6	S1 y S2	600	5	Domeyko-Laguna Seca	720	6,00	60,0	0,50	--	5543	4434	5014	4011
Domeyko (*)	J1	S1 y S2	400	5	Domeyko-Oxidos	480	6,00	40,0	0,50	--	7289	5831	7830	6264
Domeyko	J9	S1 y S2	1200	5	Domeyko-OGP1	901	3,75	240,0	1,00	--	3811	3049	3934	3147
Domeyko	J10	S1 y S2	1000	1	Domeyko-SVC	962	0,96	200,0	0,20	--	7531	6025	6201	4961
Escondida (*)	J3	S1 y S2	800	5	Escondida-Zaldívar	960	6,00	80,0	0,50	--	1172	938	1667	1334
Escondida (*)	J1	S1 y S2	800	5	Domeyko-Escondida	839 <sup>(1)</sup>	5,24	80,0	0,50	--	1318	1054	1044	835
Farellones (E)	J1	S1 y S2	1000	5	Farellones-O'higgins	839 <sup>(1)</sup>	4,20	200,0	1,00	--	517	414	654	523
Farellones (E)	J2	S1 y S2	1000	5	Farellones-Chimborazo	839 <sup>(1)</sup>	4,20	200,0	1,00	--	1614	1291	805	644
Mejillones(E)	J2	S1 y S2	800	5	Mejillones-O'higgins	889 <sup>(2)</sup>	5,56	80,0	0,50	--	2749	2199	2029	1623
O'higgins (*)	J1	S1 y S2	800	5	Mejillones-O'higgins	889 <sup>(2)</sup>	5,56	80,0	0,50	--	2573	2058	1168	934
O'higgins (*)	J2	S1 y S2	800	5	Domeyko-O'higgins	839 <sup>(1)</sup>	5,24	80,0	0,50	--	1240	992	411	329
O'higgins (*)	J3	S1 y S2	400	5	Coloso- O'higgins 1	480	6,00	40,0	0,50	--	3606	2885	2553	2042
O'higgins (E)	J4	S1 y S2	1000	5	Coloso- O'higgins 2	480	2,40	300,0	1,50	--	3606	2885	2553	2042
O'higgins (E)	J5	S1 y S2	1000	5	Puri - O'higgins	839 <sup>(1)</sup>	4,20	200,0	1,00	--	2159	1727	1210	968
O'higgins (E)	J6	S1 y S2	1000	5	Atacama - O'higgins C1	839 <sup>(1)</sup>	4,20	200,0	1,00	--	2096	1677	428	342
O'higgins (E)	J8	S1 y S2	1000	5	Atacama - O'higgins C2	839 <sup>(1)</sup>	4,20	200,0	1,00	--	2097	1678	428	342
O'higgins (E)	J9	S1 y S2	1000	5	Farellones - O'higgins	839 <sup>(1)</sup>	4,20	200,0	1,00	--	4199	3359	2613	2090
Oxidos (*)	J1	S1 y S2	400	5	Domeyko-Oxidos	480	6,00	40,0	0,50	--	540	432	676	541
Puri (E)	J1	S1 y S2	1000	5	Puri-O'higgins	839 <sup>(1)</sup>	4,20	200,0	1,00	--	1229	983	375	300
Puri (E)	J2	S1 y S2	1000	5	Puri-Domeyko	839 <sup>(1)</sup>	4,20	200,0	1,00	--	1229	983	375	300
Sulfuros (E)	J1	S1 y S2	800	5	Domeyko-Sulfuros	960	6,00	160,0	1,00	--	2135	1708	3859	3087
Sulfuros (E)	J2	S1 y S2	800	5	Nueva Zaldívar-Sulfuros	960	6,00	160,0	1,00	--	1917	1534	983	786
SVC	J1	KF1 - ABB REC670	600	1	Domeyko-SVC	720	1,20	60,0	0,10	--	--	--	2186	1749

De la anterior tabla se seleccionará el valor de ajuste definitivo para ajustar la función ANSI 50BF en las líneas de 220 KV, el cual corresponde al menor valor obtenido entre 1 y 2:

Subestación	Paño	Sistema	RTC		Línea	Ajuste definitivo función ANSI 50 BF			
						50BF Fases	50BF Tierra	Time delay Etapa 1 (mseg)	Time delay Etapa 2 (mseg)
			Pri	Secu		Ajuste Fases A prim	Ajuste Tierra A prim		
Atacama	J3	S1 y S2	800	5	Atacama - O'higgins 1	771,0	80,0	10	150
Atacama	J10	S1 y S2	800	5	Atacama - O'higgins 2	771,0	80,0	10	150
Coloso (*)	J1	S1 y S2	400	5	Coloso - O'higgins 1	480	40,0	10	150
Coloso	J2	S1 y S2	400	5	Coloso - O'higgins 2	480	40,0	10	150
Domeyko (*)	J2	S1 y S2	800	5	Domeyko-O'higgins	520,8	80,0	10	150
Laguna Seca (*)	JL1	S1 y S2	600	5	Domeyko-Laguna Seca	720,0	60,0	10	200
Chimborazo (€)	J2	S1 y S2	1000	5	Domeyko-Chimborazo	839,0	200,0	10	150
Chimborazo (€)	J1	S1 y S2	1000	5	Farellones-Chimborazo	839,0	200,0	10	150
Crucero(€)	J11	S1 y S2	800	5	Crucero-Laberinto	960,0	80,0	10	200
Domeyko	J4	S1 y S2	800	5	Domeyko-Chimborazo	839,0	160,0	10	150
Domeyko	J3	S1 y S2	800	5	Domeyko-Puri	839,0	160,0	10	150
Domeyko (€)	J8	S1 y S2	800	5	Domeyko-Sulfuros	160,0		10	150
Domeyko (*)	J5	S1 y S2	800	5	Domeyko-Escondida	839,0	80,0	10	150
Domeyko (*)	J6	S1 y S2	600	5	Domeyko-Laguna Seca	720,0	60,0	10	150
Domeyko (*)	J1	S1 y S2	400	5	Domeyko-Óxidos	480,0	40,0	10	150
Domeyko	J9	S1 y S2	1200	5	Domeyko-OGP1	901,0	240,0	10	150
Domeyko	J10	S1 y S2	1000	1	Domeyko-SVC	962,0	200,0	10	150
Escondida (*)	J3	S1 y S2	800	5	Escondida-Zaldivar	937,6	80,0	10	200
Escondida (*)	J1	S1 y S2	800	5	Domeyko-Escondida	839,0	80,0	10	200
Farellones (€)	J1	S1 y S2	1000	5	Farellones-O'higgins	413,6	200,0	10	150
Farellones (€)	J2	S1 y S2	1000	5	Farellones-Chimborazo	839,0	200,0	10	150
Mejillones(€)	J2	S1 y S2	800	5	Mejillones-O'higgins	889,0	80,0	10	200
O'higgins (*)	J1	S1 y S2	800	5	Mejillones-O'higgins	889,0	80,0	10	200
O'higgins (*)	J2	S1 y S2	800	5	Domeyko-O'higgins	839,0	80,0	10	200
O'higgins (*)	J3	S1 y S2	400	5	Coloso - O'higgins 1	480,0	40,0	10	200
O'higgins (€)	J4	S1 y S2	1000	5	Coloso - O'higgins 2	480,0	300,0	10	150
O'higgins (€)	J5	S1 y S2	1000	5	Puri - O'higgins	839,0	200,0	10	150
O'higgins (€)	J6	S1 y S2	1000	5	Atacama - O'higgins C1	839,0	200,0	10	150
O'higgins (€)	J8	S1 y S2	1000	5	Atacama - O'higgins C2	839,0	200,0	10	150
O'higgins (€)	J9	S1 y S2	1000	5	Farellones - O'higgins	839,0	200,0	10	150
Óxidos (*)	J1	S1 y S2	400	5	Domeyko-Óxidos	480,0	40,0	10	200
Puri (€)	J1	S1 y S2	1000	5	Puri-O'higgins	432,0	200,0	10	150
Puri (€)	J2	S1 y S2	1000	5	Puri-Domeyko	839,0	200,0	10	150
Sulfuros (€)	J1	S1 y S2	800	5	Domeyko-Sulfuros	160,0		10	200
Sulfuros (€)	J2	S1 y S2	800	5	Nueva Zaldivar-Sulfuros	160,0		10	200
SVC	J1	KF1 - ABB REC670	600	1	Domeyko-SVC	720,0	60,0	10	200

## Notas:

(\*) Corresponde a los nuevos relés pertenecientes a Minera Escondida que fueron modernizados a relés de referencia SIEMENS SIPROTEC 5  
(1) Se recomienda ajustar en este caso a 1,3 veces la corriente nominal de la línea (1,3 x 645 A)  
(2) Se recomienda ajustar en este caso a 1,3 veces la corriente nominal de la línea (1,3 x 684 A)  
(€) La función ANSI 50BF se encuentra ajustada en un equipo externo de referencia 7VK

## 5.2.1 Ajuste de función falla interruptor (ANSI 50BF) en Transformadores a nivel de 220 KV

A continuación, se indican los ajustes que fueron validados y aprobados por Minera Escondida para los transformadores a nivel de 220 kV:

Subestación	Paño	Elemento	Corriente Nom (A)	RTC Fases		RTC Tierra		1,3 x In (Amperios)	1,2 x In CT (Amperios)	AJUSTE 50BF Fases		0,4 x In (Amperios)	0,2 x In CT (Amperios)	AJUSTE 50BF Tierra		Time delay Etapa 1 (mseg)	Time delay Etapa 2 (mseg)
				Pri	Secu	Pri	Secu			Primarios	Secundarios			Primarios	Secundarios		
Escondida (**) JT1	Transformador 1 - Relé 7UT85	176,4	400	5	400	5	229,2	480	229	2,85	71	80,0	71	0,9	10	200	
Escondida (**) JT2	Transformador 2 - Relé 7UT85	176,4	400	5	400	5	229,2	480	229	2,85	71	80,0	71	0,9	10	200	
Escondida (*) JT3	Transformador 3 - Relé 7S185	196,8	400	5	400	5	255,9	480	236 <sup>(1)</sup>	2,95	79	80,0	79	1,0	10	200	
Escondida (*) JT4	Transformador 4 - Relé 7S185	196,8	400	5	400	5	255,9	480	236 <sup>(1)</sup>	2,95	79	80,0	79	1,0	10	200	
Laguna Seca (*) JT1	Transformador 1 - Relé 7S185	218,6	400	5	400	5	284,2	480	240 <sup>(1)</sup>	3,00	87	80,0	32 <sup>(1)</sup>	0,4	10	200	
Laguna Seca (*) JT2	Transformador 2 - Relé 7S185	218,6	400	5	400	5	284,2	480	240 <sup>(1)</sup>	3,00	87	80,0	32 <sup>(1)</sup>	0,4	10	200	
Laguna Seca (*) JT3	Transformador 3 - Relé 7S185	218,6	400	5	400	5	284,2	480	240 <sup>(1)</sup>	3,00	87	80,0	32 <sup>(1)</sup>	0,4	10	200	
Laguna Seca JT7	Transformador 7 - Relé 7S185	131,2	200	5	200	5	170,6	240	158 <sup>(1)</sup>	3,95	52	40,0	30 <sup>(1)</sup>	0,8	10	200	
Laguna Seca JT8	Transformador 8 - Relé 7S185	131,2	200	5	200	5	170,6	240	158 <sup>(1)</sup>	3,95	52	40,0	30 <sup>(1)</sup>	0,8	10	200	

Nota:

(\*) Corresponde a los nuevos relés pertenecientes a Minera Escondida que fueron modernizados a relés de referencia SIEMENS SIPROTEC 5 y que tienen habilitada la función ANSI 50BF.

(\*\*) Corresponde a los nuevos relés pertenecientes a Minera Escondida que fueron modernizados a relés de referencia SIEMENS SIPROTEC 5 y que no tienen configurada, ni habilitada la función ANSI 50BF, pero que se recomienda habilitar con base a los cálculos obtenidos.

(1) En estos casos con el fin de que la función ANSI 50BF no sea inferior a la función de sobrecorriente se recomienda ajustar la función ANSI 50BF con el mínimo arranque de las funciones ANSI 51/51N asociados a los transformadores de la subestación Laguna Seca.

Subestación	Paño	Elemento	Corriente Nom (A)	RTC Fases		RTC Tierra		AJUSTE 50BF Fases		AJUSTE 50BF Tierra		Time delay Etapa 1 (mseg)	Time delay Etapa 2 (mseg)
				Pri	Secu	Pri	Secu	Primarios	Secundarios	Primarios	Secundarios		
Coloso	JT2	Trafo 2 - Relé 7VK8	209,9	300	5	300	5	120	2,0	30	0,5	10	150
Coloso	JT3	Trafo 3 - Relé 7UT8	209,9	600	5	600	5	252	2,1	60	0,5	10	150
Coloso	JT3	Trafo 3 - Relé 7S18	209,9	300	5	300	5	252	4,2	30	0,5	10	150
Coloso	JT4	Trafo 4 - Relé 7UT8	209,9	600	5	600	5	252	2,1	60	0,5	10	150
Coloso	JT4	Trafo 4 - Relé 7S18	209,9	300	5	300	5	252	4,2	30	0,5	10	150
Sulfuros	JT1	Trafo 1 - Relé 7VK6	362,2	400	5	400	5	80	1,0	N.A		10	200
Sulfuros	JT2	Trafo 2 - Relé 7VK6	362,2	400	5	400	5	80	1,0	N.A		10	200
Sulfuros	JT3	Trafo 3 - Relé 7S16	162,7	200	5	200	5	180	4,5	20	0,5	80	150
Bombeo 2	JT1	Transformador 1 - Relé 7VK6	72,2	70	5	70	5	14	1,0	N.A		10	200
Bombeo 3	JT2	Transformador 2 - Relé 7VK6	57,7	70	5	70	5	14	1,0	N.A		10	200
Bombeo 4	JT3	Transformador 3 - Relé 7VK6	57,7	70	5	70	5	14	1,0	N.A		10	200
Escondida	JT5	Transformador 5 - Relé GE UR F60	131,2	200	5	200	5	300	7,5	100	2,5	0	200
Escondida	JT6	Transformador 6 - Relé GE UR F60	131,2	200	5	200	5	300	7,5	100	2,5	0	200
Oxido	JT1	Trafo 1 - Relé 7VK6	218,6	300	5	--	--	30	0,5	N.A		0	200
Oxido	JT2	Trafo 2 - Relé 7VK6	218,6	300	5	--	--	30	0,5	N.A		0	200
S/E Farellon	JT1	Transformador T1 - Relé 7VK8	94,5	1000	5	1000	5	114	0,57	100	0,5	10	150
S/E Farellon	JT2	Transformador T2 - Relé 7VK8	94,5	1000	5	1000	5	114	0,57	100	0,5	10	150
S/E Farellon	JT3	Transformador T3 - Relé 7VK8	94,5	1000	5	1000	5	114	0,57	100	0,5	10	150
Chimborazo	JT1	Transformador T1 - Relé 7VK8	94,5	1000	5	1000	5	114	0,57	100	0,5	10	150
Chimborazo	JT2	Transformador T2 - Relé 7VK8	94,5	1000	5	1000	5	114	0,57	100	0,5	10	150
Chimborazo	JT3	Transformador T3 - Relé 7VK8	94,5	1000	5	1000	5	114	0,57	100	0,5	10	150
Puri	JT1	Transformador T1 - Relé 7VK8	94,5	1000	5	1000	5	114	0,57	100	0,5	10	150
Puri	JT2	Transformador T2 - Relé 7VK8	94,5	1000	5	1000	5	114	0,57	100	0,5	10	150
Puri	JT3	Transformador T3 - Relé 7VK8	94,5	1000	5	1000	5	114	0,57	100	0,5	10	150

Con base a la información recibida por parte de Minera Escondida no se habilitará la función ANSI 50BF en los relés de los transformadores 1 y 2 de la subestación SVC, debido a que la función ANSI 50BF se encuentra ajustada en las protecciones de línea (bahías de transformadores no tienen interruptor propio)

### 5.2.2 Ajuste de función falla interruptor (ANSI 50BF) en relés de seccionamiento de barras a nivel de 220 KV y 6,9kV

A continuación, se indican los ajustes según los criterios establecidos para los diferentes elementos del sistema de la red de Minera Escondida, específicamente los relés que seccionan las barras de 220 kV:

Subestación	Paño	RTC		Protección	Elemento	AJUSTE 50BF Fases		AJUSTE 50BF Tierra		Time delay Etapa 1 (mseg)	Time delay Etapa 2 (mseg)
		Pri	Secu			Primarios	Secundarios	Primarios	Secundarios		
Domeyko	JS	800	5	7VK61	Seccionador JS	960	6,00	160	1,00	10	200
O'higgins	JS1	1000	5	7VK87	Seccionador JS1	1200	6,00	200	1,00	10	200
O'higgins	JS2	3000	5	7VK87	Seccionador JS2	3600	6,00	600	1,00	10	200
Coloso	JS	400	5	7S186	Seccionador JS	480	6,00	80	1,00	10	200

Para la función ANSI 50BF de los relés de los acoples de barras serán recomendados los mismos ajustes que se tienen implementados actualmente:

Subestación	Paño	RTC		Protección	Elemento	AJUSTE 50BF Fases		AJUSTE 50BF Tierra		Time delay Etapa 1 (mseg)	Time delay Etapa 2 (mseg)
		Pri	Secu			Primarios	Secundarios	Primarios	Secundarios		
Coloso	DS1/DS2	3000	5	UR-C60	Seccionadores de barras	300	0,50	150	0,25	10	250
Chimborazo	DS1/DS2	3000	5	UR-C60	Seccionadores de barras	300	0,50	150	0,25	10	250
Farellón	DS1/DS2	3000	5	UR-C60	Seccionadores de barras	300	0,50	150	0,25	10	250
Puri	DS1/DS2	3000	5	UR-C60	Seccionadores de barras	300	0,50	150	0,25	10	250

### 5.3 Ajuste de función de sobrecorriente de emergencia

#### (ANSI 51/51N)

La protección de sobrecorriente se empleará como **función de emergencia** a la protección de distancia para fallas entre fases y tierra en el caso de pérdida de las medidas potencial (VT FUSE FAILURE) o para los relés diferenciales de línea por falla en el canal de comunicaciones.

El índice de tiempo para la función ANSI 51/51N se debe ajustar de tal forma que opere como respaldo a la zona 2 de los relés de las líneas para fallas trifásicas y monofásicas ocurridas entre el 80% y 99% de la línea.

Ajustes función ANSI 51E										
Línea	Ubicación de la falla	Ubicación del relé	APORTE 3F (A)	In (A)	RTC		ajuste		t Oper. (s)	Dial (s)
					Aprim	Asec	Aprim	Asec		
Coloso - O'higgins 1 (*)	80% S/E Coloso	Extremo Coloso	1223	812	400	5	480	6,00	0,593	0,08
	80% S/E O'higgins	Extremo O'higgins	5235	812	400	5	480	6,00	0,601	0,21
Coloso - O'higgins 2 (**)	80% S/E Coloso	Extremo Coloso	1223	812	400	5	480	6,00	0,593	0,08
	80% S/E O'higgins	Extremo O'higgins	5235	812	1000	5	480	2,40	0,601	0,21
Atacama - O'higgins 1 (**)	80% S/E Atacama	Extremo Atacama	3169	645	800	5	774	4,84	0,588	0,12
	80% S/E Ohiggins	Extremo O'higgins	3114	645	1000	5	839	4,19	0,527	0,10
Atacama - O'higgins 2 (**)	80% S/E Atacama	Extremo Atacama	3169	645	800	5	774	4,84	0,588	0,12
	80% S/E Ohiggins	Extremo O'higgins	3114	645	1000	5	839	4,19	0,527	0,10
Crucero - Laberinto 1 (*)	80% S/E Crucero	Extremo Crucero	2224	769	800	5	960	6,00	0,578	0,07
Domeyko - Escondida (*)	80% S/E Domeyko	Extremo Domeyko	5161	645	800	5	839	5,24	0,567	0,15
	80% S/E Escondida	Extremo Escondida	1815	645	800	5	839	5,24	0,630	0,07
Domeyko - Laguna Seca (*)	80% S/E Domeyko	Extremo Domeyko	6541	645	600	5	720	6,00	0,621	0,20
	80% S/E Laguna Seca	Extremo Laguna Seca	44	645	600	5	720	6,00	NO OPERA	0,05
Domeyko - Oxidos (*)	80% S/E Domeyko	Extremo Domeyko	8420	480	400	5	480	6,00	0,594	0,25
	80% S/E Oxidos	Extremo Oxidos	0	480	400	5	480	6,00	NO OPERA	0,05
Domeyko - O'higgins (*)	80% S/E Domeyko	Extremo Domeyko	1503	645	800	5	839	5,24	0,596	0,05
	80% S/E O'higgins	Extremo O'higgins	2046	645	800	5	839	5,24	0,622	0,08
Escondida - Zaldívar (*)	80% S/E Escondida	Extremo Escondida	2012	769	800	5	960	6,00	0,563	0,06
Mejillones - O'higgins (*)	80% S/E Mejillones	Extremo Mejillones	3684	684	800	5	889	5,56	0,583	0,12
	80% S/E O'higgins	Extremo O'higgins	4049	684	800	5	889	5,56	0,591	0,13
Línea Domeyko - Chimborazo (**)	80% S/E Domeyko	Extremo Domeyko	5244	645	800	5	839	5,24	0,562	0,15
	80% S/E Chimborazo	Extremo Chimborazo	1509	645	1000	5	839	4,19	0,592	0,05
Línea Domeyko - Puri (**)	80% S/E Domeyko	Extremo Domeyko	3718	645	800	5	839	5,24	0,602	0,13
	80% S/E Puri	Extremo Puri	1621	645	1000	5	839	4,19	0,633	0,06
Línea Domeyko - Sulfuros (**)	80% S/E Domeyko	Extremo Domeyko	6132	769	800	5	960	6,00	0,556	0,15
	80% S/E Sulfuros	Extremo Sulfuros	2211	769	800	5	960	6,00	0,582	0,07
Línea Domeyko - OGP1 (**)	80% S/E Domeyko	Extremo Domeyko	4754	693	1200	5	901	3,75	0,579	0,14
	80% S/E OGP1	Extremo OGP1	1142	693	600	1	720	1,20	0,755	0,05
Línea Domeyko - SVC (**)	80% S/E Domeyko	Extremo Domeyko	8599	740	1000	1	962	0,96	0,594	0,19
	80% S/E SVC	Extremo SVC	0	740	600	1	720	1,20	NO OPERA	0,05
Sulfuros - Nueva Zaldívar (**)	80% Sulfuros	Extremo Sulfuros	2665	769	800	5	960	6,00	0,611	0,09
Línea O'higgins - Puri (**)	80% S/E O'higgins	Extremo O'higgins	2945	645	1000	5	839	4,19	0,605	0,11
	80% S/E Puri	Extremo Puri	1280	645	1000	5	839	4,19	0,824	0,05
Kapatur - O'higgins 1 (**)	80% S/E Kapatur	Extremo Kapatur	4766	1000	2000	1	1300	0,65	0,585	0,11
	80% S/E Ohiggins	Extremo O'higgins	3576	1000	3000	5	1300	2,17	0,548	0,08
Kapatur - O'higgins 2 (**)	80% S/E Kapatur	Extremo Kapatur	4766	1000	2000	1	1300	0,65	0,585	0,11
	80% S/E Ohiggins	Extremo O'higgins	3576	1000	3000	5	1300	2,17	0,616	0,09
Línea O'higgins - Farellones (**)	80% S/E O'higgins	Extremo O'higgins	5538	645	1000	5	839	4,19	0,582	0,16
	80% S/E Farellones	Extremo Farellones	973	645	1000	5	839	4,19	2,349	0,05
Línea Nva Zaldívar - OGP1 (**)	80% S/E OGP1	Extremo OGP1	1405	693	600	1	720	1,20	0,520	0,05
Línea Chimborazo - Farellones (**)	80% S/E Chimborazo	Extremo Chimborazo	2124	645	1000	5	839	4,19	0,597	0,08
	80% S/E Farellones	Extremo Farellones	2151	645	1000	5	839	4,19	0,662	0,09

Nota:

El tipo de curva recomendado para la función ANSI 51E en todos los relés es IEC Normal inversa

Ajustes función ANSI 51NE										
Línea	Ubicación de la falla	Ubicación del relé	APORTE 3I0 (A)	In (A)	RTC		ajuste		t Oper. (s)	Dial (s)
					Aprim	Asec	Aprim	Asec		
Coloso - O'higgins 1 (*)	80% S/E Coloso	Extremo Coloso	846	812	400	5	40	0,50	0,680	0,30
	80% S/E O'higgins	Extremo O'higgins	3370	812	400	5	40	0,50	0,680	0,30
Coloso - O'higgins 2 (**)	80% S/E Coloso	Extremo Coloso	846	812	400	5	40	0,50	0,680	0,30
	80% S/E O'higgins	Extremo O'higgins	3370	812	1000	5	300	1,50	0,847	0,30
Atacama - O'higgins 1 (**)	80% S/E Atacama	Extremo Atacama	2150	645	800	5	109	0,68	0,911	0,40
	80% S/E Ohiggins	Extremo O'higgins	1703	645	1000	5	200	1,00	0,608	0,19
Atacama - O'higgins 2 (**)	80% S/E Atacama	Extremo Atacama	2150	645	800	5	109	0,68	0,911	0,40
	80% S/E Ohiggins	Extremo O'higgins	1703	645	1000	5	200	1,00	0,608	0,19
Cruceiro - Laberinto 1 (*)	80% S/E Cruceiro	Extremo Cruceiro	1415	769	800	5	80	0,50	0,568	0,24
Domeyko - Escondida (*)	80% S/E Domeyko	Extremo Domeyko	5359	645	800	5	80	0,50	0,567	0,25
	80% S/E Escondida	Extremo Escondida	1538	645	800	5	80	0,50	0,621	0,27
Domeyko - Laguna Seca (*)	80% S/E Domeyko	Extremo Domeyko	5809	645	600	5	60	0,50	0,612	0,27
	80% S/E Laguna Seca	Extremo Laguna Seca	10,0	645	600	5	60	0,50	NO OPERA	0,05
Domeyko - Oxidos (*)	80% S/E Domeyko	Extremo Domeyko	8701	480	400	5	40	0,50	0,567	0,25
	80% S/E Oxidos	Extremo Oxidos	172,0	480	400	5	40	0,50	0,615	0,13
Domeyko - O'higgins (*)	80% S/E Domeyko	Extremo Domeyko	1286	645	800	5	80	0,50	0,588	0,24
	80% S/E O'higgins	Extremo O'higgins	1053	645	800	5	80	0,50	0,609	0,23
Escondida - Zaldivar (*)	80% S/E Escondida	Extremo Escondida	2421	769	800	5	80	0,50	0,567	0,25
Mejillones - O'higgins (*)	80% S/E Mejillones	Extremo Mejillones	3016	684	800	5	80	0,50	0,567	0,25
	80% S/E O'higgins	Extremo O'higgins	2179	684	800	5	80	0,50	0,567	0,25
Línea Domeyko - Chimborazo (**)	80% S/E Domeyko	Extremo Domeyko	5011	645	800	5	160	1,00	0,862	0,38
	80% S/E Chimborazo	Extremo Chimborazo	512	645	1000	5	200	1,00	0,885	0,12
Línea Domeyko - Puri (**)	80% S/E Domeyko	Extremo Domeyko	3068	645	800	5	160	1,00	0,805	0,35
	80% S/E Puri	Extremo Puri	651	645	1000	5	200	1,00	0,821	0,14
Línea Domeyko - Sulfuros (**)	80% S/E Domeyko	Extremo Domeyko	4834	769	800	5	160	1,00	1,202	0,53
	80% S/E Sulfuros	Extremo Sulfuros	3986	769	800	5	160	1,00	1,202	0,53
Línea Domeyko - OGP1 (**)	80% S/E Domeyko	Extremo Domeyko	4708	693	1200	5	240	1,00	0,685	0,30
	80% S/E OGP1	Extremo OGP1	928	693	600	1	120	0,20	0,469	0,14
Línea Domeyko - SVC (**)	80% S/E Domeyko	Extremo Domeyko	6794	740	1000	1	200	0,20	0,385	0,17
	80% S/E SVC	Extremo SVC	2423	740	600	1	120	0,20	1,496	0,66
Sulfuros - Nueva Zaldivar (**)	80% Sulfuros	Extremo Sulfuros	3326	769	800	5	160	1,00	0,907	0,40
Línea O'higgins - Puri (**)	80% S/E O'higgins	Extremo O'higgins	1604	645	1000	5	200	1,00	0,724	0,22
	80% S/E Puri	Extremo Puri	1085	645	1000	5	200	1,00	0,855	0,21
Kapatur - O'higgins 1 (**)	80% S/E Kapatur	Extremo Kapatur	3191	1000	2000	1	200	0,10	0,614	0,25
	80% S/E Ohiggins	Extremo O'higgins	2228	1000	3000	5	300	0,50	0,855	0,25
Kapatur - O'higgins 2 (**)	80% S/E Kapatur	Extremo Kapatur	3191	1000	2000	1	200	0,10	0,614	0,25
	80% S/E Ohiggins	Extremo O'higgins	2228	1000	3000	5	300	0,50	0,855	0,25
Línea O'higgins - Farellones (**)	80% S/E O'higgins	Extremo O'higgins	3248	645	1000	5	200	1,00	0,781	0,32
	80% S/E Farellones	Extremo Farellones	929	645	1000	5	200	1,00	0,718	0,16
Línea Nva Zaldivar - OGP1 (**)	80% S/E OGP1	Extremo OGP1	1517	693	600	1	120	0,20	0,484	0,18
Línea Chimborazo - Farellones (**)	80% S/E Chimborazo	Extremo Chimborazo	1620	645	1000	5	200	1,00	0,819	0,25
	80% S/E Farellones	Extremo Farellones	1092	645	1000	5	200	1,00	0,811	0,20

**Notas:**

(\*) Corresponde al ajuste recomendado para los nuevos relés pertenecientes a Minera Escondida que fueron modernizados a relés de referencia SIEMENS SIPROTEC 5 y donde será habilitada la función ANSI 51/51N de emergencia ante la pérdida de las medidas potencial, tanto en el sistema 1, como en el sistema 2. Los anteriores ajustes serán parametrizados en los print out de los nuevos relés SIEMENS.

(\*\*) Corresponde a los relés existentes pertenecientes a Minera Escondida que ya han sido modernizados. Los anteriores ajustes corresponden a una recomendación de ajustes, pero no serán modificados los ajustes actuales de los relés.

El tipo de curva recomendado para la función ANSI 51NE en todos los relés es IEC Normal inversa

## 5.4 Ajuste de función de sobrecorriente direccional de tierra (ANSI 67N)

De acuerdo con los criterios de ajuste mencionados en el numeral 8.1.1 del documento de criterios se hará la coordinación de la función ANSI 67N para los relés pertenecientes a Minera Escondida. En este caso la red de Minera escondida es tanto radial, como anillada. A continuación, será realizada la coordinación para la condición de operación normal y para condición de operación N-1; con la validación N-1 se pondrá fuera de servicio la línea más representativa con el fin cambiar las contribuciones de la corriente de corto circuito a la falla y disminuir el tiempo de operación de la función ANSI 67N.

### 5.4.1 Coordinación y ajustes de función ANSI 67N para condición de operación Normal en Líneas de 220 KV

#### Coordinación de función ANSI 67N en redes Anilladas

ANILLO 1 (Trayectoria 1) - PURI - DOMEYKO - CHIMBORAZO - FARELLÓN - OHIGGINS															
FALLA MONOFÁSICA 99 % LN PURI - O'HIGGINS DESDE SUBESTACIÓN PURI															
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N		t Oper. (s)	Función 50N		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			lajuste	Asec		lajuste	Asec		
LN Puri - O'Higgins	220,0		645	788	1000	5	0,21	IEC NI	200	1,00	1,057	OFF	OFF	--	1,057
FALLA MONOFÁSICA 1 % LN PURI - O'HIGGINS (DESDE PURI) EN 220 kV															
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N		t Oper. (s)	Función 50N		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			lajuste	Asec		lajuste	Asec		
LN Domeyko - Puri	220,0		645	2596	800	5	0,35	IEC NI	160	1,00	0,855	OFF	OFF	--	0,295
LN Puri - O'Higgins	220,0		645	2587	1000	5	0,21	IEC NI	200	1,00	0,560	OFF	OFF	--	
FALLA MONOFÁSICA 1 % LN DOMEYKO - PURI (DESDE DOMEYKO) EN 220 kV															
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N		t Oper. (s)	Función 50N		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			lajuste	Asec		lajuste	Asec		
LN Chimborazo - Domeyko	220,0		645	380	1000	5	0,13	IEC NI	200	1,00	1,409	OFF	OFF	--	0,615
LN Domeyko - Puri	220,0		645	8633	800	5	0,35	IEC NI	160	1,00	0,794	OFF	OFF	--	
FALLA MONOFÁSICA 1 % LN CHIMBORAZO - DOMEYKO (DESDE CHIMBORAZO) EN 220 kV															
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N		t Oper. (s)	Función 50N		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			lajuste	Asec		lajuste	Asec		
LN Farellón - Chimborazo	220,0		645	835	1000	5	0,20	IEC NI	200	1,00	0,966	OFF	OFF	--	0,329
LN Chimborazo - Domeyko	220,0		645	818	1000	5	0,13	IEC NI	200	1,00	0,637	OFF	OFF	--	
FALLA MONOFÁSICA 1 % LN FARELLÓN - CHIMBORAZO (DESDE FARELLÓN) EN 220 kV															
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N		t Oper. (s)	Función 50N		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			lajuste	Asec		lajuste	Asec		
LN O'Higgins - Farellón	220,0		645	2693	1000	5	0,32	IEC NI	200	1,00	0,839	OFF	OFF	--	0,314
LN Farellón - Chimborazo	220,0		645	2684	1000	5	0,20	IEC NI	200	1,00	0,525	OFF	OFF	--	
FALLA MONOFÁSICA 1 % LN OHIGGINS - FARELLÓN (DESDE OHIGGINS) EN 220 kV															
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N		t Oper. (s)	Función 50N		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			lajuste	Asec		lajuste	Asec		
LN Puri - O'Higgins	220,0		645	737	1000	5	0,21	IEC NI	200	1,00	1,112	OFF	OFF	--	0,387
LN O'Higgins - Farellón	220,0		645	11109	1000	5	0,32	IEC NI	200	1,00	0,726	OFF	OFF	--	

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

## ANILLO 1 (Trayectoria 2) - PURI - OHIGGINS - FARELLON - CHIMBORAZO - DOMEYKO

FALLA MONOFÁSICA 99 % LN PURI - DOMEYKO DESDE SUBESTACIÓN PURI														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Puri - Domeyko	220,0		645	411	1000	5	0,14	IEC NI	200	1,00	1,351	OFF	OFF	--

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN PURI - DOMEYKO (DESDE PURI) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Ohiggins - Puri	220,0		645	1241	1000	5	0,22	IEC NI	200	1,00	0,828	OFF	OFF	--
LN Puri - Domeyko	220,0		645	1223	1000	5	0,14	IEC NI	200	1,00	0,531	OFF	OFF	--

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN OHIGGINS - PURI (DESDE OHIGGINS) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Farellón - Ohiggins	220,0		645	701	1000	5	0,16	IEC NI	200	1,00	0,882	OFF	OFF	--
LN Ohiggins - Puri	220,0		645	10709	1000	5	0,22	IEC NI	200	1,00	0,499	OFF	OFF	--

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN FARELLÓN - OHIGGINS (DESDE FARELLON) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Chimborazo - Farellón	220,0		645	1373	1000	5	0,25	IEC NI	200	1,00	0,891	OFF	OFF	--
LN Farellón - Ohiggins	220,0		645	1354	1000	5	0,16	IEC NI	200	1,00	0,574	OFF	OFF	--

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN FARELLÓN - CHIMBORAZO (DESDE CHIMBORAZO) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Domeyko - Chimborazo	220,0		645	4424	800	5	0,38	IEC NI	160	1,00	0,862	OFF	OFF	--
LN Chimborazo - Farellón	220,0		645	4421	1000	5	0,25	IEC NI	200	1,00	0,567	OFF	OFF	--

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN DOMEYKO - CHIMBORAZO (DESDE DOMEYKO) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Puri - Domeyko	220,0		645	390	1000	5	0,14	IEC NI	200	1,00	1,458	OFF	OFF	--
LN Domeyko - Chimborazo	220,0		645	8751	800	5	0,38	IEC NI	160	1,00	0,862	OFF	OFF	--

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

## ANILLO 2 (Trayectoria 1) - PURI - DOMEYKO - OHIGGINS

FALLA MONOFÁSICA 99 % LN PURI - O'HIGGINS DESDE SUBESTACIÓN PURI														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Puri - O'Higgins	220,0		645	788	1000	5	0,21	IEC NI	200	1,00	1,057	OFF	OFF	--

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN PURI - O'HIGGINS (DESDE PURI) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Domeyko - Puri	220,0		645	2596	800	5	0,35	IEC NI	160	1,00	0,855	OFF	OFF	--
LN Puri - O'Higgins	220,0		645	2587	1000	5	0,21	IEC NI	200	1,00	0,560	OFF	OFF	--

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN DOMEYKO - PURI (DESDE DOMEYKO) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Ohiggins - Domeyko	220,0		645	435	800	5	0,19	IEC NI	160	1,00	1,317	OFF	OFF	--
LN Domeyko - Puri	220,0		645	8633	800	5	0,35	IEC NI	160	1,00	0,794	OFF	OFF	--

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN OHIGGINS - DOMEYKO (DESDE OHIGGINS) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Puri - O'Higgins	220,0		645	788	1000	5	0,21	IEC NI	200	1,00	1,057	OFF	OFF	--
LN Ohiggins - Domeyko	220,0		645	11085	800	5	0,19	IEC NI	160	1,00	0,431	OFF	OFF	--

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

## ANILLO 2 (Trayectoria 2) - PURI - DOMEYKO - OHIGGINS

FALLA MONOFÁSICA 99 % LN PURI - DOMEYKO DESDE SUBESTACIÓN PURI														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	
LN Puri - Domeyko	220,0		645	411	1000	5	0,14	IEC NI	200	1,00	1,351	OFF	OFF	1,351

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN PURI - DOMEYKO (DESDE PURI) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	
LN Ohiggins - Puri	220,0		645	1241	1000	5	0,22	IEC NI	200	1,00	0,828	OFF	OFF	0,300
LN Puri - Domeyko	220,0		645	1223	1000	5	0,14	IEC NI	200	1,00	0,531	OFF	OFF	--

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN OHIGGINS - PURI (DESDE OHIGGINS) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	
LN Domeyko - Ohiggins	220,0		645	792	800	5	0,20	IEC NI	160	1,00	0,861	OFF	OFF	0,363
LN Ohiggins - Puri	220,0		645	10709	1000	5	0,22	IEC NI	200	1,00	0,499	OFF	OFF	--

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN DOMEYKO - OHIGGINS (DESDE DOMEYKO) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	
LN Puri - Domeyko	220,0		645	389	1000	5	0,14	IEC NI	200	1,00	1,463	OFF	OFF	1,010
LN Domeyko - Ohiggins	220,0		645	8705	800	5	0,20	IEC NI	160	1,00	0,453	OFF	OFF	--

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

## ANILLO 3 (Trayectoria 1) - OGP1 - N ZALDIVAR - SULFUROS - DOMEYKO

FALLA MONOFÁSICA 99 % LN OGP1 - DOMEYKO DESDE SUBESTACIÓN OGP1														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	
LN OGP1 - Domeyko	220,0		693	517	600	1	0,14	IEC NI	120	0,20	0,661	OFF	OFF	0,661

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN OGP1 - DOMEYKO (DESDE OGP1) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	
LN N.Zaldivar - OGP1	220,0		645	2250	1200	5	0,28	IEC NI	120	0,50	0,649	OFF	OFF	0,324
LN OGP1 - Domeyko	220,0		693	2246	600	1	0,14	IEC NI	120	0,20	0,325	OFF	OFF	--

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN N ZALDIVAR - OGP1 (DESDE N ZALDIVAR) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	
LN Sulfuros - N.Zaldivar	220,0		645	2475	800	5	0,40	IEC NI	160	1,00	0,995	OFF	OFF	0,360
LN N.Zaldivar - OGP1	220,0		645	7798	1200	5	0,28	IEC NI	120	0,50	0,635	OFF	OFF	--

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN SULFUROS - N ZALDIVAR (DESDE SULFUROS) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	
LN Domeyko - Sulfuros	220,0		645	4645	800	5	0,53	IEC NI	160	1,00	1,202	OFF	OFF	0,300
LN Sulfuros - N.Zaldivar	220,0		645	7512	800	5	0,40	IEC NI	160	1,00	0,907	OFF	OFF	--

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN DOMEYKO - SULFUROS (DESDE DOMEYKO) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	
LN Escondida - Domeyko	220,0		645	1140	800	5	0,43	IEC NI	160	1,00	1,503	OFF	OFF	0,301
LN Domeyko - Sulfuros	220,0		645	5339	800	5	0,53	IEC NI	160	1,00	1,202	OFF	OFF	--

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

## ANILLO 3 (Trayectoria 2) - OGP1 - DOMEYKO - SULFUROS - N ZALDIVAR

FALLA MONOFÁSICA 99 % LN OGP1 - N ZALDIVAR DESDE SUBESTACIÓN OGP1														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		lajuste	Asec	
LN OGP1 - N.Zaldivar	220,0		693	890	600	1	0,18	IEC NI	120	0,20	0,616	OFF	OFF	0,616

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN OGP1 - N ZALDIVAR DESDE SUBESTACIÓN OGP1														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N Iajuste		t Oper. (s)	Función 50N Iajuste		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec	
LN Domeyko - OGP1	220,0		693	4113	1200	5	0,30	IEC NI	240	1,00	0,718	OFF	OFF	0,310
LN OGP1 - N Zaldivar	220,0		693	4110	600	1	0,18	IEC NI	120	0,20	0,408	OFF	OFF	--

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN DOMEYKO - OGP1 (DESDE DOMEYKO) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N Iajuste		t Oper. (s)	Función 50N Iajuste		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec	
LN Sulfuros - Domeyko	220,0		769	3839	800	5	0,53	IEC NI	160	1,00	1,202	OFF	OFF	0,521
LN Domeyko - OGP1	220,0		693	8638	1200	5	0,30	IEC NI	240	1,00	0,680	OFF	OFF	--

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN DOMEYKO - CHIMBORAZO (DESDE DOMEYKO) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N Iajuste		t Oper. (s)	Función 50N Iajuste		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec	
LN Sulfuros - Domeyko	220,0		769	3846	800	5	0,53	IEC NI	160	1,00	1,202	OFF	OFF	0,340
LN Domeyko - Chimborazo	220,0		645	8751	800	5	0,38	IEC NI	160	1,00	0,862	OFF	OFF	--

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN DOMEYKO - OGP1 (DESDE DOMEYKO) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N Iajuste		t Oper. (s)	Función 50N Iajuste		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec	
LN Escondida - Domeyko	220,0		645	1126	800	5	0,43	IEC NI	160	1,00	1,513	OFF	OFF	0,832
LN Domeyko - OGP1	220,0		693	8638	1200	5	0,30	IEC NI	240	1,00	0,680	OFF	OFF	--

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

#### ANILLO 4 (Trayectoria 1) - ESCONDIDA - DOMEYKO - OGP1

FALLA MONOFÁSICA 99 % LN ESCONDIDA - ZALDIVAR DESDE SUBESTACIÓN ESCONDIDA														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N Iajuste		t Oper. (s)	Función 50N Iajuste		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec	
LN Escondida - Zaldivar	220,0		769	1816	800	5	0,25	IEC NI	160	1,00	0,703	OFF	OFF	0,703

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN ESCONDIDA - ZALDIVAR DESDE SUBESTACIÓN ESCONDIDA														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N Iajuste		t Oper. (s)	Función 50N Iajuste		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec	
LN Domeyko - Escondida	220,0		645	4785	800	5	0,39	IEC NI	160	1,00	0,884	OFF	OFF	0,317
LN Escondida - Zaldivar	220,0		769	5178	800	5	0,25	IEC NI	160	1,00	0,567	OFF	OFF	--

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN ESCONDIDA - DOMEYKO DESDE SUBESTACIÓN DOMEYKO														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N Iajuste		t Oper. (s)	Función 50N Iajuste		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec	
LN Sulfuros - Domeyko	220,0		769	3854	800	5	0,53	IEC NI	160	1,00	1,202	OFF	OFF	0,317
LN Domeyko - Escondida	220,0		645	8026	800	5	0,39	IEC NI	160	1,00	0,884	OFF	OFF	--

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

## Coordinación de función ANSI 67N en redes radiales

#### LN OXIDO - DOMEYKO

#### AJUSTES DE RELÉS DE TIERRA

FALLA MONOFÁSICA 99 % LN DOMEYKO - OXIDO DESDE SUBESTACIÓN DOMEYKO														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N Iajuste		t Oper. (s)	Función 50N Iajuste		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec	
LN Domeyko - Oxido	220,0		480	8600	400	5	0,30	IEC NI	80	1,00	0,680	OFF	OFF	0,680

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN DOMEYKO - SULFUROS DESDE SUBESTACIÓN DOMEYKO														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N Iajuste		t Oper. (s)	Función 50N Iajuste		Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec	
LN Oxido - Domeyko	220,0		693	170	400	5	0,17	IEC NI	80	1,00	1,567	OFF	OFF	0,365
LN Domeyko - Sulfuros	220,0		645	5344	800	5	0,53	IEC NI	160	1,00	1,202	OFF	OFF	--

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 51 y la función 50

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

## LN SVC - DOMEYKO

## AJUSTES DE RELÉS DE TIERRA

FALLA MONOFÁSICA 99 % LN DOMEYKO - SVC DESDE SUBESTACIÓN DOMEYKO															
							Función 51N				Función 50N				
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec		
LN Domeyko -SVC	220.0		740	6788	1000	1	0.17	IEC NI	200	0.20	0.385	OFF	OFF	--	0.385

FALLA <b>MONOFÁSICA</b> 1 % LN DOMEYKO - SULFUROS DESDE SUBESTACIÓN DOMEYKO																
							Función 51N					Función 50N				
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)	
					Aprim	Asec			Aprim	Asec						
LN L SVC - Domeyko	220,0		693	2420	600	1	0,66	IEC NI	120	0,20	1,496	OFF	OFF	--	0,295	
LN Domeyko - Sulfuros	220,0		645	5344	800	5	0,53	IEC NI	160	1,00	1,202	OFF	OFF	--		

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

## OHIGGINS - ATACAMA

FALLA <b>MONOFÁSICA</b> 99 % LN PURI - O´HIGGINS DESDE SUBESTACIÓN PURI															
						Función 51N					Función 50N				
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec	--	
LN Atacama - O´Higgins C1	220.0		645	1538	800	5	0.30	IEC NI	109	0.68	0.773	OFF	OFF	--	0.773

## LN ATACAMA - OHIGGINS C1

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN ATACAMA- O' HIGGINS (DESDE ATACAMA C1) EN 220 kV															
							Función 51N				Función 50N				
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec					
LN O'Higgins - Atacama C2	220,0		645	574	1000	5	0,15	IEC NI	200	1,00	0,985	OFF	OFF	--	0,305
LN Atacama - O'Higgins C1	220,0		645	15631	800	5	0,30	IEC NI	109	0,68	0,680	OFF	OFF	--	

## LN ATACAMA - OHIGGINS C2

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN ATACAMA- O'HIGGINS (DESDE ATACAMA C2) EN 220 kV															
						Función 51N				Función 50N					
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec					
LN O'Higgins - Atacama C1	220,0		645	574	1000	5	0,15	IEC NI	200	1,00	0,985	OFF	OFF	--	0,305
LN Atacama - O'Higgins C2	220,0		645	15631	800	5	0,30	IEC NI	109	0,68	0,680	OFF	OFF	--	

FALLA <b>MONOFÁSICA</b> 1 % LN ATACAMA- O'HIGGINS (DESDE OHIGGINS C1) EN 220 kV															
							Función 51N				Función 50N				
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec					
LN Atacama - O'Higgins C2	220,0		645	1422	800	5	0,30	IEC NI	109	0,68	0,797	OFF	OFF	--	0,457
LN O'Higgins - Atacama C1	220,0		645	10182	1000	5	0,15	IEC NI	200	1,00	0,340	OFF	OFF	--	

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

## LN OHIGGINS - KAPATUR C1

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN O'HIGGINS - KAPATUR (DESDE O'HIGGINS C1) EN 220 kV															
							Función 51N				Función 50N				
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec		
LN Atacama - O'Higgins C1	220,0		645	1456	800	5	0,40	IEC NI	109	0,68	1,052	OFF	OFF	--	0,304
LN O'Higgins - Kapatur C1	220,0		1000	9356	3000	5	0,33	IEC NI	300	0,50	0,748	OFF	OFF	--	

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

## LN OHIGGINS - FARELONES

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN O'HIGGINS - FARELLONES (DESDE O'HIGGINS) EN 220 kV															
							Función 51N					Función 50N			
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec		
LN Atacama - O'Higgins C1	220,0		645	1457	800	5	0,40	IEC NI	109	0,68	1,052	OFF	OFF	--	0,327
LN O'Higgins - Farellones	220,0		645	11122	1000	5	0,32	IEC NI	200	1,00	0,726	OFF	OFF	--	

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

LN COLOSO - OHIGGINS C1

FALLA <b>MONOFÁSICA</b> 1 % LN COLOSO - O'HIGGINS (DESDE COLOSO C1) EN 220 kV															
							Función 51N					Función 50N			
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	3I0 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec		
LN O'Higgins - Coloso C2	220,0		200	2720	1000	5	0,30	IEC NI	300	1,50	0,932	OFF	OFF	--	0,300
LN Coloso - O'Higgins C1	220,0		200	2711	400	5	0,17	IEC NI	80	1,00	0,385	OFF	OFF	--	

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN COLOSO - O´HIGGINS (DESDE OHIGGINS C2) EN 220 kV															
							Función 51N				Función 50N				
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	3I0 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec					
LN Coloso - O´Higgins C1	220,0		200	60	400	5	0.17	IEC NI	80	1,00	NO OPERA	OFF	OFF	--	
LN O´Higgins - Coloso C2	220,0		200	11851	1000	5	0.30	IEC NI	300	1.50	0.680	OFF	OFF	--	

- (1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 51 y la función 50  
(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms
- (1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N  
(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

LN COLOSO - OHIGGINS C2

FALLA <b>MONOFÁSICA</b> 1 % LN COLOSO - O'HIGGINS (DESDE COLOSO C2) EN 220 kV															
							Función 51N					Función 50N			
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	3I0 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec					
LN O'Higgins - Coloso C1	220,0		200	2720	400	5	0,30	IEC NI	80	1,00	0,680	OFF	OFF	--	0,300
LN Coloso - O'Higgins C2	220,0		200	2711	400	5	0,17	IEC NI	80	1,00	0,385	OFF	OFF	--	

FALLA <b>MONOFÁSICA</b> 1 % LN COLOSO - O' HIGGINS (DESDE OHIGGINS C1) EN 220 kV															
							Función 51N					Función 50N			
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	3I0 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec		
LN Coloso - O'Higgins C2	220,0		200	60	400	5	0.17	IEC NI	80	1,00	NO OPERA	OFF	OFF	--	
LN O'Higgins - Coloso C1	220,0		200	11851	400	5	0.30	IEC NI	80	1,00	0.680	OFF	OFF	--	

- (1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N  
(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

LN MEJILLONES - OHIGGINS

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN COLOSO - O'HIGGINS (DESDE OHIGGINS) EN 220 kV															
							Función 51N				Función 50N				
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	3I0 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec		
LN Mejillones - O'Higgins	220,0		684	2300	800	5	0,39	IEC NI	160	1,00	0,997	OFF	OFF	--	0,317
LN O'Higgins - Coloso C1	220,0		200	11851	400	5	0,30	IEC NI	80	1,00	0,680	OFF	OFF	--	

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN FARELLÓN - O'HIGGINS (DESDE OHIGGINS) EN 220 kV															
							Función 51N				Función 50N				
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	3I0 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec		
LN Mejillones - O'Higgins	220,0		684	2271	800	5	0,39	IEC NI	160	1,00	1,002	OFF	OFF	--	0,276
LN O'Higgins - Farellón	220,0		645	11091	1000	5	0,32	IEC NI	200	1,00	0,726	OFF	OFF	--	

FALLA MONOFÁSICA 99 % LN MEJILLONES - O'HIGGINS DESDE SUBESTACIÓN O'HIGGINS															
							Función 51N					Función 50N			
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	3I0 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec		
LN O'Higgins - Mejillones	220.0		684	1308	800	5	0.20	IEC NI	160	1.00	0.652	OFF	OFF	--	0.652

- (1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N  
(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

LN CRUCERO - LABERINTO

FALLA MONOFÁSICA 99 % LN CRUCERO - LABERINTO DESDE SUBESTACIÓN CRUCERO															
							Función 51N				Función 50N				
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	3I0 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec		
LN Crucero -Laberinto	220,0		769	834	800	5	0,17	IEC NI	160	1,00	0,709	OFF	OFF	--	0,709

## 5.4.2 Coordinación y ajustes de función ANSI 67N para condición de operación N-1 en Líneas de 220 KV

## Coordinación de función ANSI 67N en redes Anilladas

## ANILLO 1 (Trayectoria 1) - PURI - DOMEYKO - CHIMBORAZO - FARELLÓN - OHIGGINS

## LN DOMEYKO - SULFUROS FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN PURI - O´HIGGINS (DESDE PURI) EN 220 kV															
Función 51N										Función 50N					
Línea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec		
LN Domeyko - Puri	220,0		645	1469	800	5	0,35	IEC NI	160	1,00	1,081	OFF	OFF	--	0,510
LN Puri - O´Higgins	220,0		645	2460	1000	5	0,21	IEC NI	200	1,00	0,571	OFF	OFF	--	

## LN DOMEYKO - SULFUROS FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN DOMEYKO - PURI (DESDE DOMEYKO) EN 220 kV																	
Línea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Función 51N						Función 50N			
					Aprim	Asec		Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)		
									Aprim	Asec		Aprim	Asec				
LN Chimborazo - Domeyko	220,0		645	457	1000	5	0,13	IEC NI	200	1,00	1,092	OFF	OFF	--	0,299		
LN Domeyko - Puri	220,0		645	7473	800	5	0,35	IEC NI	160	1,00	0,794	OFF	OFF	--			

## LN DOMEYKO - SULFUROS FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN CHIMBORAZO - DOMEYKO (DESDE CHIMBORAZO) EN 220 kV																	
Línea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Función 51N						Función 50N			
					Aprim	Asec		Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)		
									Aprim	Asec		Aprim	Asec				
LN Farellón - Chimborazo	220,0		645	855	1000	5	0,20	IEC NI	200	1,00	0,950	OFF	OFF	--	0,324		
LN Chimborazo - Domeyko	220,0		645	838	1000	5	0,13	IEC NI	200	1,00	0,626	OFF	OFF	--			

## LN DOMEYKO - CHIMBORAZO FUERA DE SERVICIO

FALLA <b>MONOFÁSICA</b> 1 % LN FARELLÓN- CHIMBORAZO (DESDE FARELLÓN) EN 220 kV																
Linea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N			t Oper. (s)	Función 50N			Delta t (s)
					Aprim	Asec			lajuste	lajuste	t Oper. (s)		Aprim	Asec		
LN O'Higgins - Farellón	220,0		645	2937	1000	5	0,32	IEC NI	200	1,00	0,811	OFF	OFF	--	0,304	
LN Farellón - Chimborazo	220,0		645	2927	1000	5	0,20	IEC NI	200	1,00	0,508	OFF	OFF	--		

## LN DOMEYKO - CHIMBORAZO FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN OHIGGINS - FARELLÓN (DESDE OHIGGINS) EN 220 kV																	
Linea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Función 51N							Función 50N		
					Aprim	Asec		Tipo de curva	Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)		
									Aprim	Asec		Aprim	Asec				
LN Puri - O'Higgins	220,0		645	799	1000	5	0,21	IEC NI	200	1,00	1,047	OFF	OFF	--	0,321		
LN O'Higgins - Farellón	220,0		645	11464	1000	5	0,32	IEC NI	200	1,00	0,726	OFF	OFF	--			

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

## ANILLO 1 (Trayectoria 2) - PURI - OHIGGINS - FARELLON - CHIMBORAZO - DOMEYKO

## LN DOMEYKO - SULFUROS FUERA DE SERVICIO

FALLA <b>MONOFÁSICA</b> 1 % LN PURI - DOMEYKO (DESDE PURI) EN 220 kV															
							Función 51N					Función 50N			
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	3I0 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec		
LN Ohiggins - Puri	220,0		645	1247	1000	5	0,22	IEC NI	200	1,00	0,826	OFF	OFF	--	0,300
LN Puri -Domeyko	220,0		645	1228	1000	5	0,14	IEC NI	200	1,00	0,530	OFF	OFF	--	

## LN DOMEYKO - OHIGGINS FUERA DE SERVICIO

FALLA <b>MONOFÁSICA</b> 1 % LN OHIGGINS - PURI (DESDE OHIGGINS) EN 220 kV															
							Función 51N					Función 50N			
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	3I0 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec		
LN Farellón - Ohiggins	220,0		645	767	1000	5	0,16	IEC NI	200	1,00	0,822	OFF	OFF	--	0,323
LN Ohiggins - Puri	220,0		645	10270	1000	5	0,22	IEC NI	200	1,00	0,499	OFF	OFF	--	

## LN DOMEYKO - OHIGGINS FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN FARELLÓN - OHIGGINS (DESDE FARELLON) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N		t Oper. (s)	Función 50N		
					Aprim	Asec			lajuste	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Chimborazo - Farellón	220,0		645	1386	1000	5	0,25	IEC NI	200	1,00	0,887	OFF	OFF	--
LN Farellón - Ohiggins	220,0		645	1367	1000	5	0,16	IEC NI	200	1,00	0,572	OFF	OFF	--

## LN FARELLÓN - OHIGGINS FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN FARELLÓN- CHIMBORAZO (DESDE CHIMBORAZO) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N		t Oper. (s)	Función 50N		
					Aprim	Asec			lajuste	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Domeyko - Chimborazo	220,0		645	4302	800	5	0,38	IEC NI	160	1,00	0,862	OFF	OFF	--
LN Chimborazo - Farellón	220,0		645	4299	1000	5	0,25	IEC NI	200	1,00	0,567	OFF	OFF	--

## LN DOMEYKO - SULFUROS FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN DOMEYKO - CHIMBORAZO (DESDE DOMEYKO) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N		t Oper. (s)	Función 50N		
					Aprim	Asec			lajuste	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Puri - Domeyko	220,0		645	467	1000	5	0,14	IEC NI	200	1,00	1,146	OFF	OFF	--
LN Domeyko - Chimborazo	220,0		645	7561	800	5	0,38	IEC NI	160	1,00	0,862	OFF	OFF	--

## ANILLO 2 (Trayectoria 1) - PURI - DOMEYKO - OHIGGINS

## LN DOMEYKO - CHIMBORAZO FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN PURI - O'HIGGINS (DESDE PURI) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N		t Oper. (s)	Función 50N		
					Aprim	Asec			lajuste	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Domeyko - Puri	220,0		645	2596	800	5	0,35	IEC NI	160	1,00	0,855	OFF	OFF	--
LN Puri - O'Higgins	220,0		645	2587	1000	5	0,21	IEC NI	200	1,00	0,560	OFF	OFF	--

## LN DOMEYKO - SULFUROS FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN DOMEYKO - PURI (DESDE DOMEYKO) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N		t Oper. (s)	Función 50N		
					Aprim	Asec			lajuste	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Ohiggins - Domeyko	220,0		645	523	800	5	0,19	IEC NI	160	1,00	1,110	OFF	OFF	--
LN Domeyko - Puri	220,0		645	7473	800	5	0,35	IEC NI	160	1,00	0,794	OFF	OFF	--

## LN DOMEYKO - CHIMBORAZO FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN OHIGGINS - DOMEYKO (DESDE OHIGGINS) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N		t Oper. (s)	Función 50N		
					Aprim	Asec			lajuste	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Puri - O'Higgins	220,0		645	801	1000	5	0,21	IEC NI	200	1,00	1,045	OFF	OFF	--
LN Ohiggins - Domeyko	220,0		645	10651	800	5	0,19	IEC NI	160	1,00	0,431	OFF	OFF	--

## ANILLO 2 (Trayectoria 2) - PURI - DOMEYKO - OHIGGINS

## LN DOMEYKO - SULFUROS FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN PURI - DOMEYKO (DESDE PURI) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N		t Oper. (s)	Función 50N		
					Aprim	Asec			lajuste	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Ohiggins - Puri	220,0		645	1247	1000	5	0,22	IEC NI	200	1,00	0,826	OFF	OFF	--
LN Puri - Domeyko	220,0		645	1228	1000	5	0,14	IEC NI	200	1,00	0,530	OFF	OFF	--

## LN OHIGGINS - FARELLÓN FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN OHIGGINS - PURI (DESDE OHIGGINS) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N		t Oper. (s)	Función 50N		
					Aprim	Asec			lajuste	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Domeyko - Ohiggins	220,0		645	857	800	5	0,20	IEC NI	160	1,00	0,820	OFF	OFF	--
LN Ohiggins - Puri	220,0		645	10311	1000	5	0,22	IEC NI	200	1,00	0,499	OFF	OFF	--

## LN DOMEYKO - SULFUROS FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN DOMEYKO - OHIGGINS (DESDE DOMEYKO) EN 220 kV														
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N		t Oper. (s)	Función 50N		
					Aprim	Asec			lajuste	Asec		lajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Puri - Domeyko	220,0		645	467	1000	5	0,14	IEC NI	200	1,00	1,146	OFF	OFF	--
LN Domeyko - Ohiggins	220,0		645	7507	800	5	0,20	IEC NI	160	1,00	0,453	OFF	OFF	--

## ANILLO 3 (Trayectoria 1) - OGP1 - N ZALDIVAR - SULFUROS - DOMEYKO

## LN N DOMEYKO - SULFUROS FUERA DE SERVICIO

FALLA <b>MONOFÁSICA</b> 1 % LN OGP1 - DOMEYKO (DESDE OGP1) EN 220 kV															
							Función 51N					Función 50N			
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec					
LN N.Zaldivar - OGP1	220,0		645	2537	1200	5	0,28	IEC NI	120	0,50	0,635	OFF	OFF	--	0,317
LN OGP1 - Domeyko	220,0		693	2533	600	1	0,14	IEC NI	120	0,20	0,317	OFF	OFF	--	

## LN N DOMEYKO - OGP1 FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN N ZALDIVAR - OGP1 (DESDE N ZALDIVAR) EN 220 kV															
							Función 51N					Función 50N			
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec					
LN Sulfuros - N.Zaldivar	220,0		645	2850	800	5	0,40	IEC NI	160	1,00	0,945	OFF	OFF	--	0,310
LN N.Zaldivar - OGP1	220,0		645	8527	1200	5	0,28	IEC NI	120	0,50	0,635	OFF	OFF	--	

## TRF 01 DE SULFUROS FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN SULFUROS - N ZALDIVAR (DESDE SULFUROS) EN 220 kV															
							Función 51N					Función 50N			
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec					
LN Domeyko - Sulfuros	220,0		645	4431	800	5	0,53	IEC NI	160	1,00	1,202	OFF	OFF	--	0,300
LN Sulfuros - N. Zaldivar	220,0		645	7305	800	5	0,40	IEC NI	160	1,00	0,907	OFF	OFF	--	

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN DOMEYKO- SULFUROS (DESDE DOMEYKO) EN 220 kV															
							Función 51N					Función 50N			
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec					
LN Escondida - Domeyko	220,0		645	1140	800	5	0,43	IEC NI	160	1,00	1,503	OFF	OFF	--	0,301
LN Domeyko - Sulfuros	220,0		645	5339	800	5	0,53	IEC NI	160	1,00	1,202	OFF	OFF	--	

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

## ANILLO 3 (Trayectoria 2) - OGP1 - DOMEYKO - SULFUROS - N ZALDIVAR

## LN N ZALDIVAR - SULFUROS FUERA DE SERVICIO

FALLA <b>MONOFÁSICA</b> 1 % LN OGP1 - N ZALDIVAR DESDE SUBESTACIÓN OGP1															
							Función 51N					Función 50N			
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec					
LN Domeyko - OGP1	220,0		693	4146	1200	5	0,30	IEC NI	240	1,00	0,716	OFF	OFF	--	0,308
LN OGP1 -N Zaldivar	220,0		693	4144	600	1	0,18	IEC NI	120	0,20	0,408	OFF	OFF	--	

## LN N ZALDIVAR - SULFUROS FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN DOMEYKO - OGP1 (DESDE DOMEYKO) EN 220 kV															
							Función 51N					Función 50N			
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec		
LN Sulfuros - Domeyko	220,0		769	4079	800	5	0,53	IEC NI	160	1,00	1,202	OFF	OFF	--	0,521
LN Domeyko - OGP1	220,0		693	9061	1200	5	0,30	IEC NI	240	1,00	0,680	OFF	OFF	--	

## LN N ZALDIVAR - SULFUROS FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN DOMEYKO - CHIMBORAZO (DESDE DOMEYKO) EN 220 kV															
							Función 51N					Función 50N			
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec					
LN Sulfuros - Domeyko	220,0		769	4072	800	5	0,53	IEC NI	160	1,00	1,202	OFF	OFF	--	0,340
LN Domeyko - Chimborazo	220,0		645	8660	800	5	0,38	IEC NI	160	1,00	0,862	OFF	OFF	--	

## LN N ZALDIVAR - SULFUROS FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN DOMEYKO - CHIMBORAZO (DESDE DOMEYKO) EN 220 kV															
							Función 51N					Función 50N			
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec					
LN Sulfuros - Domeyko	220,0		769	4072	800	5	0,53	IEC NI	160	1,00	1,202	OFF	OFF	--	0,340
LN Domeyko - Chimborazo	220,0		645	8660	800	5	0,38	IEC NI	160	1,00	0,862	OFF	OFF	--	

## LN DOMEYKO - SULFUROS FUERA DE SERVICIO

FALLA MONOFÁSICA 1 % LN DOMEYKO - OGP1 (DESDE DOMEYKO) EN 220 kV															
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	3I0 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Iajuste		t Oper. (s)	Función 50N		Delta (s)	
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		t Oper. (s)	Aprim		Asec
LN Escondida - Domeyko	220,0		645	2444	800	5	0,43	IEC NI	160	1,00	1,074	OFF	OFF	--	0,394
LN Domeyko - OGP1	220,0		693	6859	1200	5	0,30	IEC NI	240	1,00	0,680	OFF	OFF	--	

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

## ANILLO 4 (Trayectoria 1) - ESCONDIDA - DOMEYKO - OGP1

## LN ZALDIVAR - N ZALDIVAR FUERA DE SERVICIO

FALLA <b>MONOFÁSICA</b> 1 % LN ESCONDIDA - ZALDIVAR DESDE SUBESTACIÓN ESCONDIDA																
							Función 51N					Función 50N				
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	3I0 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)	
					Aprim	Asec			Aprim	Asec						
LN Domeyko - Escondida	220,0		645	6238	800	5	0,39	IEC NI	160	1,00	0,884	OFF	OFF	--	0,317	
LN Escondida - Zaldivar	220,0		769	6663	800	5	0,25	IEC NI	160	1,00	0,567	OFF	OFF	--		

FALLA <b>MONOFÁSICA</b> 1% LN ESCONDIDA - DOMEYKO DESDE SUBESTACIÓN DOMEYKO															
							Función 51N					Función 50N			
Línea	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In	3I0 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec		
LN Sulfuros - Domeyko	220,0		769	4295	800	5	0,53	IEC NI	160	1,00	1,202	OFF	OFF	--	0,317
LN Domeyko - Escondida	220,0		645	8642	800	5	0,39	IEC NI	160	1,00	0,884	OFF	OFF	--	

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 67N

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms

El resumen con los ajustes propuestos para la función de sobrecorriente direccional de tierra son los siguientes:

Paño	Subestación	Línea	Tensión [kV]	RTC	Ajustes propuestos Función de sobrecorriente direccional de tierra ANSI 67N				
					ANSI 67N			ANSI 67N TD	
					Tipo de	IEp	Dial	IE>	Delay
					Curva	[Aprim]	[s]	[Aprim]	[s]
J3	Atacama	LN Atacama - O'Higgins C1	220	800/5	IEC NI	109	0,40	OFF	--
J10		LN Atacama - O'Higgins C2	220	800/5	IEC NI	109	0,40	OFF	--
J1	Coloso	LN Coloso - O'Higgins C1	220	400/5	IEC NI	80	0,17	OFF	--
J2		LN Coloso - O'Higgins C2	220	400/5	IEC NI	80	0,17	OFF	--
J11	Crucero	LN Crucero - Laberinto	220	800/5	IEC NI	160	0,17	OFF	--
J1	Chimborazo	LN Chimborazo - Domeyko	220	1000/5	IEC NI	200	0,12	OFF	--
J2		LN Chimborazo - Farellón	220	1000/5	IEC NI	200	0,25	OFF	--
J3	Domeyko	LN Domeyko - Puri	220	800/5	IEC NI	160	0,35	OFF	--
J4		LN Domeyko - Chimborazo	220	800/5	IEC NI	160	0,38	OFF	--
J2		LN Domeyko - Ohiggins	220	800/5	IEC NI	160	0,20	OFF	--
J5		LN Domeyko - Escondida	220	800/5	IEC NI	160	0,39	OFF	--
J1		LN Domeyko - Oxido	220	400/5	IEC NI	80	0,15	OFF	--
J9		LN Domeyko - OGP1	220	1200/5	IEC NI	240	0,30	OFF	--
J6		LN Domeyko - L. Seca	220	600/5	OFF	OFF	OFF	120	0,4
J10		LN Domeyko - SVC	220	1000/1	IEC NI	200	0,17	OFF	--
J8		LN Domeyko - Sulfuros	220	800/5	IEC NI	160	0,53	OFF	--
J3	Escondida	LN Escondida - Zaldivar	220	800/5	IEC NI	160	0,25	OFF	--
J1		LN Escondida - Domeyko	220	800/5	IEC NI	160	0,43	OFF	--
J1	Farellón	LN Farellón - Ohiggins	220	1000/5	IEC NI	200	0,16	OFF	--
J2		LN Farellón - Chimborazo	220	1000/5	IEC NI	200	0,20	OFF	--
JL1	Laguna Seca	LN Laguna Seca - Domeyko	220	600/5	OFF	OFF	OFF	120	0,4
J2	Mejillones	LN Mejillones - O'Higgins	220	800/5	IEC NI	160	0,39	OFF	--
J8	O'higgins	LN O'Higgins - Atacama C1	220	1000/5	IEC NI	200	0,19	OFF	--
J6		LN O'Higgins - Atacama C2	220	1000/5	IEC NI	200	0,19	OFF	--
J3		LN O'Higgins - Coloso C1	220	400/5	IEC NI	80	0,30	OFF	--
J4		LN O'Higgins - Coloso C2	220	1000/5	IEC NI	300	0,30	OFF	--
J9		LN O'Higgins - Farellón	220	1000/5	IEC NI	200	0,32	OFF	--
J2		LN Ohiggins - Domeyko	220	800/5	IEC NI	160	0,19	OFF	--
J5		LN Ohiggins - Puri	220	1000/5	IEC NI	200	0,22	OFF	--
J1		LN Ohiggins - Mejillones	220	800/5	IEC NI	160	0,22	OFF	--
J7		Línea O'Higgins - Kapatur	220	3000/5	IEC NI	300	0,33	OFF	--
J10		Línea O'Higgins - Kapatur	220	3000/5	IEC NI	300	0,33	OFF	--
J2	OGP1	LN OGP1 - Domeyko	220	600/1	IEC NI	120	0,14	OFF	--
J3		LN OGP1 - N Zaldivar	220	600/1	IEC NI	120	0,18	OFF	--
J1	Oxido	LN Oxido - Domeyko	220	400/5	IEC NI	80	0,17	OFF	--
J1	Puri	LN Puri - O'Higgins	220	1000/5	IEC NI	200	0,21	OFF	--
J2		LN Puri - Domeyko	220	1000/5	IEC NI	200	0,14	OFF	--
J2	Sulfuros	LN Sulfuros - N.Zaldivar	220	800/5	IEC NI	160	0,40	OFF	--
J1		LN Sulfuros - Domeyko	220	800/5	IEC NI	160	0,53	OFF	--
J10	SVC	LN SVC - Domeyko	220	600/1	IEC NI	120	0,66	OFF	--
J07L	N.Zaldivar	LN N.Zaldivar - OGP1	220	1200/5	IEC NI	120	0,28	OFF	--

## 5.5 Ajuste de función de oscilación de Potencia (ANSI 68)

La función de oscilación de potencia sólo será habilitada en los relés que actualmente tengan habilitada dicha función, ya que para ajustar esta función es necesario realizar simulaciones dinámicas con el fin de determinar si el sistema opera segura y selectivamente ante una condición de oscilación de potencia; y dentro de los alcances no está definido realizar simulaciones dinámicas para oscilación de potencia.

Para los relés de las líneas que tengan la posibilidad de ajustar la función ANSI 68, dicha función solo será habilitada donde Minera Escondida haya identificado operaciones por oscilación de potencia o donde Minera Escondida lo considere necesario. A continuación, se indican los extremos de las líneas donde será considerada y habilitada la función ANSI 68:

Subestación	Línea	Sistema	Paño	Ajustes Función ANSI 68		
				_:102 (Zones blocked)	_:1 (Mode)	_:102 (Blocking Time - seg)
Coloso	Coloso-O'higgins	S1 y S2	J1	NA	Off	NA
Crucero	Crucero-Laberinto 1	S1 y S2	J11	All zones	On	oo
Domeyko	Domeyko-Escondida	S1	J5	All zones	On	oo
Domeyko	Domeyko-Escondida	S2		All zones	On	oo
Domeyko	Domeyko-Laguna Seca (1)	S1	J6	All zones	On	oo
Domeyko	Domeyko-Laguna Seca (1)	S2		All zones	On	oo
Domeyko	Domeyko-Óxidos	S1	J1	All zones	On	oo
Domeyko	Domeyko-Óxidos	S2		All zones	On	oo
Domeyko	Domeyko-O'higgins	S1	J2	All zones	On	oo
Domeyko	Domeyko-O'higgins	S2		All zones	On	oo
Escondida	Escondida-Domeyko	S1	J1	All zones	On	oo
Escondida	Escondida-Domeyko	S2		All zones	On	oo
Escondida	Escondida-Zaldivar	S1	J3	All zones	On	oo
Escondida	Escondida-Zaldivar	S2		All zones	On	oo
Laguna Seca	Laguna Seca-Domeyko	S1	JL1	All zones	On	oo
Laguna Seca	Laguna Seca-Domeyko	S2		All zones	On	oo
Mejillones	Mejillones-O'higgins	S1	J2	All zones	On	oo
Mejillones	Mejillones-O'higgins	S2	J2	All zones	On	oo
O'higgins	O'higgins-Mejillones	S1	J1	All zones	On	oo
O'higgins	O'higgins-Mejillones	S2	J1	All zones	On	oo
O'higgins	O'higgins-Domeyko	S1	J2	All zones	On	oo
O'higgins	O'higgins-Domeyko	S2		All zones	On	oo
O'higgins	O'higgins-Coloso	S1	J3	NA	Off	NA
O'higgins	O'higgins-Coloso	S2		NA	Off	NA
Oxido	Óxidos-Domeyko	S2	J1	All zones	On	oo

Notas:

- (1) Actualmente la función se encuentra deshabilitada, pero será habilitada por solicitud de Minera Escondida.

## 5.6 Ajuste de función de recierre (ANSI 79)

Para la función de recierre sólo serán recomendados los ajustes, pero no quedara operativa en los relés. Con el fin de obtener ajustes más precisos y seguros es necesario realizar simulaciones dinámicas para determinar el comportamiento de la función ANSI 79. Pero dentro de los alcances no está definido realizar simulaciones dinámicas para verificación de recierres.

Para los relés de las líneas que tengan la posibilidad de ajustar la función ANSI 79, los ajustes básicos serían los siguientes:

Subestación	Línea	Paño	Ajustes Función ANSI 79
			TIEMPO MUERTO RECIERRE 3F (ms)
Coloso	Coloso-O'higgins	J1	700
O'higgins	Coloso-O'higgins	J3	500
Crucero	Crucero-Laberinto	J11	500
Laberinto	Crucero-Laberinto	J02L	700
Domeyko	Domeyko-Escondida	J5	500
Escondida	Domeyko-Escondida	J1	700
Domeyko	Domeyko-Laguna Seca	J6	500
Laguna Seca	Domeyko-Laguna Seca	JL1	700
Domeyko	Domeyko-Óxidos	J1	500
Oxido	Domeyko-Óxidos	J1	700
Domeyko	Domeyko-O'higgins	J2	700
O'higgins	O'higgins-Domeyko	J2	500
Escondida	Escondida-Zaldivar	J3	700
Zaldivar	Escondida-Zaldivar	J1	500
Mejillones	Mejillones-O'higgins	J2	700
O'higgins	O'higgins-Mejillones	J1	500

Con base a la experiencia desarrollada por SIEMENS, se hacen las siguientes consideraciones para el ajuste de la función de recierre en las subestaciones en 220 kV:

- 301.1361.6571.103: 0,2 Segundos (Action Time tiempo entre Pickup y Trip) se recomienda este valor ya que dentro de este tiempo se encuentran las fallas que deben generar recierres tales como son Zona 1, Zona 1B, 67N por comparación direccional y Weak infeed. No se recomienda por encima de este tiempo ya que ante otras fallas como son por Zona 2 podrían generar Recierres.
- 301.1361.6601.111: 5 Seg (Máximo tiempo que prolonga el tiempo muerto, por ejemplo cuando se realiza un recierre tripolar y no encuentra sincronismo busca máximo durante 5 seg las condiciones de sincronismo)

El setting de máxima extensión del tiempo muerto, no debe ser infinito, un tiempo aceptable es 5 s, excepto en el corte B donde debe ser superior al tiempo de los otros cortes.

- Debe retardarse la señal de Interruptor indisponible en la matriz I/O (propiedades de la señal) conforme al tiempo de carga del resorte de los interruptores de la subestación.
- 301.1151.5041.103: se ajustará en 30VL-L (umbral para la consideración de línea muerta).
- 301.1151.5041.104: se ajustará en 90VL-L (umbral para la consideración de línea viva).

## 5.7 Ajuste detección de Carga (Load-Encroachment)

El cálculo de la impedancia de carga máxima será obtenido mediante la siguiente ecuación:

$$Z_{carga} = 0,9 \times V_n / (\sqrt{3} \times I_n \times 1,2) \text{ [Ohm]} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

$V_n$  : Tensión nominal de la línea de transmisión en Volts.

$I_n$  : Corriente nominal del TTCC en Amperios

Donde se considere necesario redefinir la impedancia de carga, será utilizada la siguiente ecuación:

$$Z_c = \frac{0,8 \cdot V_{min}^2}{MVA_{max}} \text{ [Ohm]}$$

**Ecuación 2**

El cálculo obtenido para el ajuste de detección de carga en los relés que serán modernizados y que se indican en la tabla 1 del presente documento son los siguientes:

SUBESTACION	LN	Ajuste recomendado Load-Encroachment Aplicando Ecuación 1 [Ω primarios]	
		[Ω pri]	[Ω sec]
Coloso	Coloso- O'higgins 1	238,16	9,526
Crucero	Crucero-Laberinto	119,08	9,526
Domeyko	Domeyko-Escondida	119,08	9,526
Domeyko	Domeyko-Laguna Seca	158,77	9,526
Domeyko	Domeyko-Óxidos	238,16	9,526
Domeyko (1)	Domeyko-O'Higgins	119,08	9,526
Escondida	Escondida-Zaldivar	119,08	9,526
Escondida	Domeyko-Escondida	119,08	9,526
Laguna Seca	Domeyko-Laguna Seca	158,77	9,526
Mejillones	Mejillones-O'higgins	119,08	9,526
O'higgins (1)	Mejillones-O'higgins	119,08	9,526
O'higgins (1)	Domeyko-O'Higgins	119,08	9,526
O'higgins	Coloso- O'higgins 1	238,16	9,526
Óxidos	Domeyko-Óxidos	158,77	9,526

Nota:

- (1) Para los relés indicados se obtuvo que la zona de carga se encuentra dentro de las zonas de protección del relé.

En este caso se obtuvo que el ajuste actual de las zonas 2 o 3 de los relés de las líneas pertenecientes a Minera Escondida se encuentre por debajo del ajuste para la detección de carga recomendado considerando la ecuación 1.

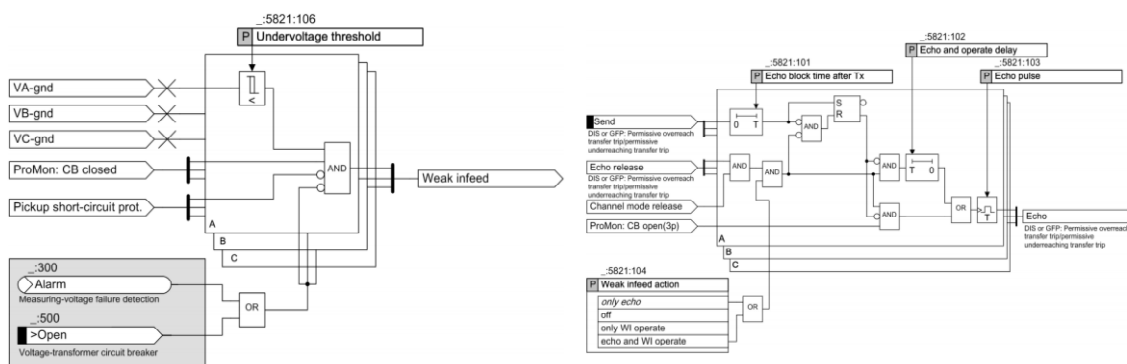
## 5.8 Ajuste para el esquema weak infeed

Se recomienda habilitar y ajustar la función de Eco y Disparo por Fuente Débil (Echo and tripping on weak infeed) en las subestaciones que no operen enmalladas con otras subestaciones del Sistema de Eléctrico Nacional, y posean bajos aportes de generación permanente dentro de su zona de influencia.

Los ajustes propuestos para el esquema Weak Infeed en los nuevos relé Siemens SIPROTEC 5 serán considerados para las siguientes subestaciones dado su bajo aporte de corriente:

- ❖ Línea Coloso – O’higgins (Subestación Coloso)
- ❖ Línea Laguna Seca – Domeyko (Subestación Laguna Seca)

Los principales ajustes con base a la lógica del relé son los siguientes:



### Diagrama de bloques – Lógica de operación fuente débil con “eco” – Siemens 7SA.

En el anterior diagrama se puede visualizar que la lógica de fuente débil se activa cuando se detecta una condición de falla a través de un elemento baja tensión, corroborando que el estado del interruptor se encuentre cerrado. Por otro lado, la señal de eco se emite una vez se recibe la señal de aceleración proveniente del extremo remoto. El umbral “Undervoltage threshold” se ajusta a una 70% de la tensión nominal fase-tierra.

Los tiempos recomendados son los siguientes:

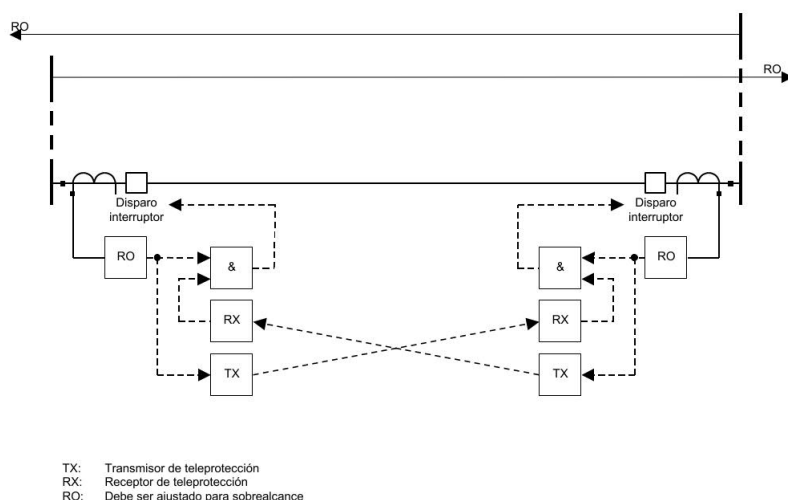
- o Tiempo de prolongación: 50 [ms]
- o Tiempo de retardo de autorización: 70 [ms]
- o Duración de bloqueo después de ECO: 50 [ms].

## 5.9 Ajuste para esquemas de aceleración ANSI 85A/85C

Donde se tenga la disponibilidad se habilitará el esquema de teleprotección para los relés de distancia con esquema permisivo.

Los esquemas de teleprotección se utilizan como complemento a las protecciones de línea para acelerar el disparo cuando hay una falla dentro de la línea. Los esquemas de teleprotección pueden ser permisivos o de bloqueo.

El esquema recomendado es el POTT (*Permissive Overreaching Transfer Trip*) Es muy seguro ya que no dispara para ninguna falla externa.



El modo de transferencia de disparo permisivo con sobrealcance Z2 (POTT) es un procedimiento permisivo. La zona de sobrealcance Z2 ajustada a más allá de la subestación en el extremo opuesto es decisiva.

Los tiempos asociados a la función 85A deben considerar lo siguiente:

- o Tiempo de prolongación: 50 [ms]
- o Tiempo de retardo en envío (tiempo de detección falla externa): 0 [ms]
- o Tiempo de bloque transitorio: 40 [ms].
- o Activación de la función por Zona 2:

El esquema de comparación Direccional es un comando de teleprotección asociado a las funciones de protección de sobrecorriente direccional, la que utiliza los canales de comunicaciones para realizar una comparación direccional de corriente y permite acelerar la operación de los sistemas de protecciones. Esta función es un complemento y será habilitada en donde sea posible para cumplir con la NT. La función de sobrecorriente direccional residual operará en conjunto con el esquema de comparación direccional (85C) y brinda respaldo a la protección de distancia para la detección acelerada de fallas monofásicas de alta impedancia que no puedan ser detectadas por la protección de distancia.

Donde se tenga la disponibilidad se habilitará el esquema de comparación direccional para los relés de sobrecorriente direccional de tierra. Adicionalmente serán realizadas simulaciones de fallas monofásicas de alta impedancia, con el fin de determinar si es conveniente o no habilitar la función ANSI 85C.

Los tiempos asociados a la función 85C deben considerar lo siguiente:

- o Tiempo de prolongación: 80 [ms]
- o Tiempo de retardo en envío (tiempo de detección falla externa): 0 [ms]
- o Tiempo de bloque transitorio: 40 [ms].
- o Activación de la función por 67N GFP gnd.sys.1.Inverse Time:

Los relés que tendrán ajustada las funciones ANSI 85A y 85C son los siguientes:

Subestación	Voltaje [KV]	Línea/Equipo/Aliment	Protecciones	Marca	Protección	Función 85A	Función 85C	OBSERVACIÓN
Domeyko	220	Chimborazo J4	87L/S1	Siemens	7SL87	ON	ON	
Domeyko	220	Chimborazo J4	21-21N/S2	Siemens	7SA87	ON	ON	
Domeyko	220	Puri J3	87L/S1	Siemens	7SL87	ON	ON	
Domeyko	220	Puri J3	21-21N/S2	Siemens	7SA87	ON	ON	
Domeyko	220	Domeyko-Escondida	21-21N/S1	Schweitzer	7SA87	ON	ON	
Domeyko	220	Domeyko-Escondida	87L/S2	Siemens	7SL87	ON	ON	
Domeyko	220	Domeyko-Laguna Seca	21-21N/S1	Schweitzer	7SA87	ON	ON	
Domeyko	220	Domeyko-Laguna Seca	87L/S2	Siemens	7SL87	ON	ON	
Domeyko	220	Domeyko-Oxidos	21-21N/S1	Schweitzer	7SA87	ON	ON	
Domeyko	220	Domeyko-Oxidos	87L/S2	Siemens	7SL87	ON	ON	
Domeyko	220	Domeyko-Sulfuros	21-21N/S1	Siemens	7SA611	ON	ON	
Domeyko	220	Domeyko-Sulfuros	87L/S2	Siemens	7SD522	OFF	OFF	Relé no permite habilitar función ANSI 85A/85C
Domeyko	220	Domeyko-O' Higgins	21-21N/S1	Schweitzer	7SA87	ON	ON	
Domeyko	220	Domeyko-O' Higgins	21-21N/S2	Siemens	7SA611	ON	ON	
Domeyko	220	OGP1 J9	21-21N/S1	GE UR	UR-D60	ON	ON	
Domeyko	220	OGP1 J9	87L/S2	ABB	RED 670	ON	ON	
Domeyko	220	SVC J10	87L/S1	ABB	RED 670	OFF	OFF	No se recomienda habilitar debido a que es una línea muy corta y con los tiempos de operación de las funciones de distancia, diferencial de línea y sobrecorriente direccional de tierra se tienen adecuados tiempos de operación.
Domeyko	220	SVC J10	87L/S2	GE UR	L90	OFF	OFF	
Escondida	220	Escondida-Domeyko	21-21N/S1	Schweitzer	7SA87	ON	ON	
Escondida	220	Escondida-Domeyko	87L/S2	Siemens	7SL87	ON	ON	
Escondida	220	Escondida-Zaldívar	21-21N/S1	Schweitzer	7SA87	ON	ON	
Escondida	220	Escondida-Zaldívar	87L/S2	Siemens	7SA87	ON	ON	
Sulfuros	220	Sulfuros-Domeyko	21-21N/S1	Siemens	7SA611	ON	ON	
Sulfuros	220	Sulfuros-Domeyko	87L/S2	Siemens	7SD522	OFF	OFF	Relé no permite habilitar función ANSI 85A/85C
Sulfuros	220	Sulfuros-Nueva Zaldívar	21-21N/S1	Siemens	7SA611	ON	ON	
Sulfuros	220	Sulfuros-Nueva Zaldívar	21-21N/S2	Siemens	7SA611	ON	ON	
O' Higgins	220	O' Higgins-Mejillones	21-21N/S1	Siemens	7SA611	ON	ON	
O' Higgins	220	O' Higgins-Mejillones	21-21N/S2	Schweitzer	7SA87	ON	ON	
O' Higgins	220	O' Higgins-Domeyko	21-21N/S1	Schweitzer	7SA87	ON	ON	
O' Higgins	220	O' Higgins-Domeyko	21-21N/S2	Schweitzer	7SA87	ON	ON	
O' Higgins	220	O' Higgins-Coloso	21-21N/S1	Schweitzer	7SA87	ON	ON	
O' Higgins	220	O' Higgins-Coloso	21-21N/S2	Schweitzer	7SA87	ON	ON	
O' Higgins	220	Puri J5	F87LS1	Siemens	7SA87	ON	ON	
O' Higgins	220	Puri J5	F21/21N S2	Siemens	7SA87	ON	ON	
O' Higgins	220	Atacama 2 J6	F87LS1	Siemens	7SL87	ON	ON	
O' Higgins	220	Atacama 2 J6	F21/21N S2	Siemens	7SA87	ON	ON	
O' Higgins	220	Kapatur 1 J7	F87LS1	Siemens	7SL87	OFF	OFF	Relé no permite habilitar función ANSI 85A/85C
O' Higgins	220	Kapatur 1 J7	F21/21N S2	Siemens	7SA87	ON	ON	
O' Higgins	220	Atacama 1 J8	F87LS1	Siemens	7SL87	ON	ON	
O' Higgins	220	Atacama 1 J8	F21/21N S2	Siemens	7SA87	ON	ON	
O' Higgins	220	Farellones J9	F87LS1	Siemens	7SL87	ON	ON	
O' Higgins	220	Farellones J9	F21/21N S2	Siemens	7SA87	ON	ON	
O' Higgins	220	Kapatur 2 J10	F87LS1	Siemens	7SL87	ON	ON	
O' Higgins	220	Kapatur 2 J10	F21/21N S2	Siemens	7SA87	ON	ON	
Mejillones	220	Mejillones-O' Higgins	21-21N/S1	Siemens	7SA611	ON	ON	
Mejillones	220	Mejillones-O' Higgins	21-21N/S2	Schweitzer	7SA87	ON	ON	
Atacama	220	O' Higgins 1 (J03)	87L/S1	Siemens	7SL87	ON	ON	
Atacama	220	O' Higgins 1 (J03)	21-21N/S2	Siemens	7SA87	ON	ON	
Atacama	220	O' Higgins 2 (J10)	87L/S1	Siemens	7SL87	ON	ON	
Atacama	220	O' Higgins 2 (J10)	21-21N/S2	Siemens	7SA87	ON	ON	
Crucero	220	Crucero-Laberinto 1	21-21N/S1	Schweitzer	7SA87	ON	ON	
Crucero	220	Crucero-Laberinto 1	21-21N/S2	Siemens	7SA611	ON	ON	
Coloso	220	Coloso-O' Higgins	21-21N/S1	Schweitzer	7SA87	ON	ON	
Coloso	220	Coloso-O' Higgins	21-21N/S2	Siemens	7SA611	ON	ON	
Coloso	220	O' Higgins J2	F21/21N S1	Siemens	7SA87	ON	ON	
Coloso	220	O' Higgins J2	F21/21N S2	Siemens	7SA87	ON	ON	
Laguna Seca	220	Laguna Seca-Domeyko	21-21N/S1	Schweitzer	7SA87	ON	ON	
Laguna Seca	220	Laguna Seca-Domeyko	87L/S2	Siemens	7SL87	ON	ON	
Oxido	220	Oxido-Domeyko	87L	Siemens	7SL87	ON	ON	
OGP1	220	Nva Zaldívar J3	87L	ABB	RED 670	ON	ON	
OGP1	220	Nva Zaldívar J3	21-21N	GE UR	UR-D60	ON	ON	
OGP1	220	Domeyko J2	87L	ABB	RED 670	ON	ON	
OGP1	220	Domeyko J2	21-21N	GE UR	UR-D60	ON	ON	
SVC	220	SVC-Domeyko	87L/S1	ABB	RED 670	OFF	OFF	No se recomienda habilitar debido a que es una línea muy corta y con los tiempos de operación de las funciones de distancia, diferencial de línea y sobrecorriente direccional de tierra se tienen adecuados tiempos de operación.
SVC	220	SVC-Domeyko	87L/S2	GE UR	L90	OFF	OFF	
S/E Farellon	220	Chimborazo J2	F87LS1	Siemens	7SL87	ON	ON	
S/E Farellon	220	Chimborazo J2	F21/21N S2	Siemens	7SA87	ON	ON	
S/E Farellon	220	O' Higgins J1	F87LS1	Siemens	7SL87	ON	ON	
S/E Farellon	220	O' Higgins J1	F21/21N S2	Siemens	7SA87	ON	ON	
S/E Chimborazo	220	Domeyko J2	F87LS1	Siemens	7SL87	ON	ON	
S/E Chimborazo	220	Domeyko J2	F21/21N S2	Siemens	7SA87	ON	ON	
S/E Chimborazo	220	Farellones J1	F87LS1	Siemens	7SL87	ON	ON	
S/E Chimborazo	220	Farellones J1	F21/21N S2	Siemens	7SA87	ON	ON	
S/E Puri	220	Domeyko (J2)	F87LS1	Siemens	7SL87	ON	ON	
S/E Puri	220	Domeyko (J2)	F21/21N S2	Siemens	7SA87	ON	ON	
S/E Puri	220	O' Higgins (J1)	F87LS1	Siemens	7SL87	ON	ON	
S/E Puri	220	O' Higgins (J1)	F21/21N S2	Siemens	7SA87	ON	ON	

## 5.10 Ajuste para protección diferencial de fallas a tierra restringida (87N) en transformadores de S/E Escondida

La protección actual de referencia GE Multilin SR745 asociada a los transformadores 3 y 4 de la subestación Escondida no tiene habilitada, ni ajustada la protección diferencial ANSI 87N. Pero por solicitud de Minera Escondida será habilitada y ajustada esta función con los siguientes criterios y ajustes:

El parámetro **\_:103 (Valor umbral)** se ajusta al 10% de la corriente primaria de CT de valor mayor. En este caso el CT mayor es de 3000:5 A

$$\_ :103 \text{ (Pickup Value 87G-1)} = 3000 \text{ A} \times 0,1 = 300 \text{ A}$$

Expresándolo en I/InO:

$$InO = 75 \text{ MVA} / (13,8 \text{ kV} \times \sqrt{3}) = 3137,8 \text{ A}$$

$$\_ :103 \text{ (Pickup Value 87G-1)} = 300 \text{ A} / 3137,8 \text{ A} = 0,10 \text{ I/InO}$$

Por lo tanto, se recomienda ajustarlo en el siguiente ajuste:

$$\_ :103 \text{ (Pickup Value 87G-1)} = 0,10 \text{ I/InO}$$

El parámetro  $\_ :109$  (Retardo de disparo) corresponde a la temporización mínima recomendada. En este caso se recomienda ajustar en 200 ms de manera que permita que las fallas a tierra sean detectadas por la función de protección principal del transformador.

El parámetro Slope ( $\_ :10081:105$ ) se ajusta en cero, que es adecuado en la mayoría de los casos.

## 6 Validación de Ajustes de las Funciones de Protección de los nuevos relés

### SIEMENS

Este numeral presenta las validaciones de ajuste de algunas de las funciones de protección asociadas a los equipos que serán modernizados por las nuevas protecciones SIEMENS ante diferentes tipos de fallas de las subestaciones pertenecientes a Minera Escondida y el área de influencia realizadas con base en simulaciones.

#### 6.1 Validación de las funciones de Transformador

##### 6.1.1 Validación de las funciones de protección de sobrecorriente

La validación de los ajustes de las protecciones de sobrecorriente de los relés de transformadores ubicados en las subestaciones Escondida y Laguna Seca y de los reactores ubicados en la subestación Escondida se hace mediante simulaciones de fallas en los devanados de 220 KV, 69 KV y 13,8 kV

###### **6.1.1.1 Función de sobrecorriente lado de 220/13,8 kV Transformadores 1 y 2 de Subestación Escondida**

Para determinar que el ajuste de la función de sobrecorriente de fases y tierra (ANSI 51/51N) de los relés de los transformadores 1 y 2 de 67 MVA en el lado de 220 kV y 13,8 kV, se establecen los siguientes ajustes:

La ecuación que será utilizada en los nuevos relés SIEMENS 7UT8 para la función ANSI 51 para la protección de sobrecorriente de los transformadores son las curvas ANSI Extremada Inversa. La característica ANSI/IEEE Extremada inversa del relé SIEMENS es la siguiente:

$$t = \left( \frac{28.2}{\left( \frac{\text{Valor umbral } I/I}{\text{Valor umbral } I/I} \right)^2 - 1} + 0.1217 \right) \cdot D \quad [\text{s}]$$

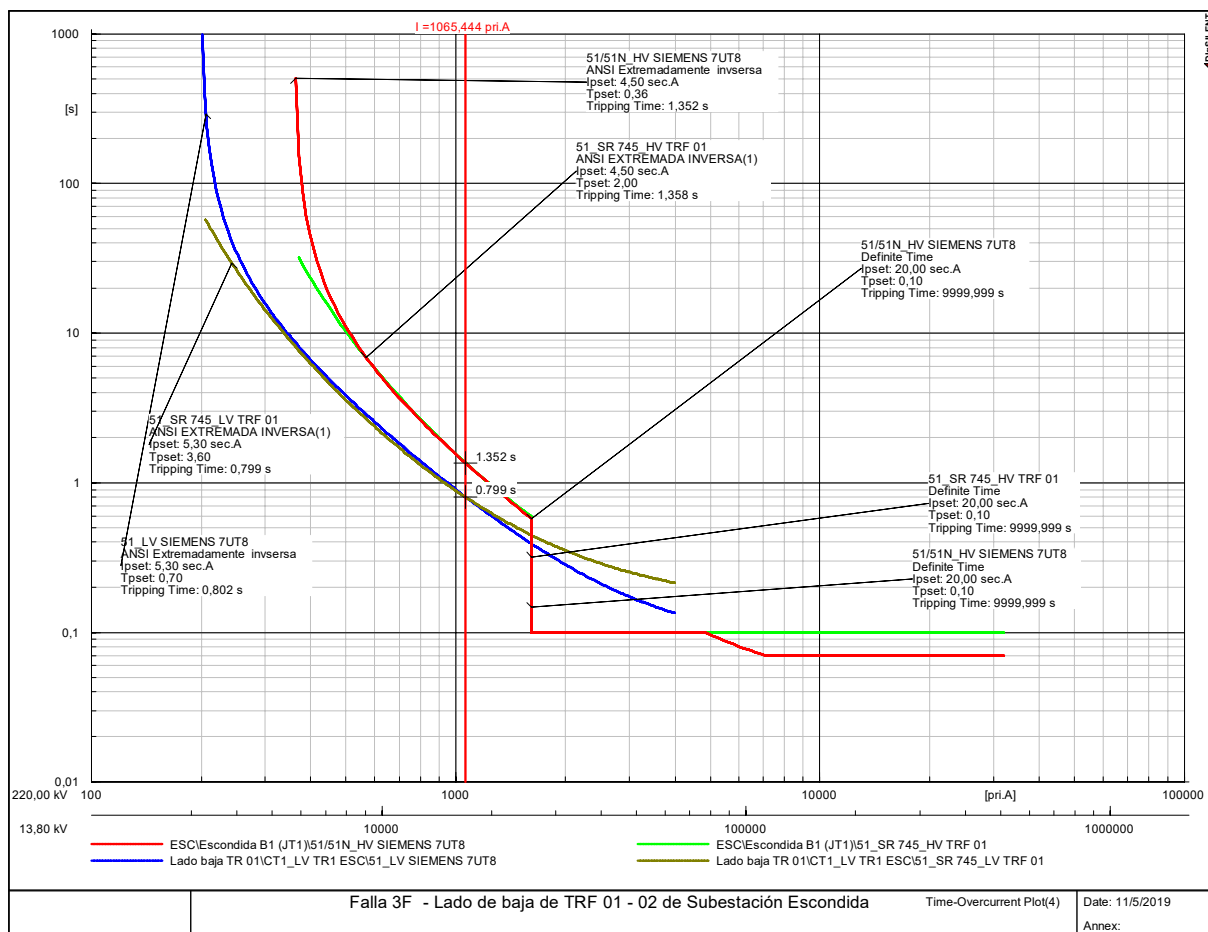
serán realizadas fallas trifásicas en el lado baja tensión del transformador 1 y 2 de la subestación Escondida y se deberá ajustar el dial en los relés SIEMENS 7UT85 los valores señalados en azul como se indica en la siguiente tabla:

FALLA TRIFÁSICA EN LADO DE BAJA DE TRANSFORMADORES 1 Y 2 DE 67,2 MVA EN 13,8 kV															
							Función 51					Función 50			
Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	Aporte (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste		t Oper. (s)	Delta t (s)
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec		
TRF 1-2 HV (SIEMENS 7UT8)	230	67200	169	1065	400	5	0,36	ANSI EI	360	4,50	1,352	1600	20,00	--	0,550
TRF 1-2 LV (SIEMENS 7UT8)	13,8	67200	2811	16985	3000	5	0,70	ANSI EI	3180	5,30	0,802	OFF	OFF	--	

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 51 y la función 50.

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 200 ms.

Las curvas de operación obtenidas después de recomendar la curva característica, el pickup y el dial, fueron las siguientes:



Con los ajustes recomendados para la función ANSI 51 en el nuevo relé SIEMENS, se encontró que el margen de coordinación entre el devanado de baja y alta tensión del relé del transformador 1/2 es mayor a 300 ms, el cual cumple con el criterio de delta de tiempo de coordinación recomendado (300 ms).

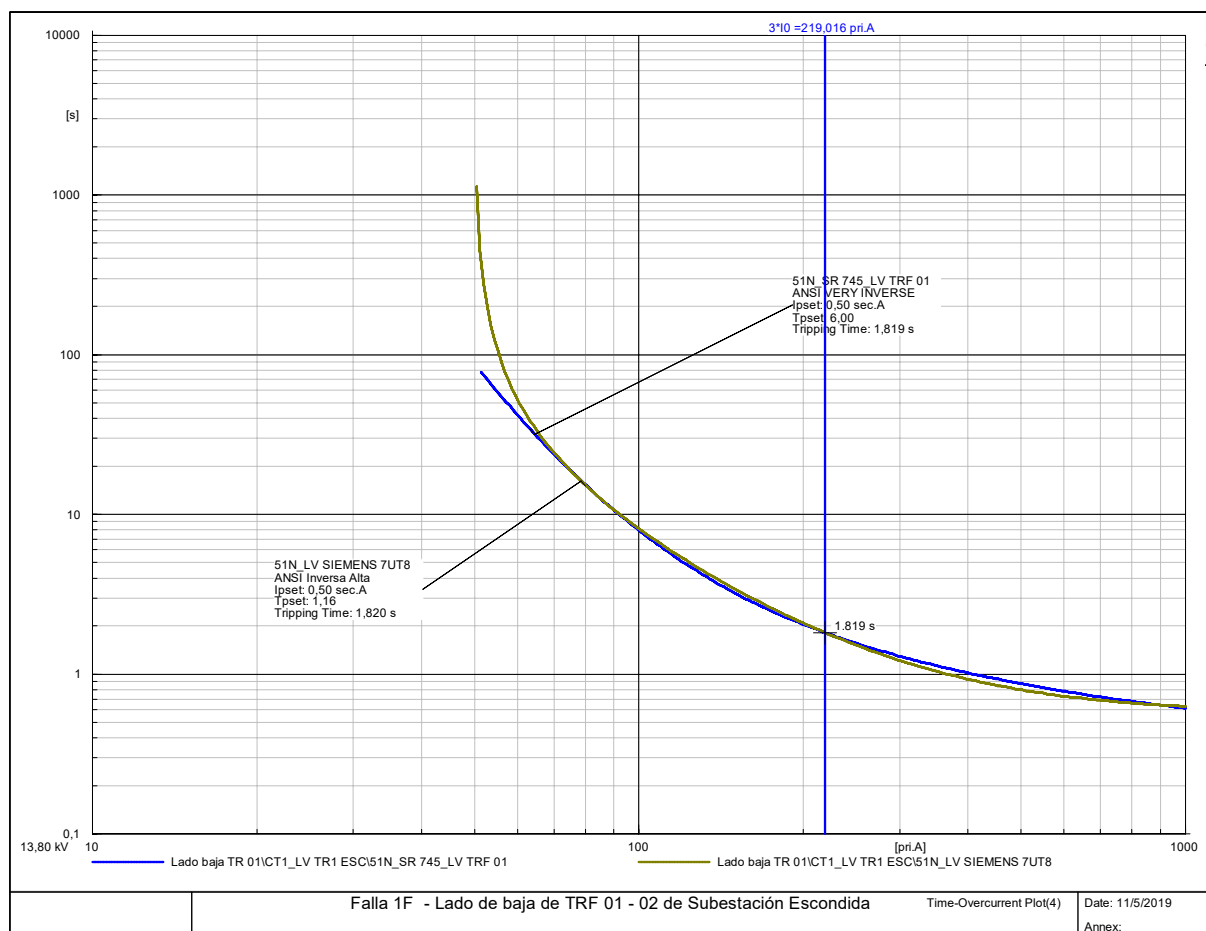
## Falla Monofásica

El tiempo de operación que se obtuvo en los nuevos relés SIEMENS para falla monofásica en el lado baja tensión del transformador 1 y 2 de la subestación Escondida se deberá ajustar con base a los valores señalados en azul como se indica en la siguiente tabla:

FALLA MONOFÁSICA EN LADO DE BAJA DEL TRANSFORMADORES 1 Y 2 DE 67,2 MVA EN 13,8 KV															
							Función 51N					Función 50N			Delta t (s)
Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	3I0 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste		t Oper. (s)	
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec		
TRF 1-2 HV (SIEMENS 7UT8)	230	67200	169	14	400	5			Deshabilitada				OFF	OFF	--
TRF 1-2 LV (SIEMENS 7UT8)	13,8	67200	400	219	500	5	1.16	ANSI I ALTA	50	0,50	1.821		OFF	OFF	--

- (1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 51N y la función 50N.  
(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 200 ms.

Las curvas de operación obtenidas después de recomendar la curva característica, el pickup y el dial, fueron las siguientes:



### 6.1.1.2 Función de sobrecorriente lado de 220/13,8 kV Transformadores 3 y 4 de Subestación Escondida

Para determinar que el ajuste de la función de sobrecorriente de fases y tierra (ANSI 51/51N) de los relés de los transformadores 3 y 4 de 75 MVA en el lado de 220 kV y 13,8 kV, serán validados los ajustes realizando falla trifásica y monofásicas el lado de baja tensión (13,8 kV) de uno de los transformadores de 75 MVA y se revisa que el delta de coordinación sea como mínimo 300 ms entre el relé ubicado en el devanado de alta y devanado de baja del transformador.

La ecuación que será utilizada en los nuevos relés SIEMENS 7UT8 para la función ANSI 51 para la protección de sobrecorriente de los transformadores son las curvas ANSI Moderada Inversa. La característica ANSI/IEEE Modera inversa del relé SIEMENS es la siguiente:

$$t = \left( \frac{0.0515}{\left( \frac{\text{Valor umbral I/I}}{\quad} \right)^{0.02} - 1} + 0.114 \right) \cdot D \quad [s]$$

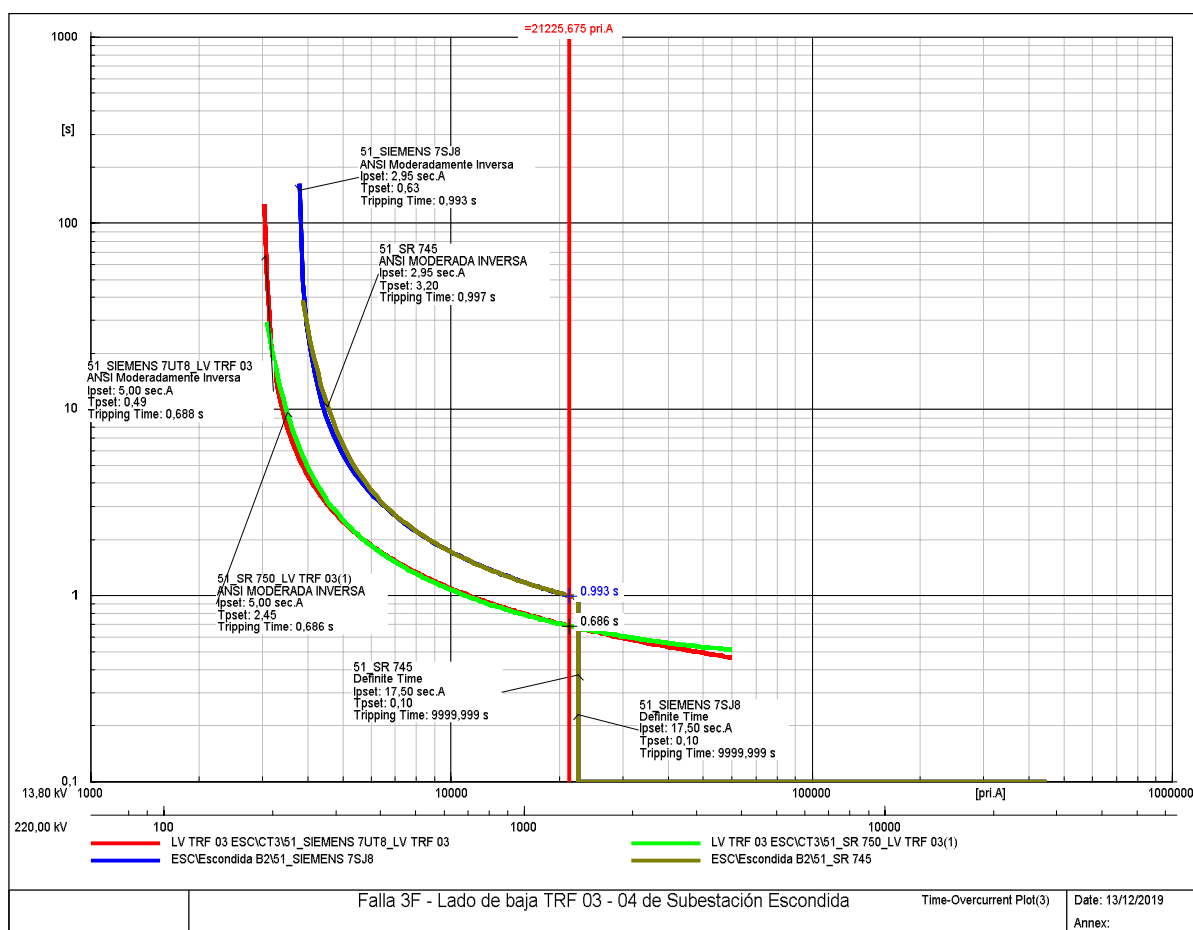
Después de realizar fallas trifásicas en el lado baja tensión del transformador 3 y 4 de la subestación Escondida se deberá ajustar el dial en los relés SIEMENS 7UT85 los valores señalados en azul como se indica en la siguiente tabla:

FALLA TRIFÁSICA EN LADO DE BAJA DE TRANSFORMADORES 3 Y 4 DE 75 MVA EN 13,8 kV														
Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	Aporte (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51		t Oper. (s)	Función 50		Delta t (s)
					Aprim	Asec			ajuste	Asec		ajuste	t Oper. (s)	
TRF 3-4 HV (SIEMENS 7SJ8)	230	75000	188	1319	400	5	0,63	ANSI MI	236	2,95	0,998	1400	17,50	--
TRF 3-4 HV (SIEMENS 7UT8)	13,8	75000	3138	21035	3000	5	0,49	ANSI MI	3000	5,00	0,691	OFF	OFF	--

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 51 y la función 50.

(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 300 ms.

Las curvas de operación obtenidas después de recomendar la curva característica, el pickup y el dial, fueron las siguientes:



## Falla Monofásica

FALLA MONOFÁSICA EN LADO DE BAJA DEL TRANSFORMADORES 3 Y 4 DE 75 MVA EN 13,8 kV														
Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	3I0 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N		t Oper. (s)	Función 50N		Delta t (s)
					Aprim	Asec			ajuste	Asec		ajuste	t Oper. (s)	
TRF 3-4 HV (SR 750)	230	75000	188	14	400	5	0,80	ANSI MI	300	3,75	NO OPERA	480	6,00	--
TRF 3-4 LV (SR 745)	13,8	75000	400	219	200	5	10,00	TD	20	0,50	--	20	0,50	1,00

(1) El tiempo de operación del relé será el menor valor entre el tiempo de operación de la función 51N y la función 50N.

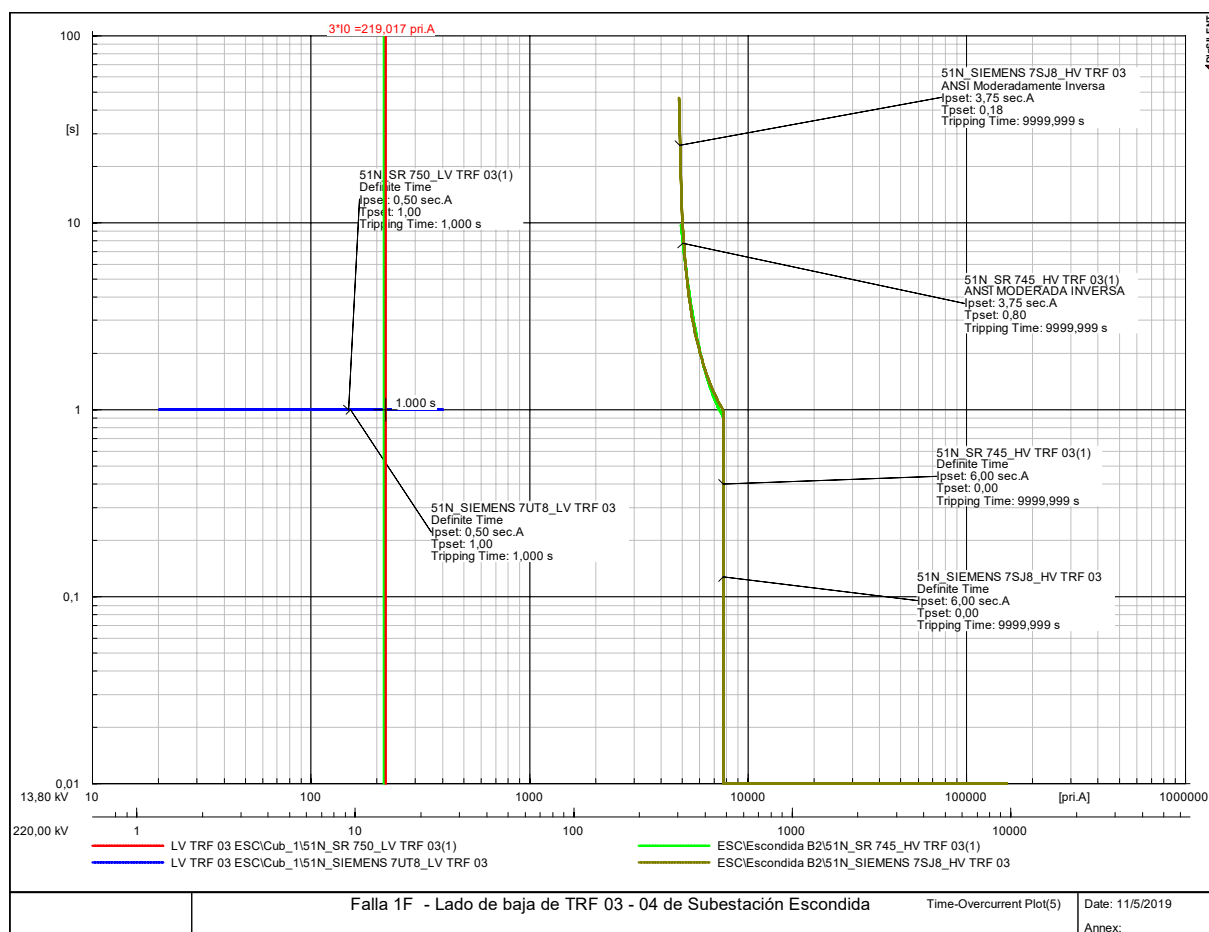
(2) Delta t corresponde a la diferencia entre el tiempo de operación del relé correspondiente y el relé inmediato aguas abajo. En ningún caso deberá ser menor a 100 ms.

Para la función ANSI 51N en el nueva relé SIEMENS, se encontró que el tiempo de operación ante falla monofásica a nivel de 13,8 KV es de 1,00 s, en este caso será habilitada la función ANSI 51N en el lado de alta del transformador, pero no se produce el arranque del relé debido a que se tiene un bajo aporte de corriente a través del devanado de alta tensión.

El tiempo de operación que se obtuvo en los nuevos relés SIEMENS para falla monofásica en el lado baja tensión del transformador 3 y 4 de la subestación Escondida se deberá ajustar con base a los valores señalados en azul como se indica en la siguiente tabla:

FALLA MONOFÁSICA EN LADO DE BAJA DEL TRANSFORMADORES 3 Y 4 DE 75 MVA EN 13,8 KV															
							Función 51N					Función 50N			Delta t (s)
Equipo	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	3I0 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	lajuste		t Oper. (s)	lajuste		t Oper. (s)	
					Aprim	Asec			Aprim	Asec		Aprim	Asec		
TRF 3-4 HV (SIEMENS 7SJ8)	230	75000	188	14	400	5	0,18	ANSI MI	300	3,75	NO OPERA	480	6,00	--	
TRF 3-4 HV (SIEMENS 7UT8)	13.8	75000	400	219	200	5	10,00	TD	20	0.50	--	20	0.50	1.00	

Las curvas de operación obtenidas después de recomendar la curva característica, el pickup y el dial, fueron las siguientes:



## 6.1.2 Validación de funciones de protección diferencial de ANSI 87T

Este numeral presenta las validaciones de ajuste de la función de protección diferencial de transformador asociada a la modernización de los relés del proyecto de la subestación Escondida ante diferentes tipos de fallas en puntos de la subestación.

Los ajustes que fueron homologados al relé SIEMENS 7UT85 se indican a continuación:

## 6.1.3 Transformador 01 de 67 MVA (7UT85)

Sn (HV ONAF)=	67.200 kVA
Sn (LV ONAF)=	67.200 kVA
V HV=	220 kV
V LV1=	13,8 kV
uk <sub>H.M.</sub> @67MVA=	16,67% %
Vmin (max tap)	-10,00% %
Vmax (min tap)	10,00% %

	Prim	Sec	Precisión
CT HV=	400	5	SP
CT LV=	3000	5	SP

1,05  
0,95

$$I_{HV Sec} = I_{HVPma} \times \frac{1}{ICT_{HV}} \times \epsilon$$

$$I_{ref HV} = I_{nHV}$$

$$k_{HV} = \frac{ICT_{HV}}{I_{ref HV}}$$

$$I_{mH} = k_{HV} \times I_{HVSec}$$

$$I_{diff} = |I_{mH} - I_{mL}|$$

$$I_{LV Sec} = I_{LV Pma} \times \frac{1}{ICT_{LV}} \times \epsilon$$

$$I_{ref LV} = \frac{S_{nref}}{U_{nLV} \times \sqrt{3}}$$

$$k_{LV} = \frac{ICT_{LV}}{I_{ref LV}}$$

$$I_{mL} = k_{LV} \times I_{LVSec}$$

$$I_{rest} = \max(I_{mH}, I_{mL})$$

$$S_{nref} = S_{nHV}$$

### CÁLCULO DE Idiff

Tap	VnMV	IHV Prim	ILV Prim	IrefHV	IrefLV	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	Iml	Idiff	Ires
MAX	242000	160,32	-2811,44	160,32	2811,44	2,2682	1,0671	0,4048	-0,928	0,9182	-0,9900	0,0718	0,9900
0	220000	176,35	-2811,44	176,35	2811,44	2,2682	1,0671	0,4453	-0,928	1,0100	-0,9900	0,0200	1,0100
MIN	198000	195,95	-2811,44	195,95	2811,44	2,2682	1,0671	0,4948	-0,928	1,1222	-0,9900	0,1322	1,1222

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

Idiff= 0,30 Ajuste homologado del relé SR 745  
Intersection 1 Irest = 1,12 Ajuste propuesto relé SIEMENS 7UT8

### CÁLCULO DE SLOPE 1

Tap	VnMV	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	Iml	Idiff	Ires
MIN	242000	480,73	-8430,17	2,2682	1,0671	1,2619	-2,670	2,8622	-2,8486	0,0136	2,8622
0	220000	528,80	-8430,17	2,2682	1,0671	1,3881	-2,670	3,1484	-2,8486	0,2999	3,1484
MAX	198000	587,56	-8430,17	2,2682	1,0671	1,5423	-2,670	3,4983	-2,8486	0,6497	3,4983

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs  
50% de corriente máxima de falla calculada con base a la uk del transformador

$$Slope(\%) = \frac{I_{diff}}{I_{rest}} \times 100\%$$

$$Slope1(\%) \text{ Homologado} = 30,00$$

$$SLOPE1 = 30,00$$

SLOPE1 = 30,00 % Ajuste homologado del relé SR 745

### CÁLCULO DE SLOPE 2

SLOPE2 = 80,00 % Ajuste homologado del relé SR 745

Intersection 2 Irest = 2,000 Ajuste homologado del relé SR 745

Se hicieron simulaciones de fallas internas y externas para verificar la estabilidad de la protección diferencial.

Dependiendo del grupo de conexión de los devanados se deben hacer los cálculos para obtener las corrientes procesadas por el relé.

Se calculan las corrientes medidas por los TC en cada fase de cada devanado y en el neutro (IL1, IL2, IL3 y 3I0) y dependiendo del grupo vector se calculan las corrientes de Matching (IA, IB e IC) internas en el relé, para obtener los valores de corriente diferencial Idiff y corriente de restricción Irest. La forma general de las ecuaciones para el cálculo de las corrientes de Matching dependiendo de la conexión de los devanados de los transformadores TR 01, TR 02, TR 03 y TR 04 de la subestación Escondida son:

## YnYn0:

Las matrices de corrección para el cálculo son las siguientes:

$$\text{Wye Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

$$\text{Wye Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

Se hicieron las simulaciones para fallas en el devanado de Alta (220 kV) y el devanado de baja (13,8 kV) para comprobar la estabilidad de la protección diferencial ante fallas externas y la operatividad ante fallas internas, los resultados son los siguientes:

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase TRF 01							
	HV (220 kV)				LV (13,8 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (HVS)	8.235,00	21,00	21,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 1F ext (HVS)	21,00	21,00	21,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 3F int (HV)	8.213,00	8.213,00	8.213,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 3F ext (LV)	1.065,00	1.065,00	1.065,00	0,00	-16.985,00	-16.985,00	-16.895,00	0,00
Falla 2F int (HV)	0,00	7.087,00	-7.087,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 2F ext (LV)	0,00	922,00	-922,00	0,00	0,00	-14.703,00	14.703,00	0,00
Falla 2F ext LV (5 Ω)	0,00	185,00	-185,00	0,00	0,00	-2.954,00	2.954,00	0,00
Falla 2F int LV (5 Ω)	0,00	185,00	-185,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 2F int LV (2 Ω)	0,00	418,00	-418,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Nota:

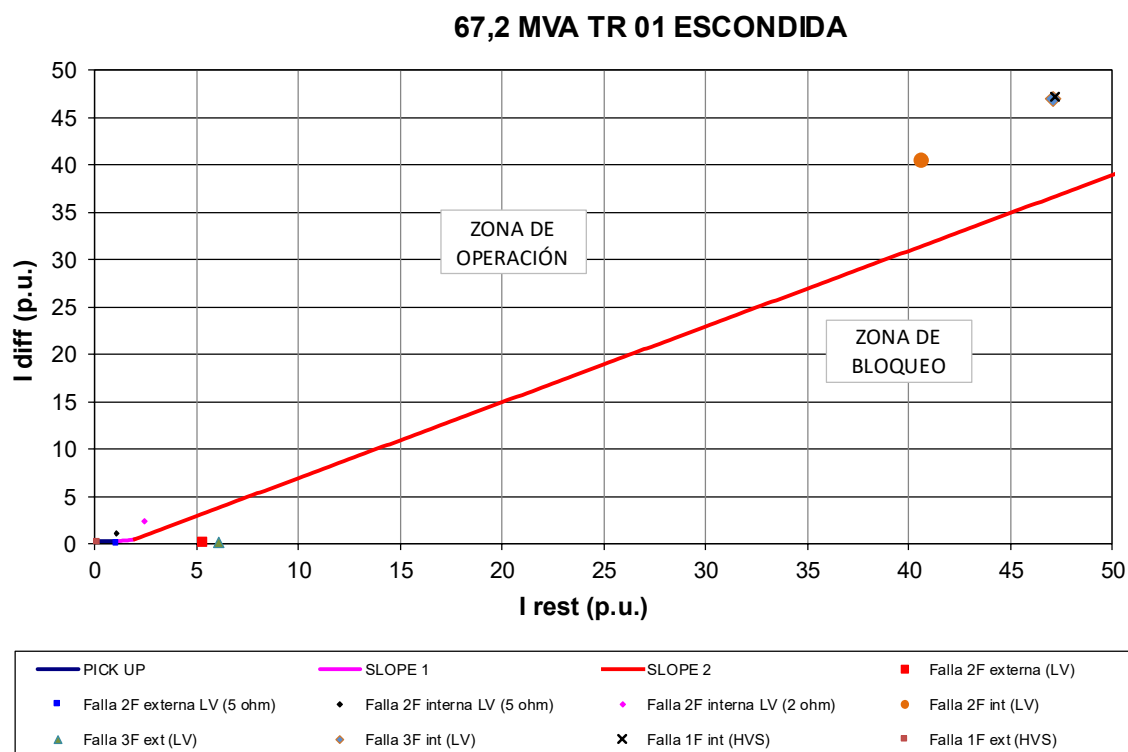
A) Corrientes hacia el transformador por lado de alta son de signo positivo (+) y por lado de baja son de signo negativo (-)

B) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.

C) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC

D) Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja

Corrientes Matching en relé de TRF 01					
HV (220 kV)			LV (13,8 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC
8235	21	21	0	0	0
21	21	21	0	0	0
8213	8213	8213	0	0	0
1065	1065	1065	-16985	-16985	-16895
0	7087	-7087	0	0	0
0	922	-922	0	-14703	14703
0	185	-185	0	-2954	2954
0	185	-185	0	0	0
0	418	-418	0	0	0



### Group 87 Differential Protection; Group I-Diff

No.	Settings	Value
_:11041:2	Operate & flt.rec. blocked	No (Con el ajuste en No, la función opera como función de protección. Ésta genera un aviso de disparo e inicia con el arranque el registro del proceso de la falla)
_:11041:6	Operate delay	0,00 sec
_:11041:3	87-1 Thershold	0,30 I/IrObj

## Group 87 Differential Protection; Group Characteristic

No.	Settings	Value
_:11041:100	Slope 1	0,30
_:11041:101	Intersection 1 Irest.(Ajuste Propuesto)	1,12 I/IrObj
_:11041:102	Slope 2	0,80
_:11041:103	Intersection 2 Irest	2,00 I/IrObj
_:11041:115	Blocking with 2. harmonic	Yes
_:11041:116	2nd harmonic content	20 %
_:11041:117	Crossblock. time 2nd har.	0 s
_:11041:124	Blocking with 5th harm.	yes

### 6.1.4 Transformador 02 de 67 MVA (7UT85)

Sn (HV ONAF)=	67.200 kVA
Sn (LV ONAF)=	67.200 kVA
V HV=	220 kV
V LV1=	13,8 kV
uk <sub>H.M.</sub> @67MVA=	16,67% %
Vmin (min tap)	-10,00% %
Vmax (min tap)	10,00% %

	Prim	Sec	Precisión
CT HV=	400	5	5P
CT LV=	3000	5	5P

1,05  
0,95

$$I_{HV Sec} = I_{HVPma} \times \frac{1}{ICT_{HV}} \times \epsilon \quad I_{refHV} = I_{nHV} \quad k_{HV} = \frac{ICT_{HV}}{I_{refHV}} \quad I_{mH} = k_{HV} \times I_{HVSec} \quad I_{diff} = |I_{mH} - I_{mL}|$$

$$I_{LV Sec} = I_{LVPma} \times \frac{1}{ICT_{LV}} \times \epsilon \quad I_{refLV} = \frac{Sn_{ref}}{Un_{LV} \times \sqrt{3}} \quad k_{LV} = \frac{ICT_{LV}}{I_{refLV}} \quad I_{mL} = k_{LV} \times I_{LVSec} \quad I_{rel} = \max(|I_{mH}|, |I_{mL}|)$$

$$Sn_{ref} = Sn_{HV}$$

#### CÁLCULO DE Idiff

Tap	VnMV	IHV Prim	ILV Prim	IrefHV	IrefLV	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idiff	Ires
MAX	242000	160,32	2811,44	160,32	2811,44	2,2682	1,0671	0,4048	-0,928	0,9182	-0,9900	0,0718	0,9900
0	220000	176,35	2811,44	176,35	2811,44	2,2682	1,0671	0,4453	-0,928	1,0100	-0,9900	0,0200	1,0100
MIN	198000	195,95	2811,44	195,95	2811,44	2,2682	1,0671	0,4948	-0,928	1,1222	-0,9900	0,1322	1,1222

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

Idiff = 0,30 Ajuste homologado del relé SR 745  
Intersection 1 Irest = 1,12 Ajuste propuesto relé SIEMENS 7UT8

#### CÁLCULO DE SLOPE 1

Tap	VnMV	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idiff	Ires
MIN	242000	480,73	8430,17	2,2682	1,0671	1,2619	-2,670	2,8622	-2,8486	0,0136	2,8622
0	220000	528,80	8430,17	2,2682	1,0671	1,3881	-2,670	3,1484	-2,8486	0,2999	3,1484
MAX	198000	587,56	8430,17	2,2682	1,0671	1,5423	-2,670	3,4983	-2,8486	0,6497	3,4983

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

50% de corriente máxima de falla calculada con base a la uk del transformador

$$Slope(\%) = \frac{I_{diff}}{I_{rest}} \times 100\%$$

$$Slope1(\%) Homologado = 30,00$$

SLOPE1= 30,00

SLOPE1= 30,00 % Ajuste homologado del relé SR 745

#### CÁLCULO DE SLOPE 2

SLOPE2= 80,00 % Ajuste homologado del relé SR 745

Intersection 2 Irest = 2,000 Ajuste homologado del relé SR 745

Se hicieron simulaciones de fallas internas y externas para verificar la estabilidad de la protección diferencial.

Se hicieron las simulaciones para fallas en el devanado de Alta (220 kV) y el devanado de baja (13,8 kV) para comprobar la estabilidad de la protección diferencial ante fallas externas y la operatividad ante fallas internas, los resultados son los siguientes:

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase TRF 02							
	HV (220 kV)				LV1 (13,8 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (HVS)	8.222,00	21,00	21,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 1F ext (HVS)	21,00	21,00	21,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 3F int (HV)	8.174,00	8.174,00	8.174,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 3F ext (LV)	1.066,00	1.066,00	1.066,00	0,00	-16.999,00	-16.999,00	-16.999,00	0,00
Falla 2F int (HV)	0,00	7.061,00	-7.061,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 2F ext (LV)	0,00	923,00	-923,00	0,00	0,00	-14.717,00	14.717,00	0,00
Falla 2F ext LV (5 Ω)	0,00	185,00	-185,00	0,00	0,00	-2.955,00	2.955,00	0,00
Falla 2F int LV (5 Ω)	0,00	185,00	-185,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 2F int LV (2 Ω)	0,00	418,00	-418,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Nota:

A) Corrientes hacia el transformador por lado de alta son de signo positivo (+) y por lado de baja son de signo negativo (-)

B) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.

C) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC

D) Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja

Corrientes Matching en relé de TRF 01					
HV (220 kV)			LV (13,8 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC
8222	21	21	0	0	0
21	21	21	0	0	0
8174	8174	8174	0	0	0
1066	1066	1066	-16999	-16999	-16999
0	7061	-7061	0	0	0
0	923	-923	0	-14717	14717
0	185	-185	0	-2955	2955
0	185	-185	0	0	0
0	418	-418	0	0	0

#### VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA TR 02 - Escondida

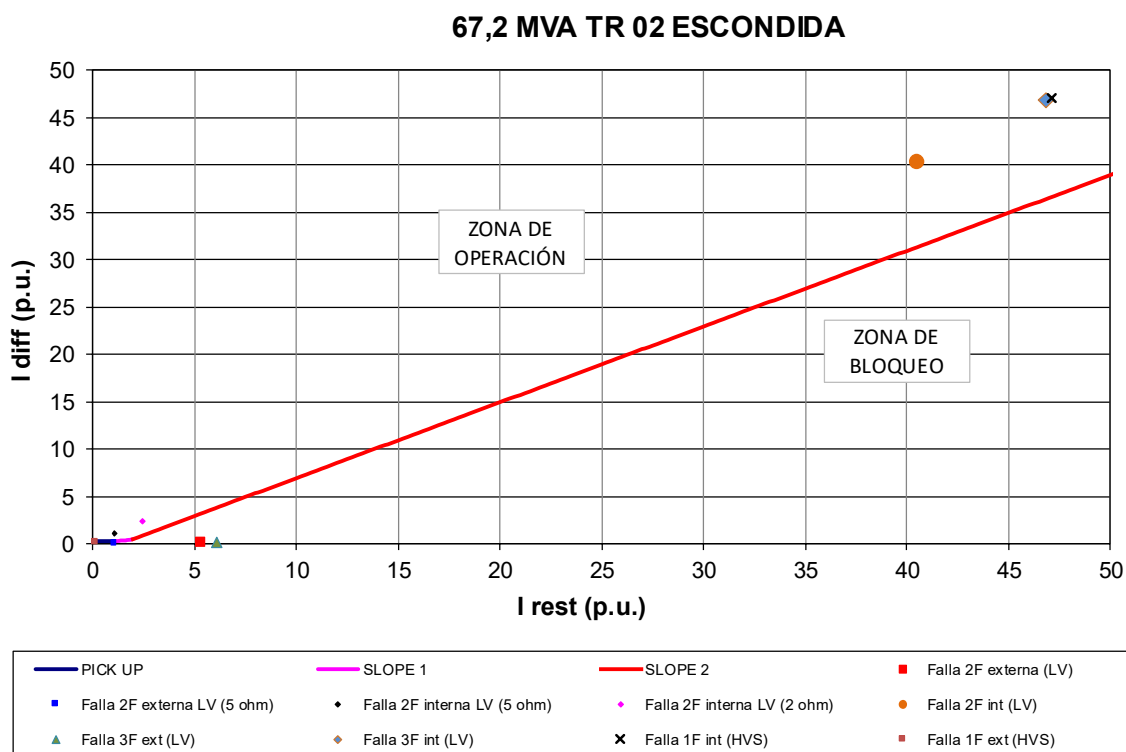
	IA HV Prim	IA LV Prim	IrefHV	IrefLV1	KHV	KLV1	IHV sec[*]	ILV2 sec[*]	ImH	ImL1	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (HVS)	8222,00	0,00	195,95	2811,44	2,27	1,07	20,7606	0,000	47,0883	0,0000	47,0883	47,0883	SI
Falla 1F ext (HVS)	21,00	0,00	195,95	2811,44	2,27	1,07	0,0530	0,000	0,1203	0,0000	0,1203	0,1203	NO
Falla 3F int (HV)	8174,00	0,00	195,95	2811,44	2,27	1,07	20,6394	0,000	46,8134	0,0000	46,8134	46,8134	SI
Falla 3F ext (LV)	1066,00	-16999,00	195,95	2811,44	2,27	1,07	2,6917	-5,610	6,1051	-5,9859	0,1192	6,1051	NO
Falla 2F int (HV)	7061,00	0,00	195,95	2811,44	2,27	1,07	17,8290	0,000	40,4391	0,0000	40,4391	40,4391	SI
Falla 2F ext (LV)	923,00	-14717,00	195,95	2811,44	2,27	1,07	2,3306	-4,857	5,2861	-5,1823	0,1038	5,2861	NO
Falla 2F ext LV (5 Ω)	185,00	-2955,00	195,95	2811,44	2,27	1,07	0,4671	-0,975	1,0595	-1,0406	0,0190	1,0595	NO
Falla 2F int LV (5 Ω)	185,00	0,00	195,95	2811,44	2,27	1,07	0,4671	0,000	1,0595	0,0000	1,0595	1,0595	SI
Falla 2F int LV (2 Ω)	418,00	0,00	195,95	2811,44	2,27	1,07	1,0555	0,000	2,3939	0,0000	2,3939	2,3939	SI

Notas:

A.) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.

B.) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC

C.) Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja



### Group 87 Differential Protection; Group I-Diff

No.	Settings	Value
_:11041:2	Operate & flt.rec. blocked	No (Con el ajuste en No, la función opera como función de protección. Ésta genera un aviso de disparo e inicia con el arranque el registro del proceso de la falla)
_:11041:6	Operate delay	0,00 sec
_:11041:3	87-1 Thershold	0,30 I/IrObj

## Group 87 Differential Protection; Group Characteristic

No.	Settings	Value
_:11041:100	Slope 1	0,30
_:11041:101	Intersection 1 Irest.(Ajuste Propuesto)	1,12 I/IrObj
_:11041:102	Slope 2	0,80
_:11041:103	Intersection 2 Irest	2,00 I/IrObj
_:11041:115	Blocking with 2. harmonic	Yes
_:11041:116	2nd harmonic content	20 %
_:11041:117	Crossblock. time 2nd har.	0 s
_:11041:124	Blocking with 5th harm.	yes

### 6.1.5 Transformador 03 de 75 MVA (7UT85)

Sn (HV ONAF)=	75.000	kVA
Sn (LV ONAF)=	75.000	kVA
V HV=	220	kV
V LV1=	13,8	kV
uk <sub>HM</sub> @75MVA=	14,17%	%
Vmin (max tap)	-10,00%	%
Vmax (min tap)	10,00%	%

	Prim	Sec	Precisión
CT HV=	300	5	5P
CT LV=	3000	5	5P

1,05  
0,95

$$I_{HVSec} = I_{HVPma} \times \frac{1}{ICT_{HV}} \times \varepsilon \quad I_{refHV} = I_{nHV} \quad k_{HV} = \frac{ICT_{HV}}{I_{refHV}} \quad I_{mH} = k_{HV} \times I_{HVSec} \quad I_{diff} = |I_{mH} - I_{mL}|$$

$$I_{LVSec} = I_{LVPma} \times \frac{1}{ICT_{LV}} \times \varepsilon \quad I_{refLV} = \frac{S_{nref}}{U_{nLV} \times \sqrt{3}} \quad k_{LV} = \frac{ICT_{LV}}{I_{refLV}} \quad I_{mL} = k_{LV} \times I_{LVSec} \quad I_{ref} = \max(|I_{mH}|, |I_{mL}|)$$

$$S_{nref} = S_{nHV}$$

#### CÁLCULO DE Idiff

Tap	VnMV	IHV Prim	ILV Prim	IrefHV	IrefLV	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idiff	Ires
MAX	242000	178,93	-3137,77	178,93	3137,77	1,5242	0,9561	0,6024	-1,035	0,9182	-0,9900	0,0718	0,9900
0	220000	196,82	-3137,77	196,82	3137,77	1,5242	0,9561	0,6626	-1,035	1,0100	-0,9900	0,0200	1,0100
MIN	198000	218,69	-3137,77	218,69	3137,77	1,5242	0,9561	0,7363	-1,035	1,1222	-0,9900	0,1322	1,1222

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

Idiff= 0,30 Ajuste homologado del relé SR 745  
Intersection 1 Irest = 1,12 Ajuste propuesto relé SIEMENS 7UT8

#### CÁLCULO DE SLOPE 1

Tap	VnMV	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idiff	Ires
MIN	242000	631,52	-11074,47	1,5242	0,9561	2,2103	-3,507	3,3690	-3,3529	0,0160	3,3690
0	220000	694,67	-11074,47	1,5242	0,9561	2,4313	-3,507	3,7059	-3,3529	0,3529	3,7059
MAX	198000	771,86	-11074,47	1,5242	0,9561	2,7015	-3,507	4,1176	-3,3529	0,7647	4,1176

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

50% de corriente máxima de falla calculada con base a la uk del transformador

$$Slope(\%) = \frac{I_{diff}}{I_{ref}} \times 100 \%$$

Slope1(%) Homologado = 30,00  
SLOPE1 = 30,00

SLOPE1 = 30,00 % Ajuste homologado del relé SR 745

#### CÁLCULO DE SLOPE 2

SLOPE2 = 80,00 % Ajuste homologado del relé SR 745

Intersection 2 Irest = 2,000 Ajuste homologado del relé SR 745

Se hicieron simulaciones de fallas internas y externas para verificar la estabilidad de la protección diferencial.

Se hicieron las simulaciones para fallas en el devanado de Alta (220 kV) y el devanado de baja (13,8 kV) para comprobar la estabilidad de la protección diferencial ante fallas externas y la operatividad ante fallas internas, los resultados son los siguientes:

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase TRF 03							
	HV (220 kV)				LV1 (13,8 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (HVS)	8.218,00	23,00	23,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 1F ext (HVS)	23,00	23,00	23,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 3F int (HV)	8.174,00	8.174,00	8.174,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 3F ext (LV)	1.318,00	1.318,00	1.318,00	0,00	-21.018,00	-21.018,00	-21.018,00	0,00
Falla 2F int (HV)	0,00	7.061,00	-7.061,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 2F ext (LV)	0,00	1.141,00	-1.141,00	0,00	0,00	-18.194,00	18.194,00	0,00
Falla 2F ext. LV (5 Ω)	0,00	187,00	-187,00	0,00	0,00	-2.976,00	2.976,00	0,00
Falla 2F int. LV (5 Ω)	0,00	187,00	-187,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 2F int. LV (2 Ω)	0,00	434,00	-434,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Nota:

A) Corrientes hacia el transformador por lado de alta son de signo positivo (+) y por lado de baja son de signo negativo (-)

B) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.

C) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC

D) Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja

Corrientes Matching en relé de TRF 03					
HV (220 kV)			LV (13,8 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC
8218	23	23	0	0	0
23	23	23	0	0	0
8174	8174	8174	0	0	0
1.318	1.318	1.318	-21.018	-21.018	-21.018
0	7061	-7061	0	0	0
0	1.141	-1.141	0	-18.194	18.194
0	187	-187	0	-2.976	2.976
0	187	-187	0	0	0
0	434	-434	0	0	0

#### VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA TR 03 - Escondida

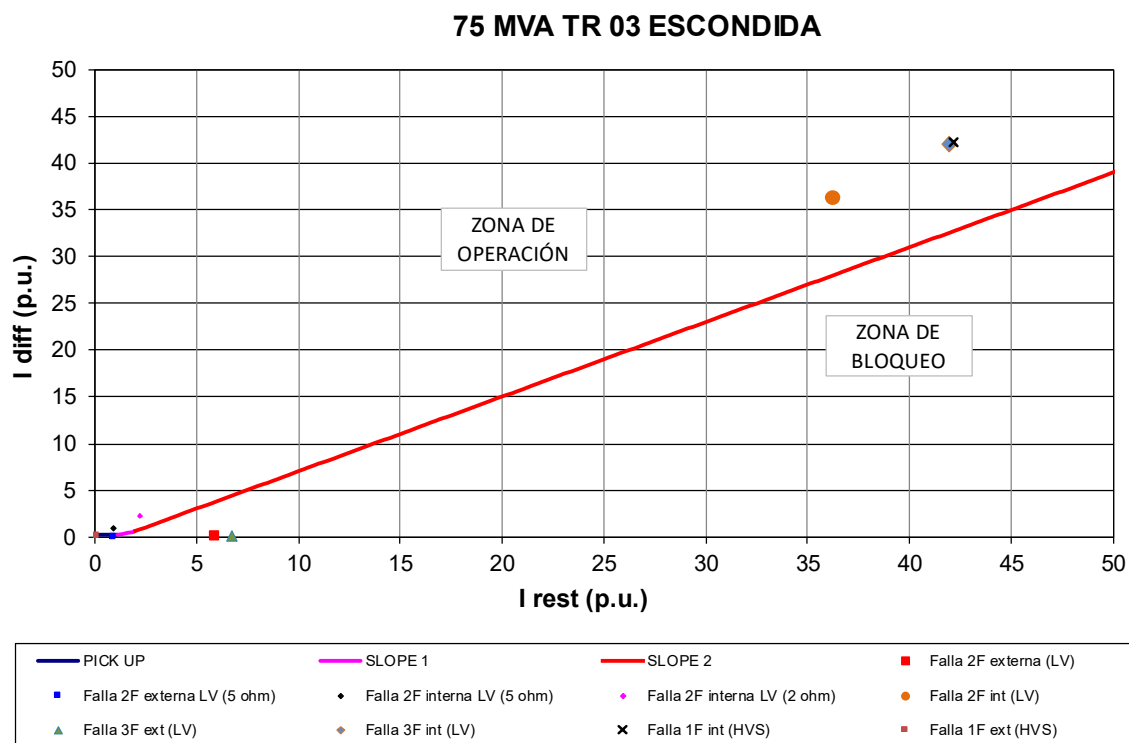
	IA HV Prim	IA LV Prim	IrefHV	IrefLV1	KHV	KLV1	IHV sec[*]	ILV2 sec[*]	ImH	ImL1	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (HVS)	8218,00	0,00	218,69	3137,77	1,52	0,96	27.6673	0,000	42,1706	0,0000	42,1706	42,1706	SI
Falla 1F ext (HVS)	23,00	0,00	218,69	3137,77	1,52	0,96	0,0774	0,000	0,1180	0,0000	0,1180	0,1180	NO
Falla 3F int (HV)	8174,00	0,00	218,69	3137,77	1,52	0,96	27.5191	0,000	41,9448	0,0000	41,9448	41,9448	SI
Falla 3F ext (LV)	1318,00	-21018,00	218,69	3137,77	1,52	0,96	4,4373	-6,936	6,7633	-6,6314	0,1319	6,7633	NO
Falla 2F int (HV)	7061,00	0,00	218,69	3137,77	1,52	0,96	23,7720	0,000	36,2334	0,0000	36,2334	36,2334	SI
Falla 2F ext (LV)	1141,00	-18194,00	218,69	3137,77	1,52	0,96	3,8414	-6,004	5,8550	-5,7404	0,1146	5,8550	NO
Falla 2F ext. LV (5 Ω)	187,00	-2976,00	218,69	3137,77	1,52	0,96	0,6296	-0,982	0,9596	-0,9390	0,0206	0,9596	NO
Falla 2F int. LV (5 Ω)	187,00	0,00	218,69	3137,77	1,52	0,96	0,6296	0,000	0,9596	0,0000	0,9596	0,9596	SI
Falla 2F int. LV (2 Ω)	434,00	0,00	218,69	3137,77	1,52	0,96	1,4611	0,000	2,2271	0,0000	2,2271	2,2271	SI

Notas:

A) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.

B) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC

C) Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja



#### Group 87 Differential Protection; Group I-Diff

No.	Settings	Value
_:11041:2	Operate & flt.rec. blocked	No (Con el ajuste en No, la función opera como función de protección. Ésta genera un aviso de disparo e inicia con el arranque el registro del proceso de la falla)
_:11041:6	Operate delay	0,00 sec
_:11041:3	87-1 Thershold	0,30 I/IrObj

#### Group 87 Differential Protection; Group Characteristic

No.	Settings	Value
_:11041:100	Slope 1	0,30
_:11041:101	Intersection 1 Irest.(Ajuste Propuesto)	1,12 I/IrObj
_:11041:102	Slope 2	0,80
_:11041:103	Intersection 2 Irest	2,00 I/IrObj
_:11041:115	Blocking with 2. harmonic	Yes
_:11041:116	2nd harmonic content	20 %
_:11041:117	Crossblock. time 2nd har.	0 s
_:11041:124	Blocking with 5th harm.	yes

## 6.1.6 Transformador 04 de 75 MVA (7UT85)

Sn (HV ONAF)=	75.000	kVA
Sn (LV ONAF)=	75.000	kVA
V HV=	220	kV
V LV1=	13,8	kV
uk <sub>uM</sub> @75MVA=	14,17%	%
Vmin (max tap)	-10,00%	%
Vmax (min tap)	10,00%	%

	Prim	Sec	Precisión
CT HV=	300	5	5P
CT LV=	3000	5	5P

1,05  
0,95

$$I_{HVSec} = I_{HVPma} \times \frac{1}{ICT_{HV}} \times \epsilon$$

$$I_{refHV} = In_{HV}$$

$$k_{HV} = \frac{ICT_{HV}}{I_{refHV}}$$

$$I_{mH} = k_{HV} \times I_{HVSec}$$

$$I_{diff} = |I_{mH} - I_{mL}|$$

$$I_{LVSec} = I_{LVPma} \times \frac{1}{ICT_{LV}} \times \epsilon$$

$$I_{refLV} = \frac{Sn_{ref}}{Un_{LV} \times \sqrt{3}}$$

$$k_{LV} = \frac{ICT_{LV}}{I_{refLV}}$$

$$I_{mL} = k_{LV} \times I_{LVSec}$$

$$I_{ref} = \max(|I_{mH}|, |I_{mL}|)$$

$$Sn_{ref} = Sn_{HV}$$

### CÁLCULO DE Idff>

Tap	VmMV	IHV Prim	ILV Prim	IrefHV	IrefLV	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idff	Ires
MAX	242000	178,93	-3137,77	178,93	3137,77	1,5242	0,9561	0,6024	-1,035	0,9182	-0,9900	0,0718	0,9900
0	220000	196,82	-3137,77	196,82	3137,77	1,5242	0,9561	0,6626	-1,035	1,0100	-0,9900	0,0200	1,0100
MIN	198000	218,69	-3137,77	218,69	3137,77	1,5242	0,9561	0,7363	-1,035	1,1222	-0,9900	0,1322	1,1222

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

Idff= 0,30 Ajuste homologado del relé SR 745  
Intersection 1 Ires = 1,12 Ajuste propuesto relé SIEMENS 7UT8

### CÁLCULO DE SLOPE 1

Tap	VmMV	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idff	Ires
MIN	242000	631,52	-11074,47	1,5242	0,9561	2,2103	-3,507	3,3690	-3,3529	0,0160	3,3690
0	220000	694,67	-11074,47	1,5242	0,9561	2,4313	-3,507	3,7059	-3,3529	0,3529	3,7059
MAX	198000	771,86	-11074,47	1,5242	0,9561	2,7015	-3,507	4,1176	-3,3529	0,7647	4,1176

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

50% de corriente máxima de falla calculada con base a la uk del transformador

$$Slope(\%) = \frac{I_{diff}}{I_{Res}} \times 100\%$$

$$Slope1(\%) = \frac{I_{diff}}{I_{Res}} \times 100\%$$

SLOPE1= 30,00 % Ajuste homologado del relé SR 745

### CÁLCULO DE SLOPE 2

SLOPE2= 80,00 % Ajuste homologado del relé SR 745

Intersection 2 Ires = 2,000 Ajuste homologado del relé SR 745

Se hicieron simulaciones de fallas internas y externas para verificar la estabilidad de la protección diferencial.

Se hicieron las simulaciones para fallas en el devanado de Alta (220 kV) y el devanado de baja (13,8 kV) para comprobar la estabilidad de la protección diferencial ante fallas externas y la operatividad ante fallas internas, los resultados son los siguientes:

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase TRF 04							
	HV (220 kV)				LV1 (13,8 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (HVS)	8.218,00	23,00	23,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 1F ext (HVS)	23,00	23,00	23,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 3F int (HV)	8.174,00	8.174,00	8.174,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 3F ext (LV)	1.331,00	1.331,00	1.331,00	0,00	-21.214,00	-21.214,00	-21.214,00	0,00
Falla 2F int (HV)	0,00	7.061,00	-7.061,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 2F ext (LV)	0,00	1.152,00	-1.152,00	0,00	0,00	-18.364,00	18.364,00	0,00
Falla 2F ext. LV (5 Ω)	0,00	187,00	-187,00	0,00	0,00	-2.977,00	2.977,00	0,00
Falla 2F int. LV (5 Ω)	0,00	187,00	-187,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 2F int. LV (2 Ω)	0,00	434,00	-434,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Nota:

- Corrientes hacia el transformador por lado de alta son de signo positivo (+) y por lado de baja son de signo negativo (-)
- El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.
- El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC
- Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja

Corrientes Matching en relé de TRF 04					
HV (220 kV)			LV (13,8 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC
8218	23	23	0	0	0
23	23	23	0	0	0
8174	8174	8174	0	0	0
1.331	1.331	1.331	-21.214	-21.214	-21.214
0	7061	-7061	0	0	0
0	1.152	-1.152	0	-18.364	18.364
0	187	-187	0	-2.977	2.977
0	187	-187	0	0	0
0	434	-434	0	0	0

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA TR 04 - Escondida

	IA HV Prim	IA LV Prim	IrefHV	IrefLV1	KHV	KLV1	IHV sec[*]	ILV2 sec[*]	ImH	ImL1	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (HVS)	8218,00	0,00	218,69	3137,77	1,52	0,96	27,6673	0,000	42,1706	0,0000	42,1706	42,1706	SI
Falla 1F ext (HVS)	23,00	0,00	218,69	3137,77	1,52	0,96	0,0774	0,000	0,1180	0,0000	0,1180	0,1180	NO
Falla 3F int (HV)	8174,00	0,00	218,69	3137,77	1,52	0,96	27,5191	0,000	41,9448	0,0000	41,9448	41,9448	SI
Falla 3F ext (LV)	1331,00	-21214,00	218,69	3137,77	1,52	0,96	4,4810	-7,001	6,8300	-6,6932	0,1368	6,8300	NO
Falla 2F int (HV)	7061,00	0,00	218,69	3137,77	1,52	0,96	23,7720	0,000	36,2334	0,0000	36,2334	36,2334	SI
Falla 2F ext (LV)	1152,00	-18364,00	218,69	3137,77	1,52	0,96	3,8784	-6,060	5,9115	-5,7940	0,1174	5,9115	NO
Falla 2F ext LV (5 Ω)	187,00	-2977,00	218,69	3137,77	1,52	0,96	0,6296	-0,982	0,9596	-0,9393	0,0203	0,9596	NO
Falla 2F int LV (5 Ω)	187,00	0,00	218,69	3137,77	1,52	0,96	0,6296	0,000	0,9596	0,0000	0,9596	0,9596	SI
Falla 2F int LV (2 Ω)	434,00	0,00	218,69	3137,77	1,52	0,96	1,4611	0,000	2,2271	0,0000	2,2271	2,2271	SI

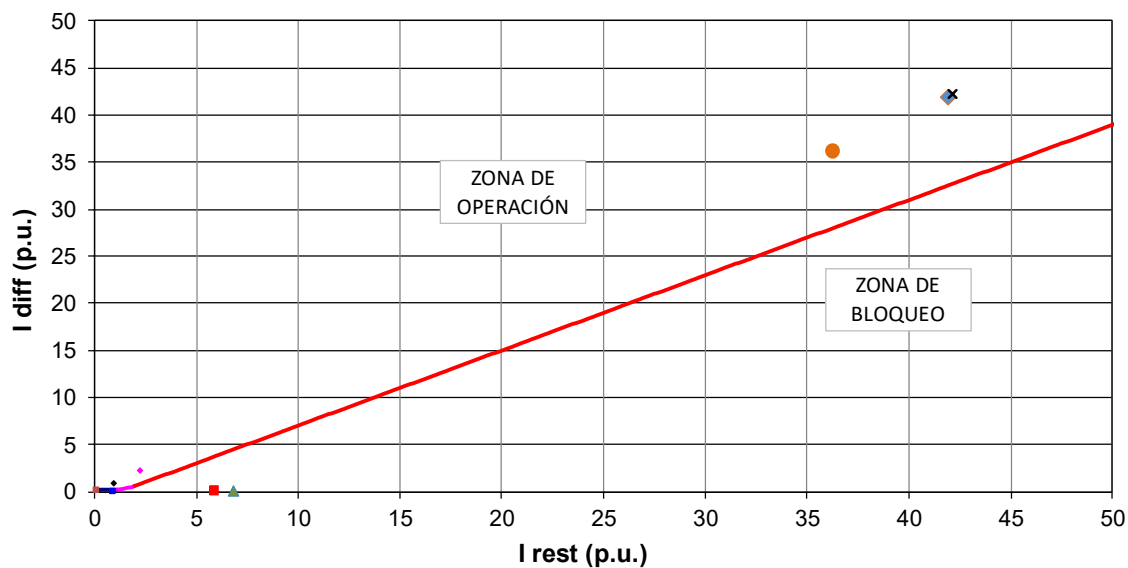
Notas:

A.) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.

B.) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC.

C.) Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja.

## 75 MVA TR 04 ESCONDIDA



PICK UP	SLOPE 1	SLOPE 2	Falla 2F externa (LV)
Falla 2F externa LV (5 ohm)	Falla 2F interna LV (5 ohm)	Falla 2F interna LV (2 ohm)	Falla 2F int (LV)
Falla 3F ext (LV)	Falla 3F int (LV)	Falla 1F int (HVS)	Falla 1F ext (HVS)

**Group 87 Differential Protection; Group I-Diff**

No.	Settings	Value
_:11041:2	Operate & flt.rec. blocked	No (Con el ajuste en No, la función opera como función de protección. Ésta genera un aviso de disparo e inicia con el arranque el registro del proceso de la falla)
_:11041:6	Operate delay	0,00 sec
_:11041:3	87-1 Thershold	0,30 I/IrObj

**Group 87 Differential Protection; Group Characteristic**

No.	Settings	Value
_:11041:100	Slope 1	0,30
_:11041:101	Intersection 1 Irest.(Ajuste Propuesto)	1,12 I/IrObj
_:11041:102	Slope 2	0,80
_:11041:103	Intersection 2 Irest	2,00 I/IrObj
_:11041:115	Blocking with 2. harmonic	Yes
_:11041:116	2nd harmonic content	20 %
_:11041:117	Crossblock. time 2nd har.	0 s
_:11041:124	Blocking with 5th harm.	yes

## 6.2 Validación de las funciones de Reactor

### 6.2.1 Validación de las funciones de protección de sobrecorriente

La validación de los ajustes de las protecciones de sobrecorriente de los relés de los reactores ubicados en la subestación Escondida se hace mediante simulaciones de fallas internas en los reactores.

#### 6.2.1.1 *Protección de sobrecorriente reactor 1 Subestación Escondida*

Para determinar que el ajuste de la función de sobrecorriente de fases y tierra (ANSI 51/51N) del relé del reactor 1 de 10 Mvar en 220 kV, serán recomendados los ajustes realizando falla trifásica y monofásicas entre la subestación y el reactor y se revisa que el delta de coordinación sea como mínimo 300 ms entre el relé del reactor y las subestaciones adyacentes al reactor.

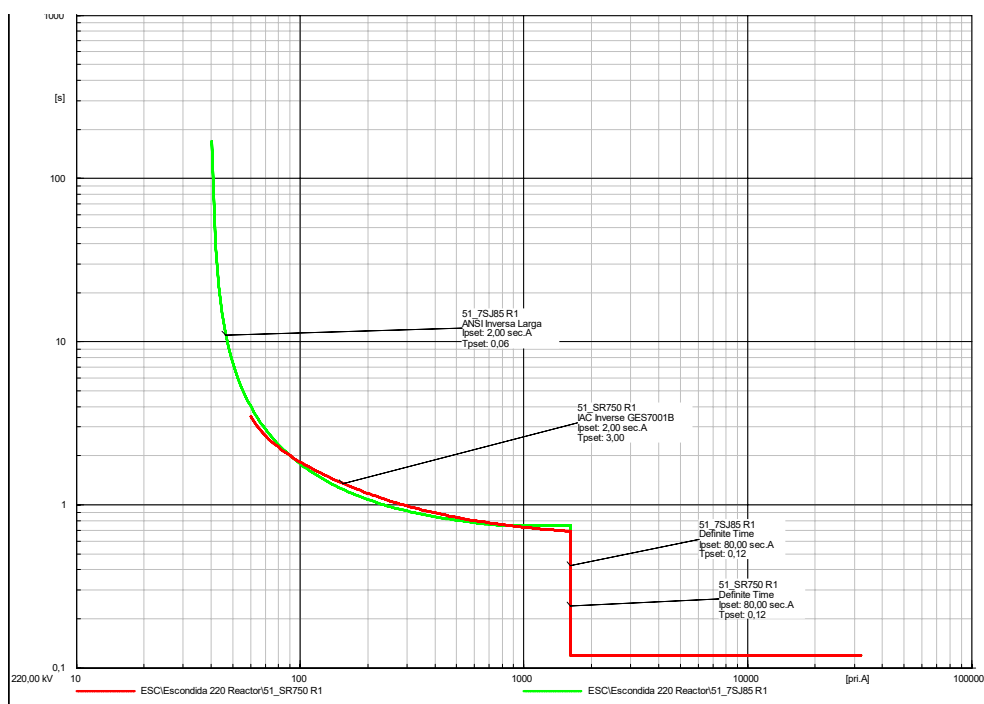
Después de revisar entre las características IEC y ANSI que pueden ajustarse en el relé SIEMENS 7SJ8 se encontró que la curva característica que más se ajusta es la curva IAC inversa en el reactor 1 para la función ANSI 51 es la ANSI Inversa Larga, adicionalmente se deberá ajustar el dial para poder obtener adecuados tiempos de operación. La ecuación de la característica ANSI Inversa Larga del relé SIEMENS 7SJ8 es la siguiente:

$$t = \left( \frac{28.0715}{\left( \frac{\text{Valor umbral } I/I}{1} \right)^{-1}} + 10.9296 \right) \cdot D \quad [s]$$

El tiempo de operación obtenido en los nuevos relés SIEMENS 7SJ85 se indica en el valor señalado en azul en la siguiente tabla:

REACTOR 1 de 10 Mvar												
Equipo	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In (A)	RTC		Función 51				Función 50		
				Aprim	Asec	Time dial	Tipo de curva	ajuste		ajuste		Delay (s)
Reactor 1 (SIEMENS 7SJ8)	220	10000	26	100	5	0,06	ANSI I Larga	40	2,00	1600	80,00	0,12

Las curvas de operación obtenidas después de recomendar la curva característica, el pickup y el dial, fueron las siguientes:



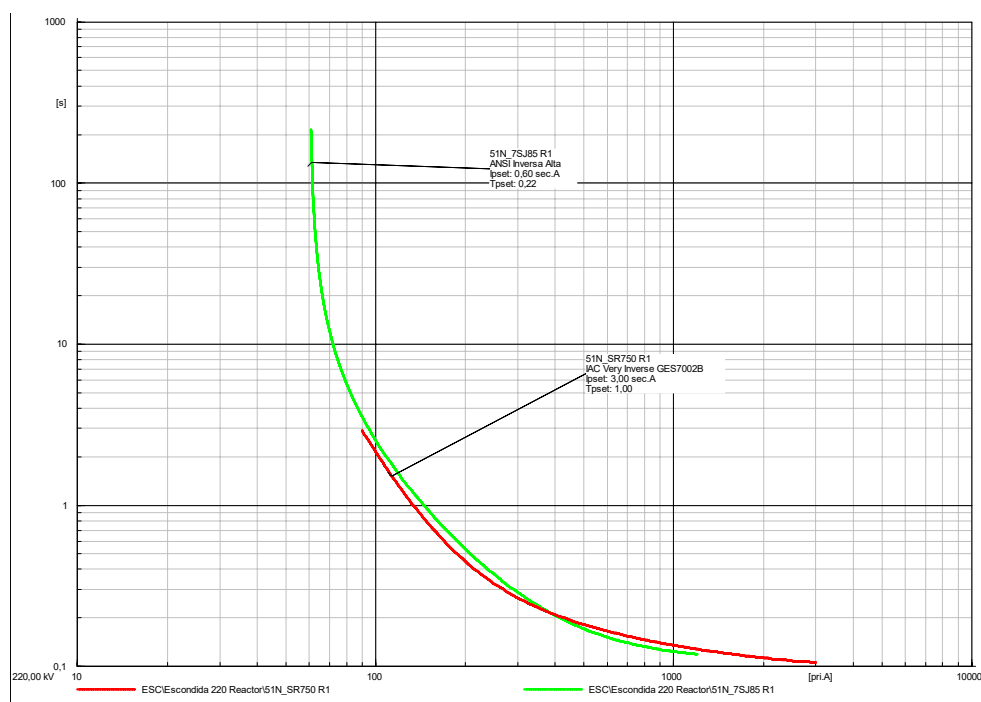
Después de revisar entre las características IEC y ANSI que pueden ajustarse en el relé SIEMENS 7SJ8 se encontró que la curva característica más adecuada para el reactor 1 para la función ANSI 51N es la ANSI Inversa Alta, adicionalmente se deberá ajustar el dial para poder obtener adecuados tiempos de operación. La ecuación de la característica ANSI Inversa Alta del relé SIEMENS 7SJ8 es la siguiente:

$$t = \left( \frac{19.61}{\left( \frac{\text{Valor umbral } I/I}{1} \right)^2 - 1} + 0.491 \right) \cdot D \quad [s]$$

Se recomienda ajustar el dial y el tipo de curva en los relés SIEMENS 7SJ85 a los valores señalado en azul como se indica en la siguiente tabla:

REACTOR 1 de 10 Mvar												
Equipo	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In (A)	RTC		Función 51N				Función 50N		
				Aprim	Asec	Time dial	Tipo de curva	ajuste		ajuste		Delay (s)
Reactor 1 (SIEMENS 7SJ8)	220	10000	26	50	5	0,22	ANSI I Alta	6,0	0,60	OFF	OFF	OFF

Las curvas de operación obtenidas después de recomendar la curva característica, el pickup y el dial, fueron las siguientes:



## 6.2.1.2 Protección de sobrecorriente reactores 2 y 3 Subestación Escondida

Para determinar que el ajuste de la función de sobrecorriente de fases y tierra (ANSI 51/51N) del relé del reactor 2 y 3 de 5 Mvar en 220 kV, serán recomendados los ajustes realizando falla trifásica y monofásicas entre la subestación y el reactor y se revisa que el delta de coordinación sea como mínimo 300 ms entre el relé del reactor y las subestaciones adyacentes al reactor.

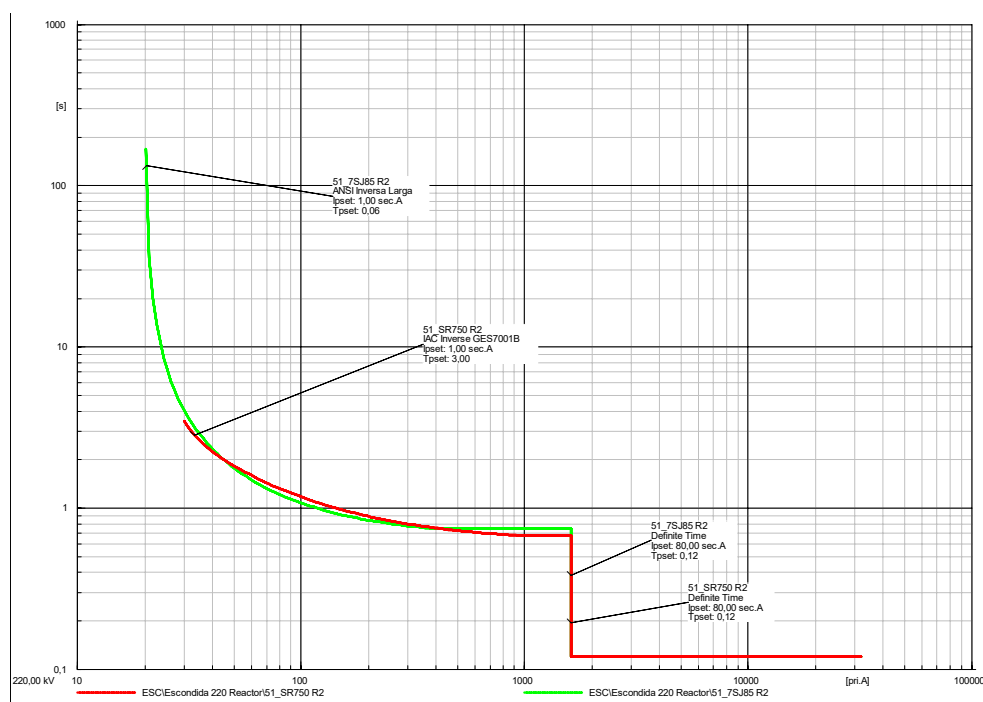
Después de revisar entre las características IEC y ANSI que pueden ajustarse en el relé SIEMENS 7SJ8 se encontró que la curva característica que más se ajusta es la curva IAC inversa en el reactor 2 y 3 para la función ANSI 51 es la ANSI Inversa Larga, adicionalmente se deberá ajustar el dial para poder obtener adecuados tiempos de operación. La ecuación de la característica ANSI Inversa Larga del relé SIEMENS 7SJ8 es la siguiente:

$$t = \left( \frac{28.0715}{\left( \frac{\text{Valor umbral } I/I}{\text{Valor umbral } I/I} \right)^{1-1}} + 10.9296 \right) \cdot D \quad [s]$$

El tiempo de operación obtenido en los nuevos relés SIEMENS 7SJ85 se indica en el valor señalado en azul en la siguiente tabla:

REACTORES 2 y 3 de 5 Mvar												
Equipo	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In (A)	RTC		Función 51				Función 50		
				Aprim	Asec	Time dial	Tipo de curva	Iajuste		Iajuste		Delay (s)
								Aprim	Asec	Aprim	Asec	
Reactor 2 (SIEMENS 7SJ8)	220	5000	13	100	5	0,06	ANSI I Larga	20	1,00	1600	80,00	0,12

Las curvas de operación obtenidas después de recomendar la curva característica, el pickup y el dial, fueron las siguientes:



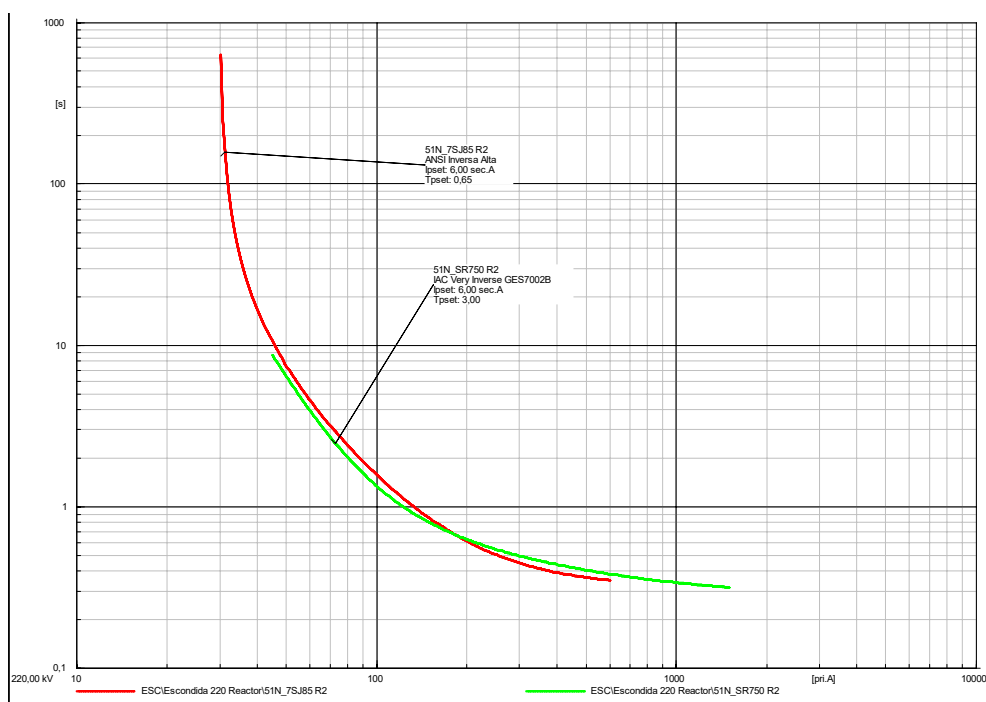
Después de revisar entre las características IEC y ANSI que pueden ajustarse en el relé SIEMENS 7SJ8 se encontró que la curva característica más adecuada para el reactor 2 y 3 para la función ANSI 51N es la ANSI Inversa Alta, adicionalmente se deberá ajustar el dial para poder obtener adecuados tiempos de operación. La ecuación de la característica ANSI Inversa Alta del relé SIEMENS 7SJ8 es la siguiente:

$$t = \left( \frac{19.61}{\left( \frac{\text{Valor umbral } I/I}{\text{Valor umbral } I/I} \right)^2 - 1} + 0.491 \right) \cdot D \quad [s]$$

Se recomienda ajustar el dial y el tipo de curva en los relés SIEMENS 7SJ85 a los valores señalado en azul como se indica en la siguiente tabla:

REACTORES 2 y 3 de 5 Mvar												
						Función 51N				Función 50N		
Equipo	Nivel de Tensión	Pot. Nom (kVA)	In (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Iajuste		Iajuste		Delay (s)
				Aprim	Asec			Aprim	Asec	Aprim	Asec	
Reactor 2 (SIEMENS 7SJ8)	220	5000	13	25	5	0.65	ANSI I Alta	30.0	6.00	OFF	OFF	OFF

Las curvas de operación obtenidas después de recomendar la curva característica, el pickup y el dial, fueron las siguientes:



## 6.3 Validación de funciones de protección de distancia y sobrecorriente para fallas en transformador

Se valida la coordinación entre los relés de los transformadores (estando bloqueadas sus respectivas protecciones diferenciales (87T)) y los relés de las líneas ubicadas en el extremo remoto de los transformadores para las siguientes fallas:

- Fallas en los bujes de 220 kV de los transformadores de la subestación Escondida
- Fallas en lado de 13,8 kV de los transformadores de la subestación Escondida
- Fallas en los bujes de 220 kV de los transformadores de la subestación Laguna Seca
- Fallas en lado de 13,8 kV de los transformadores de la subestación Laguna Seca
- Fallas en los bujes de 220 kV de los transformadores de la subestación Laguna Seca
- Fallas en lado de 69 kV de los transformadores de la subestación Laguna Seca
- Fallas en lado de 220 kV de los transformadores 1, 2 y 3 de S/E Sulfuros
- Fallas en lado de 69 kV de los transformadores 1, 2 y 3 de S/E Sulfuros
- Fallas en lado de 13,8 kV de los transformadores 1 y 2 de S/E Sulfuros
- Fallas en lado de 220 kV de los transformadores 1, 2 y 3 de S/E Coloso
- Fallas en lado de 13,8 kV de los transformadores 1, 2 y 3 de S/E Coloso
- Fallas en lado de 220 kV del transformador 1 de S/E Bombeo No2
- Fallas en lado de 220 kV del transformador 1 de S/E Bombeo No3
- Fallas en lado de 220 kV del transformador 1 de S/E Bombeo No4
- Fallas en lado de 4,16 kV del transformador 1 de S/E Bombeo No2
- Fallas en lado de 4,16 kV del transformador 1 de S/E Bombeo No3
- Fallas en lado de 4,16 kV del transformador 1 de S/E Bombeo No4
- Fallas en lado de 220 kV de los transformadores 1 y 2 de S/E Oxido
- Fallas en lado de 220 kV de los transformadores 1-2 y 3 de S/E Farellón
- Fallas en lado de 6,9 kV de los transformadores 1-2 y 3 de S/E Farellón

- Fallas en lado de 220 kV de los transformadores 1-2 y 3 de S/E Chimborazo
- Fallas en lado de 6,9 kV de los transformadores 1-2 y 3 de S/E Chimborazo
- Fallas en lado de 220 kV de los transformadores 1-2 y 3 de S/E Puri
- Fallas en lado de 6,9 kV de los transformadores 1-2 y 3 de S/E Puri

Los tipos de falla consideradas en las validaciones son trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas, estas últimas de 0 y 20 Ω.

Las fallas en los devanados de alta y baja de los transformadores de las subestaciones pertenecientes a Minera Escondida serán indicados en el **Anexo 5** del presente documento.

De los resultados obtenidos de las simulaciones y que se observan en el Anexo 5 se obtuvo lo siguiente:

#### **Falla en lado de 220 kV TRF 01 y 02 SE LAGUNA SECA**

- Debido a que los transformadores 1, 2 y 3 son de la misma capacidad y características se recomienda habilitar la función de tiempo definido ANSI 50 en el lado de alta de 220 KV de los transformadores 1 y 2, que actualmente se encuentran deshabilitadas, y ajustar a lo siguiente:
  - Función ANSI 50 (Transformadores 1, 2 y 3) = 1800 A pri
  - La temporización recomendada para la función ANSI 50 de los transformadores 1, 2 de la subestación Laguna Seca es de 100 ms, ya que la corriente inrush ( $12 \times I_n = 12 \times 218 \text{ A} = 2623 \text{ A}$ ) es superior al pick up de la función ANSI 50 (1800 A)
- Temporizar la zona 2 en los relés de distancia ANSI 21/21N de la línea Domeyko-Laguna Seca (extremo Domeyko – paño J6) en **400 ms** para obtener un paso de coordinación igual o superior a 300 ms.
- Temporización de la función de sobrecorriente direccional de tierra ANSI 67N en los relés de distancia de la línea Domeyko-Laguna Seca (extremo Domeyko – paño J6) en **700 ms** para obtener un paso de coordinación igual o superior a 300 ms.

#### **Falla en lado de 220 kV TRF 03 SE LAGUNA SECA**

- La temporización recomendada para la función ANSI 50 del transformador 3 de la subestación Laguna Seca es de 100 ms. Este ajuste se debe complementar habilitando en el relé el bloqueo de disparo por inrush con contenido de segundo armónico.
- Temporización de la zona 2 en los relés de distancia ANSI 21/21N de la línea Domeyko-Laguna Seca (extremo Domeyko – paño J6) en **400 ms** para obtener un paso de coordinación igual o superior a 300 ms.
- Temporización de la función de sobrecorriente direccional de tierra ANSI 67N en los relés de distancia de la línea Domeyko-Laguna Seca (extremo Domeyko – paño J6) en **700 ms**.

#### **Falla en lado de 220 kV TRF 03 SE LAGUNA SECA**

- La temporización recomendada para la función ANSI 50N de los transformadores 7 y 8 de la subestación Laguna Seca es de **100 ms**. Este ajuste se debe complementar habilitando en el relé el bloqueo de disparo por inrush con contenido de segundo armónico.
- Temporización de la zona 2 en los relés de distancia ANSI 21/21N de la línea Domeyko-Laguna Seca (extremo Domeyko – paño J6) en **400 ms** para obtener un paso de coordinación igual o superior a 300 ms.
- Temporización de la función de sobrecorriente direccional de tierra ANSI 67N en los relés de distancia de la línea Domeyko-Laguna Seca (extremo Domeyko – paño J6) en **700 ms** para obtener un paso de coordinación igual o superior a 300 ms.

#### **Falla en lado de baja tensión de los transformadores de SE LAGUNA SECA**

Se realizó la verificación de fallas en el lado de baja de los transformadores 1, 2, 3, 7, y 8 de la subestación Laguna Seca y se encontró que no habría operación por parte de las protecciones de distancia ubicadas en la línea Domeyko – Laguna Seca (extremo Domeyko).

#### **Falla en lado de 220 kV TRF 01, 02, 03 y 04 S/E ESCONDIDA**

- Temporización de la zona 2 en el relé de distancia ANSI 21/21N de la línea Domeyko-Escondida (extremo Domeyko – paño J5) en **400 ms**.
- Temporización de la zona 2 en el relé de distancia ANSI 21/21N de la línea Zaldivar-Escondida (extremo Zaldivar – paño J1) en **400 ms**.
- Temporización de la zona 3 (Reversa) en el relé de distancia ANSI 21/21N de la línea Domeyko -Escondida (extremo Escondida – paño J1) en **400 ms**.

#### **Falla en lado de 220 kV TRF DE S/E COLOSO**

- Temporización de la zona 2 en el relé de distancia ANSI 21/21N de las líneas O'higgins-Coloso C1 y C2 (extremo O'higgins – paños J3 y J4) en **400 ms**.

#### **Falla en lado de 220 kV TRF DE S/E P OXIDO:**

- Ajustar el alcance reactivo de zona 1 en el nuevo relé SIEMENS 7SA87 de la subestación Domeyko hacia P.Oxido al 80% de la impedancia de secuencia positiva de la línea Domeyko – Planta de Oxido; es decir:  $0,8 \times 0,4174 \Omega \text{ pri} = 0,3339 \Omega \text{ pri}$  o  $0,013356 \Omega \text{ sec}$ . Adicionalmente se recomienda temporizar la función ANSI 67N del relé de la línea Domeyko – Planta de Oxido (extremo Domeyko) a 600 ms con el fin de obtener un paso de coordinación de 300 ms respecto a la función de distancia.

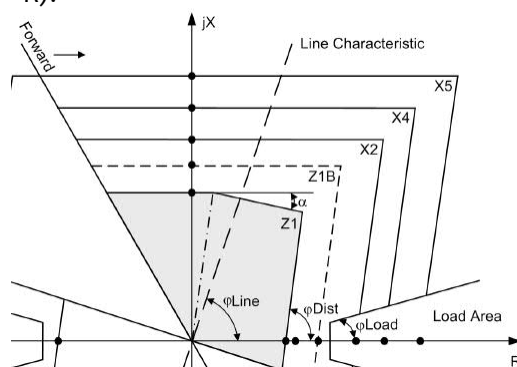
## 6.4 Validación de funciones de protección de Línea

### Análisis de alcances de zona de protección para fallas Resistivas - fallas monofásicas al 99%

Se hicieron cálculos de fallas monofásicas al 99% de las líneas con distintos valores de impedancia de falla para determinar en cuales casos los relés de distancia sobre alcanzarían, es decir, en qué casos tales fallas serían detectadas por el relé de distancia en zona 1.

Para los casos en los que se presenta operación de zona 1 del relé de distancia para fallas monofásicas en el extremo remoto de la línea protegida se consideran dos posibles acciones correctivas:

- En los relés con característica cuadrilateral de zonas de tierra que lo permitan, se recomienda ajustar el ángulo de inclinación del alcance reactivo de zona 1 ( $\alpha$ ). Con este ajuste, el alcance reactivo de zona 1 se inclina respecto a la horizontal (paralela al eje R del plano X – R).



- Para los relés que no permitan ajustar el ángulo de inclinación del alcance reactivo de zona 1 ó en los cuales el ángulo encontrado sea muy alto y reduzca drásticamente el alcance de zona 1, se recomienda reajustar el alcance resistivo de la característica de zona 1.

Se hicieron simulaciones para las dos condiciones operativas los escenarios de Día Laboral/Demanda Alta y Día Domingo/Demanda baja. Los resultados de las simulaciones son los siguientes:

Tabla 9. Análisis de alcance de zonas para fallas monofásicas al 99% - Demanda Alta

SUBESTACIÓN	LÍNEA	Paño	Falla Monofásica al 99%												Falla realizada en salida de línea	Ángulo de reducción de zona 1
			0Ω	1Ω	2Ω	3Ω	4Ω	5Ω	6Ω	7Ω	8Ω	9Ω	10Ω			
Atacama	Atacama- O'higgins 1	J3	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	ATA - OGI 1	0°	
Atacama	Atacama- O'higgins 2	J10	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	ATA - OGI 2	0°	
Chimborazo	Chimborazo -Farellón	J1	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	CHI - FAR	0°	
Chimborazo	Domeyko-Chimborazo	J2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1	CHI - DMY	4°	
Coloso	Coloso-O'higgins	J1	Zona 2	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	COL - OGI	0°	
Coloso	Coloso-O'higgins	J2	Zona 2	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	COL - OGI	0°	
Crucero	Crucero-Laberinto 1	J11	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 3	Zona 3	CRC - LAB	0°	
Domeyko	Domeyko-Chimborazo	J4	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	DMY - CHI	0°	
Domeyko	Domeyko-Puri	J3	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	DMY - PUR	0°	
Domeyko	Domeyko-Escondida	J5	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	DMY - ESC	0°	
Domeyko	Domeyko-Laguna Seca	J6	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	DMY - LSC	0°	
Domeyko	Domeyko-Oxidos	J1	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	DMY - OXI	0°	
Domeyko	Domeyko-Sulfuros	J8	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	DMY - SUL	0°	
Domeyko	Domeyko-O'higgins	J2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 3	--	--	--	--	--	DMY - OGI	0°	
Domeyko	Domeyko-OGP1	J9	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	DMY - OGP1	0°	
Escondida	Escondida-Domeyko	J1	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	--	ESC - DMY	0°	
Escondida	Escondida-Zaldivar	J3	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	--	--	--	--	--	--	ESC - ZAL	0°	
Farellón	Chimborazo -Farellón	J2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	FAR - CHI	0°	
Farellón	O'higgins -Farellón	J1	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 3	Zona 3	Zona 3	Zona 3	FAR - OGI	0°	
Laguna Seca	Laguna Seca-Domeyko	JL1	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	LSC - DMY	0°	
Mejillones	Mejillones-O'higgins	J2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	MEJ - OGI	0°	
O'higgins	O'higgins-Mejillones	J1	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	OGI - MEJ	0°	
O'higgins	O'higgins-Domeyko	J2	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	OGI - DMY	0°	
O'higgins	O'higgins-Coloso	J3	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 3	OGI - COL	0°	
O'higgins	Atacama- O'higgins 1	J8	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	OGI - ATA 1	0°	
O'higgins	Atacama- O'higgins 2	J6	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	OGI - ATA 2	0°	
O'higgins	O'higgins -Puri	J5	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	OGI - PUR	0°	
O'higgins	O'higgins -Kapatutur 1	J7	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 3	Zona 3	--	--	--	OGI - KAP 1	0°	
O'higgins	O'higgins -Kapatutur 2	J10	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 3	Zona 3	--	--	--	OGI - KAP 2	0°	
O'higgins	O'higgins -Farellón	J9	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	OGI - FAR	0°	
OGP1	Domeyko-OGP1	J2	Zona 2	Zona 2	--	--	--	--	--	--	--	--	--	OGP1 - DMY	0°	
OGP1	Nueva Zaldivar-OGP1	J3	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	--	--	--	--	--	--	OGP1 - NZAL	0°	
Puri	O'higgins -Puri	J2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	OGI - PUR	0°	
Puri	Domeyko-Puri	J1	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	OGI - DMY	0°	
Sulfuros	Sulfuros-Nueva Zaldivar	J2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	SUL - NZAL	0°	
Sulfuros	Domeyko-Sulfuros	J1	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	DMY - SUL	0°	

Tabla 10. Análisis de alcance de zonas para fallas monofásicas al 99% - Demanda Baja

SUBESTACIÓN	LÍNEA	Paño	Falla Monofásica al 99%											Falla realizada en salida de línea	Ángulo de reducción de zona 1
			0Ω	1Ω	2Ω	3Ω	4Ω	5Ω	6Ω	7Ω	8Ω	9Ω	10Ω		
Atacama	Atacama- O'higgins 1	J3	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	ATA - OGI 1	0º
Atacama	Atacama- O'higgins 2	J10	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	ATA - OGI 2	0º
Chimborazo	Chimborazo - Farellón	J1	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	CHI - FAR	0º
Chimborazo	Domeyko-Chimborazo	J2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1	CHI - DMY	4º
Coloso	Coloso- O'higgins	J1	Zona 2	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	COL - OGI	0º
Coloso	Coloso- O'higgins	J2	Zona 2	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	COL - OGI	0º
Crucero	Crucero-Laberinto 1	J11	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 3	Zona 3	CRC - LAB	0º
Domeyko	Domeyko-Chimborazo	J4	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	DMY - CHI	0º
Domeyko	Domeyko-Puri	J3	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	DMY - PUR	0º
Domeyko	Domeyko-Escondida	J5	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	DMY - ESC	0º
Domeyko	Domeyko-Laguna Seca	J6	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	DMY - LSC	0º
Domeyko	Domeyko-Oxidos	J1	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 1	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	DMY - OXI	0º
Domeyko	Domeyko-Sulfuros	J8	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	DMY - SUL	0º
Domeyko	Domeyko-O'higgins	J2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 3	--	--	--	--	--	DMY - OGI	0º
Domeyko	Domeyko-OGP1	J9	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	DMY - OGP1	0º
Escondida	Escondida-Domeyko	J1	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	--	ESC - DMY	0º
Escondida	Escondida-Zaldivar	J3	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	--	--	--	--	--	--	ESC - ZAL	0º
Farellón	Chimborazo - Farellón	J2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	FAR - CHI	0º
Farellón	O'higgins - Farellón	J1	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 3	Zona 3	Zona 3	Zona 3	FAR - OGI	0º
Laguna Seca	Laguna Seca-Domeyko	JL1	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	LSC - DMY	0º
Mejillones	Mejillones-O'higgins	J2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	MEJ - OGI	0º
O'higgins	O'higgins-Mejillones	J1	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	OGI - MEJ	0º
O'higgins	O'higgins-Domeyko	J2	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	OGI - DMY	0º
O'higgins	O'higgins-Coloso	J3	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 3	OGI - COL	0º
O'higgins	Atacama- O'higgins 1	J8	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	OGI - ATA 1	0º
O'higgins	Atacama- O'higgins 2	J6	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	OGI - ATA 2	0º
O'higgins	O'higgins -Puri	J5	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	OGI - PUR	0º
O'higgins	O'higgins -Kapatutur 1	J7	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 3	Zona 3	--	--	OGI - KAP 1	0º
O'higgins	O'higgins -Kapatutur 2	J10	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 3	Zona 3	--	--	--	OGI - KAP 2	0º
O'higgins	O'higgins -Farellón	J9	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	OGI - FAR	0º
OGP1	Domeyko-OGP1	J2	Zona 2	Zona 2	--	--	--	--	--	--	--	--	--	OGP1 - DMY	0º
OGP1	Nueva Zaldivar-OGP1	J3	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	--	--	--	--	--	--	OGP1 - NZAL	0º
Puri	O'higgins -Puri	J2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	OGI - PUR	0º
Puri	Domeyko-Puri	J1	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	OGI - DMY	0º
Sulfuros	Sulfuros-Nueva Zaldivar	J2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	SUL - NZAL	0º
Sulfuros	Domeyko-Sulfuros	J1	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	Zona 2	DMY - SUL	0º

De las simulaciones (señalado en color amarillo) se recomienda lo siguiente:

**❖ Subestación Domeyko:**

- Relé de la línea Domeyko – Óxidos (Extremo Domeyko) opera en zona 1 para fallas monofásicas resistivas de 0 a 6  $\Omega$  al 99% del extremo de la subestación Domeyko. Por lo anterior se recomienda el siguiente criterio y ajuste:

Ajustar el alcance reactivo de zona 1 en el nuevo relé SIEMENS 7SA87 de la subestación Domeyko al 80% de la impedancia de secuencia positiva de la línea Domeyko – Planta de Oxido; es decir:

$$0,8 \times 0,4174 \Omega \text{ pri} = 0,3339 \Omega \text{ pri o } 0,013356 \Omega \text{ sec.}$$

**❖ Subestación Chimborazo:**

- Relé de la línea Domeyko – Chimborazo (Extremo Chimborazo) opera en zona 1 para fallas monofásicas resistivas de 4 a 10  $\Omega$  al 99% del extremo de la subestación Chimborazo. Por lo anterior se recomienda ajustar un ángulo de reducción de zona 1 de 4°.

Adicionalmente en el Anexo 8 de Diagramas Tiempo – Distancia se graficaron los relés de distancia de las líneas con el fin de detectar posibles traslapes de zona 2 o posibles sobre alcances de zona 1.

## 6.5 Validación de las funciones de protección de distancia y sobrecorriente

Para el análisis de operación de las protecciones de distancia y sobrecorriente direccional de las líneas de 220 kV del sub-sistema conformado por las líneas de interconexión de las subestaciones Coloso, Crucero, Domeyko, Escondida, Laguna Seca, Mejillones, O'higgins y Óxido se realizaron diferentes simulaciones de distintos tipos de fallas con el fin de determinar el alcance real de las protecciones para los escenarios de GenDiurna/dda Alta y Gen Nocturna/Dda. Estos análisis deben abarcar la mayor cantidad de tipos de fallas posibles y deben hacerse en distintos puntos de las líneas para establecer en cuales casos se podría presentar sobre o sub-alcance de las protecciones de distancia.

Los análisis considerados se dividen en varios tipos de simulaciones, con las que se pretende determinar el comportamiento de los relés ante distintos casos, y son los siguientes:

**Validación:**

- Fallas sólidas trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas en las líneas.  
Se calculan fallas al 0%, 10%, 25%, 50%, 75%, 90% y al 100%
- Tipo de fallas: 3F, 2F, 2F-T, 1F de 0  $\Omega$  y 1F de 0  $\Omega$ , 10  $\Omega$ , 25  $\Omega$  y 50  $\Omega$

Las simulaciones de fallas se realizan en las siguientes líneas:

- Línea 1x220 kV Domeyko - Óxidos Domeyko – Laguna Seca
- Línea 1x220 kV Escondida- Zaldivar
- Línea 1x220 kV Zaldivar- Nueva Zaldivar
- Línea 1x220 kV Domeyko- Escondida
- Línea 1x220 kV Domeyko- OGP1

- Línea 1x220 kV Domeyko- SVC Domeyko
- Línea 1x220 kV Domeyko- Puri
- Línea 1x220 kV Domeyko- Chimborazo
- Línea 1x220 kV Domeyko- Sulfuros
- Línea 1x220 kV Domeyko-O'higgins
- Línea 1x220 kV O'higgins – Coloso C1/C2 y estando su circuito paralelo desconectado y aterrizado
- Línea 1x220 kV O'higgins – Atacama C1
- Línea 1x220 kV O'higgins – Mejillones
- Línea 1x220 kV Crucero – Laberinto C1/C2 y estando su circuito paralelo desconectado y aterrizado
- Línea 1x220 kV Kapatur – Laberinto C2
- Línea 1x220 kV Laberinto – Nueva Zaldivar C1

En el Anexo 2 se presentan los resultados de las validaciones de operación de las funciones de protección de línea con las dos trayectorias desde ambos extremos de las líneas. Este Anexo 2 corresponde a las simulaciones con los ajustes recomendados y en donde existe una adecuada coordinación entre las protecciones pertenecientes a minera Escondida.

## 7 Validación de Ajustes de las Funciones de Protección de relés existentes

Este numeral presenta las validaciones de ajuste de algunas de las funciones de protección asociadas a los equipos que no hacen parte de la modernización de equipos de las subestaciones Coloso, Crucero, Domeyko, Escondida, Laguna Seca, O'higgins y Planta Óxidos pertenecientes a la empresa Minera Escondida.

Las validaciones se realizarán para diferentes tipos de fallas en diferentes puntos de las subestaciones pertenecientes a Minera Escondida y el área de influencia realizadas con base en simulaciones.

### 7.1 Subestación Bombeo N° 2, Bombeo N° 3 y Bombeo N° 4

#### 7.1.1 Validación de función diferencial de Transformador (ANSI 87T)

Los ajustes existentes de la función diferencial de transformador ANSI 87T de los transformadores de la Estación de Bombeo N° 2, N°3 y N° 4, fueron suministrados por Minera Escondida.

A continuación, se presentan el cálculo de los ajustes generales para la función diferencial de transformador para el relé 7UT63 de los transformadores de la Estación de Bombeo N° 2, N°3 y N°4:

Estación Bombeo N°2:

Sn (HV ONAF)=	16,500	kVA
Sn (LV ONAN)=	16,500	kVA
V HV=	220	kV
V LV=	4.16	kV
uk=	7.21%	%
Vmin (max tap)	-12.50%	%
Vmax (min tap)	12.50%	%

	Prim	Sec	Precisión	ERROR CT
CT HV=	70	5	5P	1.05
CT LV=	4000	5	5P	0.95

$$\begin{aligned}
 I_{HV\ Sec} &= I_{HV\ Pma} \times \frac{1}{I_{CT\ HV}} \times \varepsilon \\
 I_{LV\ Sec} &= I_{LV\ Pma} \times \frac{1}{I_{CT\ LV}} \times \varepsilon \\
 I_{ref\ HV} &= I_{n\ HV} \\
 I_{ref\ LV} &= \frac{S_{n\ ref}}{U_{n\ LV} \times \sqrt{3}} \\
 S_{n\ ref} &= S_{n\ LV} \\
 k_{HV} &= \frac{I_{CT\ HV}}{I_{ref\ HV}} \\
 k_{LV} &= \frac{I_{CT\ LV}}{I_{ref\ LV}} \\
 I_{mH} &= k_{HV} \times I_{HV\ Sec} \\
 I_{mL} &= k_{LV} \times I_{LV\ Sec} \\
 I_{diff} &= |I_{mH} - I_{mL}| \\
 I_{rest} &= \max(|I_{mH}|, |I_{mL}|)
 \end{aligned}$$

## CÁLCULO DE Idiff

Tap	VnHV	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idff	Ires
MAX	247500	38.49	2289.97	1.6166	1.7467	0.5554	0.567	0.8978	0.9900	0.0922	0.9900
0	220000	43.30	2289.97	1.6166	1.7467	0.6248	0.567	1.0100	0.9900	0.0200	1.0100
MIN	192500	49.49	2289.97	1.6166	1.7467	0.7140	0.567	1.1543	0.9900	0.1643	1.1543

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

Idff>= 0.20  
Intersection 1 Irest= 1.15

## CÁLCULO DE SLOPE 1

Tap	VnHV	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idff	Ires
MIN	247500	266.92	15880.52	1.6166	1.7467	4.0038	3.772	6.4725	6.5881	0.1156	6.5881
0	220000	300.29	15880.52	1.6166	1.7467	4.5043	3.772	7.2816	6.5881	0.6935	7.2816
MAX	192500	343.18	15880.52	1.6166	1.7467	5.1478	3.772	8.3218	6.5881	1.7337	8.3218

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

50% de corriente máxima de falla calculada con base en la uk del transformador

$$Slope(\%) = \frac{I_{Diff}}{I_{Rest}} \times 100\%$$

Slope1(%) calculado= 20.83

SLOPE1= 40.00

BASEPOINT1=	0.000	I/I0
SLOPE1=	40.00	%

## CÁLCULO DE SLOPE 2

SLOPE2=	80.00	%
---------	-------	---

Intersection 2 Irest=	6.588
ADY1=	2.635
BASEPOINT2=	2.300 I/I0
Idiff>=	6.000

Se hicieron simulaciones de fallas internas y externas para verificar la estabilidad de la protección diferencial.

Dependiendo del grupo de conexión de los devanados se deben hacer los cálculos para obtener las corrientes procesadas por el relé.

Se calculan las corrientes medidas por los TC en cada fase de cada devanado y en el neutro (IL1, IL2, IL3 y 3I0) y dependiendo del grupo vector se calculan las corrientes de *Matching* (IA, IB e IC) internas en el relé, para obtener los valores de corriente diferencial Idiff y corriente de restricción Irest. La forma general de las ecuaciones para el cálculo de las corrientes de *Matching* dependiendo de la conexión del devanado son:

**Dyn1:**

Las matrices de corrección para el cálculo son las siguientes:

$$\text{Wye Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

$$\text{Delta Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -(1-\sqrt{3}) & -1 & -(1+\sqrt{3}) \\ -(1+\sqrt{3}) & -(1-\sqrt{3}) & -1 \\ -1 & -(1+\sqrt{3}) & -(1-\sqrt{3}) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

Se hicieron las simulaciones para fallas en el devanado de Alta tensión (220 kV) y el devanado de baja tensión (4,16 kV) para comprobar la estabilidad de la protección diferencial ante fallas externas y la operatividad ante fallas internas, los resultados son los siguientes:

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase y neutro							
	HV (220 kV)				LV (4,16 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (0 $\Omega$ ) (HVS)	-4,532	7.00	7.00	-4,534	291.00	284.00	411.00	0.00
Falla 1F ext (HVS)	4.00	7.00	7.00	0.00	291.00	284.00	411.00	0.00
Falla 3F int (0 $\Omega$ ) (HVS)	6,953.00	-6,953.00	6,953.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 3F ext Sec (LVS)	528.00	528.00	528.00	0.00	28,269.00	28,269.00	28,269.00	0.00
Falla 2F int (0 $\Omega$ ) (HVS)	6.00	-6,021.00	-6,014.00	0.00	356.00	356.00	0.00	0.00
Falla 2F ext (LVS)	-269.00	528.00	-259.00	0.00	411.00	-24,651.00	24,335.00	0.00
Falla 2F ext. (5 $\Omega$ ) LVS	-17.00	24.00	-10.00	0.00	411.00	-1,246.00	1,021.00	0.00
Falla 2F int. (5 $\Omega$ ) LVS	-17.00	24.00	-10.00	0.00	-411.00	1,246.00	-1,021.00	0.00

Corrientes Matching en relé diferencial					
HV (220 kV)			LV (4,16 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC
1,114.59	-4,126.59	-1,506.00	291.00	284.00	411.00
7.73	4.27	6.00	291.00	284.00	411.00
2,317.67	10,346.30	-5,710.97	0.00	0.00	0.00
528.00	528.00	528.00	28269.00	28269.00	28269.00
-7,485.32	-529.98	-4,013.71	356.00	356.00	0.00
5.77	-460.15	454.37	411.00	-24651.00	24335.00
3.04	-24.67	18.63	411.00	-1246.00	1021.00
3.04	-24.67	18.63	-411.00	1246.00	-1021.00

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA

	IA HV Prim	IA LV Prim	Iref HV	Iref LV	KHV	KLV	IHV sec[°]	ILV sec[°]	ImH	ImM	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (0 $\Omega$ ) (HVS)	1114.59	291.00	38.49	2289.97	1.62	1.75	16.0820	0.072	25.9978	0.1258	25.8720	26.1236	SI
Falla 1F ext (HVS)	7.73	291.00	38.49	2289.97	1.62	1.75	0.1116	0.072	0.1803	0.1258	0.0545	0.3062	NO
Falla 3F int (0 $\Omega$ ) (HVS)	2317.67	0.00	38.49	2289.97	1.62	1.75	33.4406	0.000	54.0595	0.0000	54.0595	54.0595	SI
Falla 3F ext Sec (LVS)	528.00	28269.00	38.49	2289.97	1.62	1.75	7.6183	6.997	12.3156	12.2213	0.0943	24.5368	NO
Falla 2F int (0 $\Omega$ ) (HVS)	-529.98	356.00	38.49	2289.97	1.62	1.75	-7.6468	0.088	-12.3617	0.1539	12.5156	12.5156	SI
Falla 2F ext (LVS)	-460.15	-24651.00	38.49	2289.97	1.62	1.75	-6.6393	-6.101	-10.7329	-10.6571	0.0758	21.3901	NO
Falla 2F ext. LVS (5 $\Omega$ )	-24.67	-1246.00	38.49	2289.97	1.62	1.75	-0.3560	-0.308	-0.5755	-0.5387	0.0368	1.1141	NO
Falla 2F int. LVS (5 $\Omega$ )	-24.67	1246.00	38.49	2289.97	1.62	1.75	-0.3560	0.308	-0.5755	0.5387	1.1141	1.1141	SI

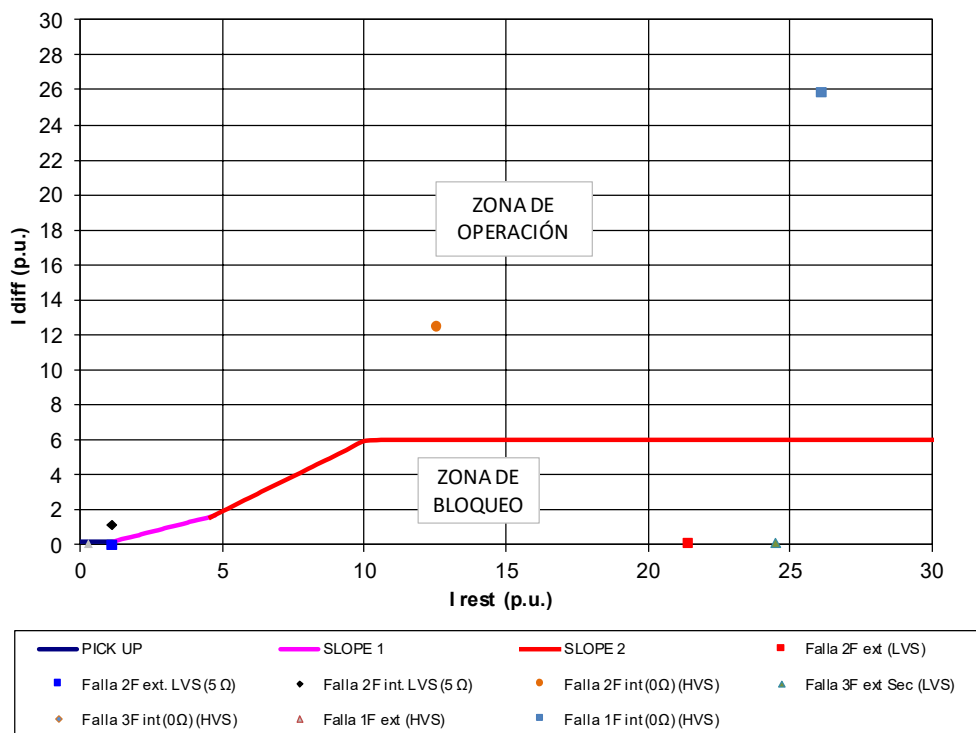
Notas:

A) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CT's.

B) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se supone con base en la clase de precisión de los TC.

C) Se supone error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja.

### Transformador Estación de Bombeo N° 2 16,5 MVA



### Estación Bombeo N°3:

Sn (HV ONAF)=	16,500	kVA
Sn (LV ONAN)=	16,500	kVA
V HV=	220	kV
V LV=	4.16	kV
uk=	7.21%	%
Vmin (max tap)	-12.50%	%
Vmax (min tap)	12.50%	%

	Prim	Sec	Precisión	ERROR CT
CT HV=	70	5	5P	1.05
CT LV=	4000	5	5P	0.95

$$I_{HV Sec} = I_{HV Pma} \times \frac{1}{ICT_{HV}} \times \epsilon$$

$$I_{LV Sec} = I_{LV Pma} \times \frac{1}{ICT_{LV}} \times \epsilon$$

$$I_{ref_{HV}} = I_{n_{HV}}$$

$$I_{ref_{LV}} = \frac{Sn_{ref}}{Un_{LV} \times \sqrt{3}}$$

$$k_{HV} = \frac{ICT_{HV}}{I_{ref_{HV}}}$$

$$k_{LV} = \frac{ICT_{LV}}{I_{ref_{LV}}}$$

$$I_{mH} = k_{HV} \times I_{HV Sec}$$

$$I_{mL} = k_{LV} \times I_{LV Sec}$$

$$I_{diff} = |I_{mH} - I_{mL}|$$

$$I_{rest} = \max(|I_{mH}|, |I_{mL}|)$$

$$Sn_{ref} = Sn_{HV}$$

#### CÁLCULO DE Idiff

Tap	VnHV	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idff	Ires
MAX	247500	38.49	2289.97	1.6166	1.7467	0.5554	0.567	0.8978	0.9900	0.0922	0.9900
0	220000	43.30	2289.97	1.6166	1.7467	0.6248	0.567	1.0100	0.9900	0.0200	1.0100
MIN	192500	49.49	2289.97	1.6166	1.7467	0.7140	0.567	1.1543	0.9900	0.1643	1.1543

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

Idiff >=	0.20
Intersection 1 Irest =	1.15

#### CÁLCULO DE SLOPE 1

Tap	VnHV	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idff	Ires
MIN	247500	266.92	15880.52	1.6166	1.7467	4.0038	3.772	6.4725	6.5881	0.1156	6.5881
0	220000	300.29	15880.52	1.6166	1.7467	4.5043	3.772	7.2816	6.5881	0.6935	7.2816
MAX	192500	343.18	15880.52	1.6166	1.7467	5.1478	3.772	8.3218	6.5881	1.7337	8.3218

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

50% de corriente máxima de falla calculada con base en la uk del transformador

$$Slope(\%) = \frac{I_{diff}}{I_{rest}} \times 100 \%$$

Slope1(%) calculado= 20.83

SLOPE1= 40.00

BASEPOINT1=	0.000	I/I0
SLOPE1=	40.00	%

**CÁLCULO DE SLOPE 2**

SLOPE2=	80.00	%
---------	-------	---

Intersection 2 Irest=	6.588	
ADY1=	2.635	
BASEPOINT2=	2.300	I/Io
ldiff>=	6.000	

Se hicieron simulaciones de fallas internas y externas para verificar la estabilidad de la protección diferencial.

Dependiendo del grupo de conexión de los devanados se deben hacer los cálculos para obtener las corrientes procesadas por el relé.

Se calculan las corrientes medidas por los TC en cada fase de cada devanado y en el neutro (IL1, IL2, IL3 y 3I0) y dependiendo del grupo vector se calculan las corrientes de *Matching* (IA, IB e IC) internas en el relé, para obtener los valores de corriente diferencial Idiff y corriente de restricción Irest. La forma general de las ecuaciones para el cálculo de las corrientes de *Matching* dependiendo de la conexión del devanado son:

**Dyn1:**

Las matrices de corrección para el cálculo son las siguientes:

$$\text{Wye Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

$$\text{Delta Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -(1-\sqrt{3}) & -1 & -(1+\sqrt{3}) \\ -(1+\sqrt{3}) & -(1-\sqrt{3}) & -1 \\ -1 & -(1+\sqrt{3}) & -(1-\sqrt{3}) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

Se hicieron las simulaciones para fallas en el devanado de Alta tensión (220 kV) y el devanado de baja tensión (4,16 kV) para comprobar la estabilidad de la protección diferencial ante fallas externas y la operatividad ante fallas internas, los resultados son los siguientes:

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase y neutro							
	HV (220 kV)				LV (4,16 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (0Ω) (HVS)	-3,811	7.00	7.00	-3,813	275.00	279.00	415.00	0.00
Falla 1F ext (HVS)	4.00	7.00	7.00	0.00	275.00	280.00	415.00	0.00
Falla 3F int (0Ω) (HVS)	5,188.00	-5,188.00	5,188.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 3F ext Sec (LVS)	513.00	513.00	513.00	0.00	27,470.00	27,470.00	27,470.00	0.00
Falla 2F int (0Ω) (HVS)	8.00	-4,492.00	-4,485.00	0.00	360.00	360.00	0.00	0.00
Falla 2F ext (LVS)	-262.00	513.00	-251.00	0.00	415.00	-23,976.00	23,643.00	0.00
Falla 2F ext. (5 Ω) LVS	-17.00	24.00	-10.00	0.00	415.00	-1,241.00	1,026.00	0.00
Falla 2F int. (5 Ω) LVS	-17.00	24.00	-10.00	0.00	-415.00	1,241.00	-1,027.00	0.00

Corrientes Matching en relé diferencial					
HV (220 kV)			LV (4,16 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC
938.66	-3,469.99	-1,265.67	275.00	279.00	415.00
7.73	4.27	6.00	275.00	280.00	415.00
1,729.33	7,719.92	-4,261.25	0.00	0.00	0.00
513.00	513.00	513.00	27470.00	27470.00	27470.00
-5,583.70	-391.59	-2,993.71	360.00	360.00	0.00
6.35	-447.45	441.10	415.00	-23976.00	23643.00
3.04	-24.67	18.63	415.00	-1241.00	1026.00
3.04	-24.67	18.63	-415.00	1241.00	-1027.00

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA

	IA HV Prim	IA LV Prim	IrefHV	IrefLV	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImM	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (0Ω) (HVS)	938.66	275.00	38.49	2289.97	1.62	1.75	13.5435	0.068	21.8941	0.1189	21.7752	22.0130	SI
Falla 1F ext (HVS)	7.73	275.00	38.49	2289.97	1.62	1.75	0.1116	0.068	0.1803	0.1189	0.0615	0.2992	NO
Falla 3F int (0Ω) (HVS)	1729.33	0.00	38.49	2289.97	1.62	1.75	24.9518	0.000	40.3366	0.0000	40.3366	40.3366	SI
Falla 3F ext Sec (LVS)	513.00	27470.00	38.49	2289.97	1.62	1.75	7.4019	6.799	11.9657	11.8758	0.0899	23.8415	NO
Falla 2F int (0Ω) (HVS)	-391.59	360.00	38.49	2289.97	1.62	1.75	-5.6501	0.089	-9.1338	0.1556	9.2895	9.2895	SI
Falla 2F ext (LVS)	-447.45	-23976.00	38.49	2289.97	1.62	1.75	-6.4560	-5.934	-10.4367	-10.3653	0.0714	20.8020	NO
Falla 2F ext. LVS (5 Ω)	-24.67	-1241.00	38.49	2289.97	1.62	1.75	-0.3560	-0.307	-0.5755	-0.5365	0.0389	1.1120	NO
Falla 2F int. LVS (5 Ω)	-24.67	1241.00	38.49	2289.97	1.62	1.75	-0.3560	0.307	-0.5755	0.5365	1.1120	1.1120	SI

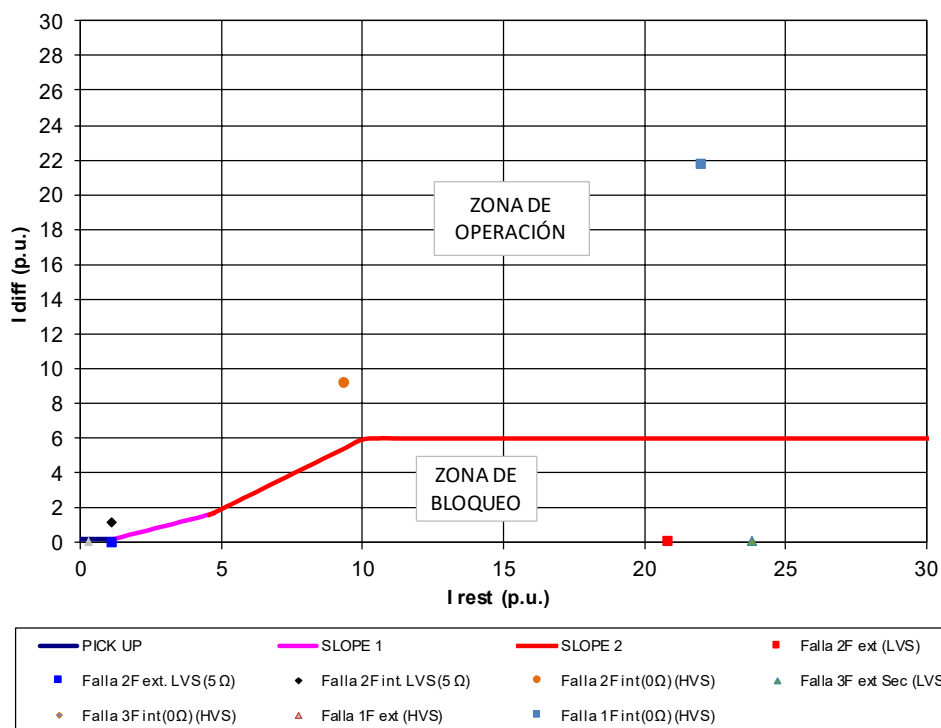
Notas:

A) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.

B) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se supone con base en la clase de precisión de los TC.

C) Se supone error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja.

## Transformador Estación de Bombeo N° 3 16,5 MVA



## Estación Bombeo N°4:

Sn (HV ONAF)=	16,500	kVA
Sn (LV ONAN)=	16,500	kVA
V HV=	220	kV
V LV=	4.16	kV
uk=	7.21%	%
Vmin (max tap)	-12.50%	%
Vmax (min tap)	12.50%	%

	Prim	Sec	Precisión	ERROR CT
CT HV=	70	5	5P	1.05
CT LV=	4000	5	5P	0.95

$$I_{HV Sec} = I_{HV Pmb} \times \frac{1}{ICT_{HV}} \times \epsilon \quad I_{ref_{HV}} = I_{n_{HV}} \quad k_{HV} = \frac{ICT_{HV}}{I_{ref_{HV}}} \quad I_{mH} = k_{HV} \times I_{HV Sec} \quad I_{diff} = |I_{mH} - I_{mL}|$$

$$I_{LV Sec} = I_{LV Pmb} \times \frac{1}{ICT_{LV}} \times \epsilon \quad I_{ref_{LV}} = \frac{S_{n_{ref}}}{U_{n_{LV}} \times \sqrt{3}} \quad k_{LV} = \frac{ICT_{LV}}{I_{ref_{LV}}} \quad I_{mL} = k_{LV} \times I_{LV Sec} \quad I_{rest} = \max(|I_{mH}|, |I_{mL}|)$$

$$S_{n_{ref}} = S_{n_{HV}}$$

### CÁLCULO DE Idiff

Tap	VnHV	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idff	Ires
MAX	247500	38.49	2289.97	1.6166	1.7467	0.5554	0.567	0.8978	0.9900	0.0922	0.9900
0	220000	43.30	2289.97	1.6166	1.7467	0.6248	0.567	1.0100	0.9900	0.0200	1.0100
MIN	192500	49.49	2289.97	1.6166	1.7467	0.7140	0.567	1.1543	0.9900	0.1643	1.1543

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

Idiff >= 0.20  
Intersection 1 Irest= 1.15

### CÁLCULO DE SLOPE 1

Tap	VnHV	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idff	Ires
MIN	247500	266.92	15880.52	1.6166	1.7467	4.0038	3.772	6.4725	6.5881	0.1156	6.5881
0	220000	300.29	15880.52	1.6166	1.7467	4.5043	3.772	7.2816	6.5881	0.6935	7.2816
MAX	192500	343.18	15880.52	1.6166	1.7467	5.1478	3.772	8.3218	6.5881	1.7337	8.3218

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

50% de corriente máxima de falla calculada con base en la uk del transformador

$$Slope(\%) = \frac{I_{diff}}{I_{rest}} \times 100 \%$$

Slope1(%) calculado= 20.83

SLOPE1= 40.00

BASEPOINT1=	0.000	I/I0
SLOPE1=	40.00	%

### CÁLCULO DE SLOPE 2

SLOPE2=	80.00	%
---------	-------	---

Intersection 2 Irest=	6.588
ADY1=	2.635
BASEPOINT2=	2.300
Idiff >=	6.000

Se hicieron simulaciones de fallas internas y externas para verificar la estabilidad de la protección diferencial.

Dependiendo del grupo de conexión de los devanados se deben hacer los cálculos para obtener las corrientes procesadas por el relé.

Se calculan las corrientes medidas por los TC en cada fase de cada devanado y en el neutro (IL1, IL2, IL3 y 3I0) y dependiendo del grupo vector se calculan las corrientes de Matching (IA, IB e IC) internas en el relé, para obtener los valores de corriente diferencial Idiff y corriente de restricción Irest. La forma general de las ecuaciones para el cálculo de las corrientes de Matching dependiendo de la conexión del devanado son:

### Dyn1:

Las matrices de corrección para el cálculo son las siguientes:

$$\text{Wye Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

$$\text{Delta Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -(1-\sqrt{3}) & -1 & -(1+\sqrt{3}) \\ -(1+\sqrt{3}) & -(1-\sqrt{3}) & -1 \\ -1 & -(1+\sqrt{3}) & -(1-\sqrt{3}) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

Se hicieron las simulaciones para fallas en el devanado de Alta tensión (220 kV) y el devanado de baja tensión (4,16 kV) para comprobar la estabilidad de la protección diferencial ante fallas externas y la operatividad ante fallas internas, los resultados son los siguientes:

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase y neutro							
	HV (220 kV)				LV (4,16 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (0Ω) (HVS)	-5,279	7.00	7.00	-5,280	269.00	277.00	425.00	0.00
Falla 1F ext (HVS)	4.00	7.00	7.00	0.00	270.00	278.00	425.00	0.00
Falla 3F int (0Ω) (HVS)	6,601.00	-6,601.00	6,601.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 3F ext Sec (LVS)	518.00	518.00	518.00	0.00	27,721.00	27,721.00	27,721.00	0.00
Falla 2F int (0Ω) (HVS)	8.00	-5,716.00	-5,708.00	0.00	368.00	368.00	0.00	0.00
Falla 2F ext (LVS)	-265.00	518.00	-253.00	0.00	425.00	-24,197.00	23,843.00	0.00
Falla 2F ext. (5 Ω) LVS	-17.00	24.00	-11.00	0.00	425.00	-1,249.00	1,045.00	0.00
Falla 2F int. (5 Ω) LVS	-17.00	24.00	-11.00	0.00	-425.00	1,249.00	-1,046.00	0.00

Corrientes Matching en relé diferencial					
HV (220 kV)			LV (4,16 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC
1,296.87	-4,806.87	-1,755.00	269.00	277.00	425.00
7.73	4.27	6.00	270.00	278.00	425.00
2,200.33	9,822.51	-5,421.84	0.00	0.00	0.00
518.00	518.00	518.00	27721.00	27721.00	27721.00
-7,105.47	-500.58	-3,809.95	368.00	368.00	0.00
6.93	-452.07	445.14	425.00	-24197.00	23843.00
2.13	-25.00	18.87	425.00	-1249.00	1045.00
2.13	-25.00	18.87	-425.00	1249.00	-1046.00

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA

	IAHV Prim	IALV Prim	IrefHV	IrefLV	KHV	KLV	IHVsec[°]	ILVsec[°]	ImH	ImM	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (0Ω) (HVS)	1296.87	269.00	38.49	2273.58	1.62	1.76	18.7120	0.067	30.2495	0.1171	30.1324	30.3666	SI
Falla 1F ext (HVS)	7.73	270.00	38.49	2273.58	1.62	1.76	0.1116	0.067	0.1803	0.1176	0.0628	0.2979	NO
Falla 3F int (0Ω) (HVS)	2200.33	0.00	38.49	2273.58	1.62	1.76	31.7477	0.000	51.3227	0.0000	51.3227	51.3227	SI
Falla 3F ext Sec (LVS)	518.00	27721.00	38.49	2273.58	1.62	1.76	7.4740	6.861	12.0823	12.0708	0.0116	24.1531	NO
Falla 2F int (0Ω) (HVS)	-500.58	368.00	38.49	2273.58	1.62	1.76	-7.2227	0.091	-11.6760	0.1602	11.8363	11.8363	SI
Falla 2F ext (LVS)	-452.07	-24197.00	38.49	2273.58	1.62	1.76	-6.5227	-5.989	-10.5444	-10.5363	0.0081	21.0807	NO
Falla 2F ext. LVS (5 Ω)	-25.00	-1249.00	38.49	2273.58	1.62	1.76	-0.3608	-0.309	-0.5832	-0.5439	0.0394	1.1271	NO
Falla 2F int. LVS (5 Ω)	-25.00	1249.00	38.49	2273.58	1.62	1.76	-0.3608	0.309	-0.5832	0.5439	1.1271	1.1271	SI

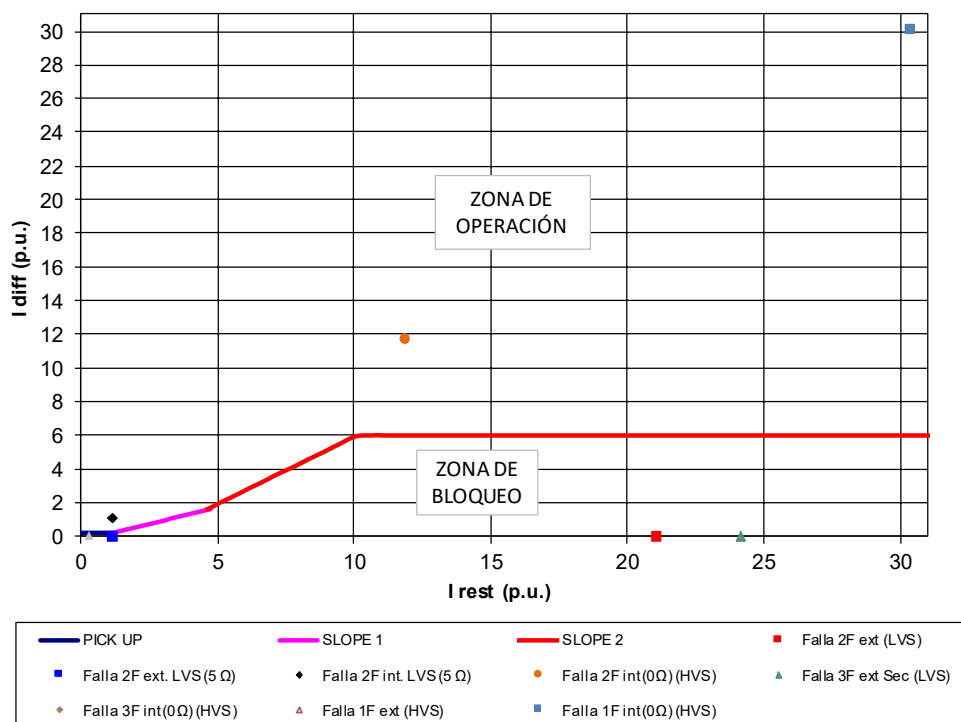
Notas:

A.) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.

B.) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se supone con base en la clase de precisión de los TC.

C.) Se supone error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja.

### Transformador Estación de Bombeo N° 4 16,5 MVA



#### 7.1.2 Validación de función Falla Interruptor (ANSI 50BF)

Los criterios de ajuste recomendados para la función ANSI 50BF en los transformadores son los siguientes:

Fases:	
Menor valor entre:	130% $I_n$ del transformador
	120% $I_n$ del TC
Tierra:	
Menor valor entre:	40% $I_n$ del transformador
	20% $I_n$ del TC

Los ajustes que se tiene de la función ANSI 50BF de los transformadores de la Estación de Bombeo N° 1, N°2 y N°3 son los siguientes:

#### 4.5 Group 50BF Breaker Failure; Group 50BF

Group 50BF Breaker Failure; Group 50BF

No.	Settings	Value	Group
3901	50BF Breaker Failure Protection	ON	A
3902	50BF Pickup current threshold	1,00 A	A
3904	Delay after 1pole start for local trip	oo sec	A
3905	Delay after 3pole start for local trip	oo sec	A
3906	Delay of 2nd element for busbar trip	0,20 sec	A
3907	Delay for start with defective bkr.	oo sec	A
3908	Trip output selection with defective bkr	NO	A
3909	Check Breaker contacts	NO	A
3913	T2 Start Criteria	Parallel with delay time T1	A

Se debe verificar que el valor de ajuste del Pickup este dentro de lo recomendado:

Se recomienda ajustar los parámetros 3904 y 3905 (retrip) en 10 ms

**Corriente nominal del transformador  
@220 kV:**

$$= 16500 \text{ kVA} / (\sqrt{3} \times 220 \text{ kV})$$

$$= 43,3 \text{ A}$$

Factor de sobrecarga (40%)

$$= 0,4 \times 43,3 \text{ A}$$

$$= 17,32 \text{ A}$$

**Corriente nominal primaria del CT**

$$= 70 \text{ A}$$

Factor de sobrecarga (20%)

$$= 0,2 \times 70 \text{ A}$$

$$= 14 \text{ A}$$

**Menor valor de ajuste**

$$= 14 \text{ A}$$

En valores secundarios:

$$\text{RTC} = 70:5$$

$$= (14 \times 5) / 70$$

$$= 1,0 \text{ Asec}$$

Por lo tanto, el ajuste de corriente Pickup de la función ANSI 50BF en los transformadores de las estaciones de Bombeo N°1, N°2 y N°3, estarían cumpliendo.

Se recomienda ajustar los parámetros 3904 y 3905 (retrip) en 10 ms

## 7.2 Subestación Coloso

### 7.2.1 Validación de función diferencial de Barra (ANSI 87B)

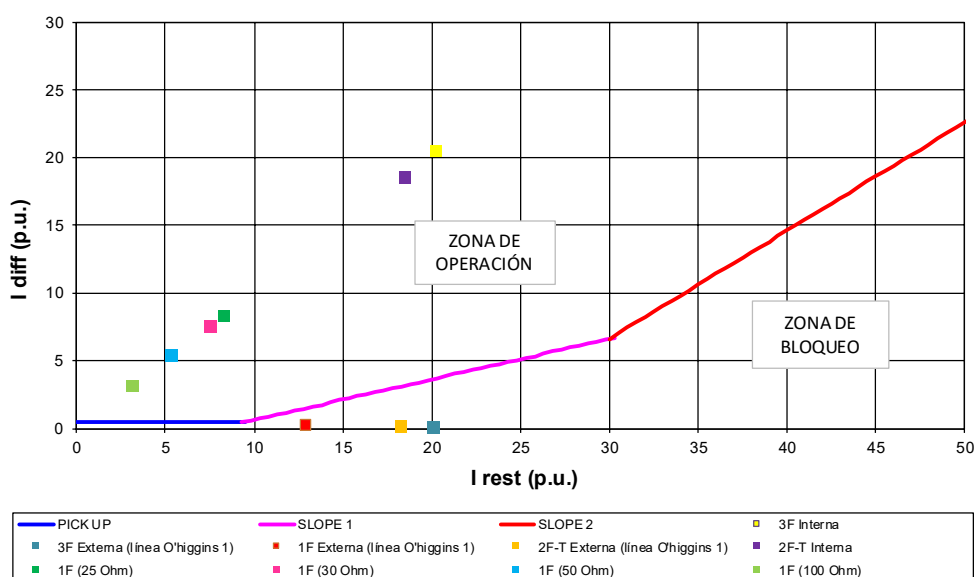
A continuación, se muestran los resultados de operación ante fallas externas (línea Coloso – O'higgins 1 220 kV) e internas sólidas y resistivas (25Ω, 30Ω, 50Ω y 100Ω) en donde se consideran los aportes de cada paño a la falla en barra.

Falla Simulada	Iprim				
	J1 (O'higgins 1)	J2 (O'higgins 2)	JT2 (Trafo 2)	JT3 (Trafo 3)	JT4 (Trafo 4)
3F Interna	4282	4282	0.0	0.0	0.0
3F Externa (línea O'higgins 1)	-4239	4240	0.0	0.0	0.0
1F Externa (línea O'higgins 1)	-2703	2720	14	9.0	9.0
2F-T Externa (línea O'higgins 1)	-3825	3848	11	7.0	7.0
2F-T Interna	3887	3886	11	7.0	7.0
1F (25 Ohm)	1720	1720	20	13	13
1F (30 Ohm)	1557	1557	21	13	14
1F (50 Ohm)	1107	1107	23	14	15
1F (100 Ohm)	629	629	24	15	15

I sec (considerando errores de 5%)					Id	Is
J1 (O'higgins)	J2 (O'higgins)	JT2 (Trafo 2)	JT3 (Trafo 3)	JT4 (Trafo 4)		
10.17	10.17	0.00	0.00	0.00	20.34	20.34
-10.07	10.07	0.00	0.00	0.00	0.00	20.14
-6.42	6.46	0.03	0.02	0.02	0.12	12.96
-9.08	9.14	0.03	0.02	0.02	0.11	18.28
9.23	9.23	0.03	0.02	0.02	18.52	18.52
4.09	4.09	0.05	0.03	0.03	8.28	8.28
3.70	3.70	0.05	0.03	0.03	7.51	7.51
2.63	2.63	0.05	0.03	0.04	5.38	5.38
1.49	1.49	0.06	0.04	0.04	3.12	3.12

Con los valores de Id e Is se puede establecer la posición de los valores de falla sobre la característica diferencial porcentual:



Como se puede observar con los ajustes actuales para la protección diferencial de barra (ANSI 87B) en las barras de la subestación Coloso 220 kV, es estable ante falla externa sólidas trifásica, bifásicas a tierra y monofásicas y opera adecuadamente (en zona de disparo) ante fallas trifásicas y monofásicas resistivas de 25  $\Omega$ , 30  $\Omega$ , 50  $\Omega$  y 100  $\Omega$  en la barra.

## 7.2.2 Validación de función diferencial de Transformador (ANSI 87T)

Los ajustes existentes de la función diferencial de transformador ANSI 87T de los transformadores TR2, TR3 y TR4 de la subestación Coloso, fueron suministrados por Minera Escondida.

A continuación, se presentan los ajustes generales para la función diferencial de transformador para el relé 7UT8 de los transformadores TR2, TR3 y TR4 de la subestación Coloso:

TR2:

Sn (HV ONAF)=	80.000	kVA		Prim	Sec
Sn (LV1 ONAF)=	44.000	kVA		CT HV=	300
Sn (LV2 ONAF)=	36.000	kVA		CT LV1=	2000
V HV=	220	kV		CT LV2=	3000
V LV1=	13,8	kV			
V LV2=	6,9	kV			
uk <sub>H.M</sub> @80MVA=	14,27%	%			
Vmin (max tap)	-10,00%	%			
Vmax (min tap)	10,00%	%			

TR3:

Sn (HV ONAF)=	80.000	kVA		Prim	Sec
Sn (LV1 ONAF)=	44.000	kVA		CT HV=	600
Sn (LV2 ONAF)=	36.000	kVA		CT LV1=	2000
V HV=	220	kV		CT LV2=	3000
V LV1=	13,8	kV			
V LV2=	6,9	kV			
uk <sub>H.M</sub> @80MVA=	13,25%	%			
Vmin (max tap)	-10,00%	%			
Vmax (min tap)	10,00%	%			

TR4:

Sn (HV ONAF)=	80.000	kVA		Prim	Sec
Sn (LV1 ONAF)=	44.000	kVA		CT HV=	600
Sn (LV2 ONAF)=	36.000	kVA		CT LV1=	2000
V HV=	220	kV		CT LV2=	3000
V LV1=	13,8	kV			
V LV2=	6,9	kV			
uk <sub>H.M</sub> @80MVA=	13,73%	%			
Vmin (max tap)	-10,00%	%			
Vmax (min tap)	10,00%	%			

$$\begin{aligned}
 I_{HVSec} &= I_{HVPma} \times \frac{1}{ICT_{HV}} \times \varepsilon & I_{ref_{HV}} &= I_{n_{HV}} & k_{HV} &= \frac{ICT_{HV}}{I_{ref_{HV}}} & I_{mH} &= k_{HV} \times I_{HVSec} & I_{diff} &= |I_{mH} - I_{mM} - I_{mL}| \\
 I_{MVSec} &= I_{MVPma} \times \frac{1}{ICT_{MV}} \times \varepsilon & I_{ref_{MV}} &= \frac{Sn_{ref}}{Un_{MV} \times \sqrt{3}} & k_{MV} &= \frac{ICT_{MV}}{I_{ref_{MV}}} & I_{mM} &= k_{MV} \times I_{MVSec} & I_{rest} &= \max(|I_{mH}|; |I_{mM}|; |I_{mL}|) \\
 I_{LVSec} &= I_{LVPma} \times \frac{1}{ICT_{LV}} \times \varepsilon & I_{ref_{LV}} &= \frac{Sn_{ref}}{Un_{LV} \times \sqrt{3}} & k_{LV} &= \frac{ICT_{LV}}{I_{ref_{LV}}} & I_{mL} &= k_{LV} \times I_{LVSec} \\
 & & Sn_{ref} &= Sn_{HV} & & & & & &
 \end{aligned}$$

## Característica 87T – Transformadores T02, T03 y T04

TRANSFORMER DIFFERENTIAL PROTECTION (87T)	
...2311:186: General:Protection Mode	Transformer
...2311:100: General:Meas. gnd. current side 1	yes
...2311:101: General:Meas. gnd. current side 2	no
...2311:102: General:Meas. gnd. current side 3	no
...2311:191: General:Reference side is	Side 1
...11041:1: I-DIFF:Mode	on
...11041:2: I-DIFF:Operate & flt.rec.blocked	no
...11041:6: I-DIFF:Operate delay	0,00 [s]
...11041:3: I-DIFF:Threshold	0,3 I/IObj
...11041:100: I-DIFF:Slope 1	0,41
...11041:101: I-DIFF:Intersection 1 Irest	0,71 I/IObj
...11041:102: I-DIFF:Slope 2	0,80
...11041:103: I-DIFF:Intersection 2 Irest	2,5 I/IObj
...11041:115: I-DIFF:Blocking with 2.harmonic	yes
...11041:116: I-DIFF:2nd harmonic content	0,15
...11041:117: I-DIFF:Crossblock. time 2nd har.	0,00 [s]
...11041:118: I-DIFF:Blocking with CWA	yes
...11041:124: I-DIFF:Blocking with 5th harm.	yes
...11041:125: I-DIFF:5th harmonics content	0,30
...11041:126: I-DIFF:Crossblock. time 5th har.	0,00 [s]
...11041:127: I-DIFF:Limit Idiff 3. 5. harmonics	1,5 I/IObj
...11071:1: I-DIFF fast:Mode	on
...11071:3: I-DIFF fast:Threshold	9,9 I/IObj
...11071:6: I-DIFF fast:Operate delay	0,00 [s]
...11071:100: I-DIFF fast:Operate & flt.rec. blocked	no

Se hicieron simulaciones de fallas internas y externas para verificar la estabilidad de la protección diferencial.

Dependiendo del grupo de conexión de los devanados se deben hacer los cálculos para obtener las corrientes procesadas por el relé.

Se calculan las corrientes medidas por los TC en cada fase de cada devanado y en el neutro (IL1, IL2, IL3 y 3I0) y dependiendo del grupo vector se calculan las corrientes de *Matching* (IA, IB e IC) internas en el relé, para obtener los valores de corriente diferencial  $I_{diff}$  y corriente de restricción  $I_{rest}$ . La forma general de las ecuaciones para el cálculo de las corrientes de *Matching* dependiendo de la conexión del devanado que en este caso es YnYnd1.

Se hicieron las simulaciones para fallas en el devanado de Alta (220 kV) y los devanados de media (13,8 kV) y baja (6,9 kV) para comprobar la estabilidad de la protección diferencial ante fallas externas y la operatividad ante fallas internas. Los resultados son los siguientes:

### Transformador 02\_Coloso:

#### Fallas en lado de 6,9 kV:

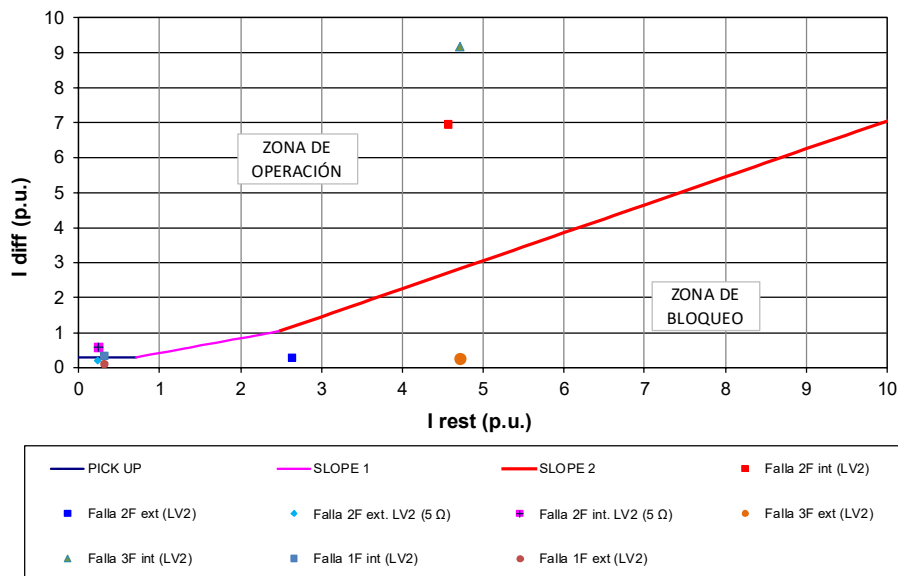
Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase TRF 02											
	HV (220 kV)				LV1 (13,8 kV)				LV2 (6,90 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (LV2)	30	-25	-35	0,00	-396	396	396	0,00	390	-195	-195	0,00
Falla 1F ext (LV2)	30	-25	-35	0,00	396	396	396	0,00	390	-195	-195	0,00
Falla 3F int (LV2)	979	979	979	0,00	364	364	364	0,00	-30.931	-30.931	-30.931	0,00
Falla 3F ext (LV2)	979	979	979	0,00	-364	-364	-364	0,00	30.931	30.931	30.931	0,00
Falla 2F int (LV2)	-470	-509	978	0,00	396	381	364	0,00	-26.764	0	26.764	0,00
Falla 2F ext (LV2)	470	509	978	0,00	-396	-381	364	0,00	26.764	0	26.764	0,00
Falla 2F ext LV2 (5 Ω)	46	40	75	0,00	-395	-397	395	0,00	1.403	0	1.403	0,00
Falla 2F int LV2 (5 Ω)	-46	-40	75	0,00	395	397	395	0,00	-1.403	0	1.403	0,00

Corrientes Matching en relé diferencial TR 02								
HV (220 kV)			LV1 (13,8 kV)			LV2 (6,9 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC
30,00	-25,00	-35,00	-396,00	396,00	396,00	-337,75	337,75	0,00
30,00	-25,00	-35,00	396,00	396,00	396,00	-337,75	337,75	0,00
979,00	979,00	979,00	364,00	364,00	364,00	-30931,00	-30931,00	-30931,00
979,00	979,00	979,00	-364,00	-364,00	-364,00	30931,00	30931,00	30931,00
-470,00	-509,00	978,00	396,00	381,00	364,00	30904,41	-15452,20	-15452,20
470,00	509,00	978,00	-396,00	-381,00	364,00	17842,67	33294,87	2390,46
46,00	40,00	75,00	-395,00	-397,00	395,00	935,33	1745,36	125,31
-46,00	-40,00	75,00	395,00	397,00	395,00	1620,04	-810,02	-810,02

#### VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA TRF 02

	IA HV Prim	IA LV1 Prim	IA LV2 Prim	Iref HV	Iref LV1	Iref LV2	KHV	KL V1	KL V2	IHV seg[1]	ILV2 seg[1]	ILV1 seg[1]	ImH	ImL1	ImL2	I <sub>diff</sub>	I <sub>res</sub>	Relé Opera
Falla 1F int (LV2)	30,00	-396,00	-337,75	233,27	3346,96	6693,92	1,43	0,60	0,45	0,1010	-0,196	-0,111	0,1443	-0,1171	-0,0500	0,3114	0,3114	SI
Falla 1F ext (LV2)	30,00	396,00	-337,75	233,27	3346,96	6693,92	1,43	0,60	0,45	0,1010	0,196	-0,111	0,1443	0,1171	-0,0500	0,0771	0,3114	NO
Falla 3F int (LV2)	979,00	364,00	-30931,00	233,27	3346,96	6693,92	1,43	0,60	0,45	3,2960	0,180	-10,207	4,7097	0,1077	-4,5746	9,1766	4,7097	SI
Falla 3F ext (LV2)	979,00	-364,00	30931,00	233,27	3346,96	6693,92	1,43	0,60	0,45	3,2960	-0,180	10,207	4,7097	-0,1077	4,5746	0,2429	4,7097	NO
Falla 2F int (LV2)	-470,00	396,00	30904,41	233,27	3346,96	6693,92	1,43	0,60	0,45	-1,5823	0,196	10,198	-2,2611	0,1171	4,5706	6,9488	4,5706	SI
Falla 2F ext (LV2)	470,00	-396,00	17842,67	233,27	3346,96	6693,92	1,43	0,60	0,45	1,5823	-0,196	5,888	2,2611	-0,1171	2,6388	0,2607	2,6388	NO
Falla 2F ext LV2 (5 Ω)	46,00	-395,00	935,33	233,27	3346,96	6693,92	1,43	0,60	0,45	0,1549	-0,196	0,309	0,2213	-0,1168	0,1383	0,1998	0,2213	NO
Falla 2F int LV2 (5 Ω)	-46,00	395,00	1620,04	233,27	3346,96	6693,92	1,43	0,60	0,45	-0,1549	0,196	0,535	-0,2213	0,1168	0,2396	0,5777	0,2396	SI

## 80 MVA TR 02 - SE COLOSO

Fallas en lado de 13,8 kV:

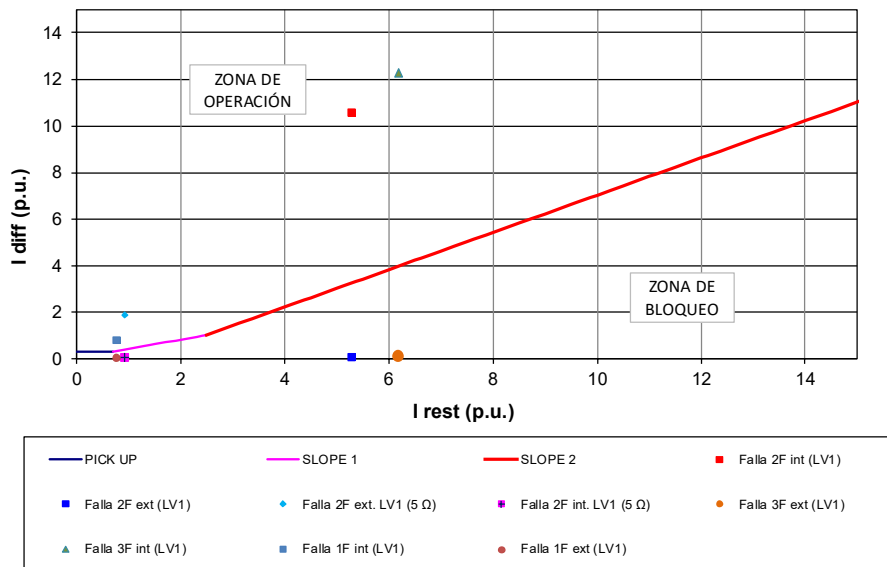
Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase TRF 02											
	HV (220 kV)				LV1 (13,8 kV)				LV2 (6,90 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (LV1)	82	-46	-46	0,00	-1.366	667	691	-201,00	0	0	0	0,0
Falla 1F ext (LV1)	82	-46	-46	0,00	1.366	667	691	201,00	0	0	0	0,0
Falla 3F int (LV1)	1.287	1.287	1.287	0,00	-20.520	-20.520	-20.520	0,00	0	0	0	0,0
Falla 3F ext (LV1)	1.287	1.287	1.287	0,00	20.520	20.520	20.520	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F int (LV1)	-1.102	25	-1.126	0,00	17.754	-397	17.946	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F ext (LV1)	1.102	25	1.126	0,00	17.754	397	-17.946	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F ext LV1 (5 Ω)	-195	25	-192	0,00	3.103	-397	3.062	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F int LV1 (5 Ω)	195	25	192	0,00	3.103	-397	-3.062	0,00	0	0	0	0,0

Corrientes Matching en relé diferencial TR 02								
HV (220 kV)			LV1 (13,8 kV)			LV2 (6,9 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC
82,00	-46,00	-46,00	-1299,00	734,00	758,00	0,00	0,00	0,00
82,00	-46,00	-46,00	1299,00	600,00	624,00	0,00	0,00	0,00
1.287,00	1.287,00	1.287,00	-20520,00	-20520,00	-20520,00	0,00	0,00	0,00
1.287,00	1.287,00	1.287,00	20520,00	20520,00	20520,00	0,00	0,00	0,00
-1.102,00	25,00	-1.126,00	17754,00	-397,00	17946,00	0,00	0,00	0,00
1.102,00	25,00	1.126,00	17754,00	397,00	-17946,00	0,00	0,00	0,00
-195,00	25,00	-192,00	3103,00	-397,00	3062,00	0,00	0,00	0,00
195,00	25,00	192,00	3103,00	-397,00	-3062,00	0,00	0,00	0,00

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA TRF 02

	IA HV Prim	IA LV1 Prim	IA LV2 Prim	IrelHV	IrelLV1	IrelLV2	KHV	KLV1	KLV2	IHV sec <sup>[1]</sup>	ILV2 sec <sup>[2]</sup>	ILV1 sec <sup>[3]</sup>	ImH	ImL1	ImL2	I <sub>diff</sub>	I <sub>res</sub>	Relé Opera
Falla 1F int (LV1)	82,00	-1299,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	1,43	0,60	0,45	0,2761	-0,643	0,000	0,3945	-0,3842	0,0000	0,7787	0,7787	SI
Falla 1F ext (LV1)	82,00	-1299,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	1,43	0,60	0,45	0,2761	0,643	0,000	0,3945	0,3842	0,0000	0,0103	0,7787	NO
Falla 3F int (LV1)	1287,00	-20520,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	1,43	0,60	0,45	4,3329	-10,157	0,000	6,1915	-6,0696	0,0000	12,2611	6,1915	SI
Falla 3F ext (LV1)	1287,00	20520,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	1,43	0,60	0,45	4,3329	10,157	0,000	6,1915	6,0696	0,0000	0,1218	6,1915	NO
Falla 2F int (LV1)	-1102,00	17754,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	1,43	0,60	0,45	-3,7101	8,788	0,000	-5,3015	5,2515	0,0000	10,5529	5,3015	SI
Falla 2F ext (LV1)	1102,00	17754,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	1,43	0,60	0,45	3,7101	8,788	0,000	5,3015	5,2515	0,0000	0,0500	5,3015	NO
Falla 2F ext LV1 (5 Ω)	-195,00	3103,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	1,43	0,60	0,45	-0,6565	1,536	0,000	-0,9381	0,9178	0,0000	1,8659	0,9381	NO
Falla 2F int LV1 (5 Ω)	195,00	-3103,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	1,43	0,60	0,45	0,6565	1,536	0,000	0,9381	0,9178	0,0000	0,0203	0,9381	SI

## 80 MVA TR 02 - SE COLOSO



### Fallas en lado de 220 kV:

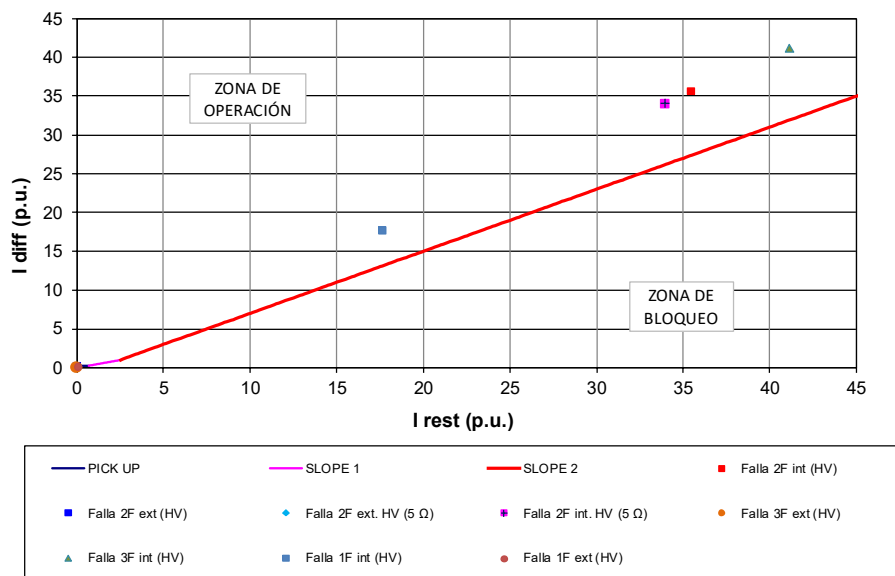
Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase TRF 02											
	HV (220 kV)				LV1 (13,8 kV)				LV2 (6,90 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (HV)	5.484	23	23	5.476,00	227	-360	-364	0,00	0	0	0	0,0
Falla 1F ext (HV)	14	-23	-23	0,00	227	360	364	0,00	0	0	0	0,0
Falla 3F int (HV)	8.563	8.563	8.563	0,00	0	0	0	0,00	0	0	0	0,0
Falla 3F ext (HV)	0	0	0	0,00	0	0	0	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F int (HV)	7.381	-25	7.403	0,00	-199	398	-199	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F ext (HV)	-13	25	-13	0,00	199	398	199	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F ext HV (5 Ω)	-9	25	-16	0,00	150	398	250	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F int HV (5 Ω)	7.058	-25	7.077	0,00	-150	398	-250	0,00	0	0	0	0,0

Corrientes Matching en relé diferencial TR 02								
HV (220 kV)			LV1 (13,8 kV)			LV2 (6,9 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC
3.658,67	-1.802,33	-1.802,33	227,00	-360,00	-364,00	0,00	0,00	0,00
14,00	-23,00	-23,00	227,00	360,00	364,00	0,00	0,00	0,00
8.563,00	8.563,00	8.563,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7.381,00	-25,00	7.403,00	-199,00	398,00	-199,00	0,00	0,00	0,00
-13,00	25,00	-13,00	199,00	398,00	199,00	0,00	0,00	0,00
-9,00	25,00	-16,00	150,00	398,00	250,00	0,00	0,00	0,00
7.058,00	-25,00	7.077,00	-150,00	398,00	-250,00	0,00	0,00	0,00

**VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA TRF 02**

	A HV Prim	A LV1 Prim	A LV2 Prim	#HV	Inn.V1	Inn.V2	KHV	KLV1	KLV2	L1 sec <sup>1</sup>	L2 sec <sup>2</sup>	L3 sec <sup>3</sup>	L4 sec <sup>4</sup>	InH	InL1	InL2	IdH	Ires	Rela Oper
Falla 1F int (HV)	3658.67	227.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	1.43	0.60	0.45	12.3715	0.112	0.000	0.0671	17.8010	0.0671	0.0000	17.5339	17.6892	NO
Falla 1F ext (HV)	14.00	227.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	1.43	0.60	0.45	0.0471	0.112	0.000	0.0674	0.0671	0.0000	0.0000	0.0002	0.1345	NO
Falla 3F int (HV)	8563.08	0.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	1.43	0.60	0.45	28.8288	0.000	0.000	0.41946	0.0000	0.0000	0.0000	41.1946	41.1946	NO
Falla 3F ext (HV)	0.00	0.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	1.43	0.60	0.45	0.0000	0.000	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	NO
Falla 2F int (HV)	7381.00	-199.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	1.43	0.60	0.45	24.8494	-0.099	0.000	0.0000	35.5083	-0.0589	0.0000	35.5672	35.5083	NO
Falla 2F ext (HV)	-13.00	-199.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	1.43	0.60	0.45	-0.0438	-0.099	0.000	-0.0265	0.0589	0.0000	0.0000	0.1214	0.0625	NO
Falla 2F ext (HV (S))	-8.00	-150.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	1.43	0.60	0.45	-0.0303	-0.074	0.000	-0.0332	0.0438	0.0000	0.0000	0.0467	0.0240	NO
Falla 2F int (HV (S))	7058.00	-150.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	1.43	0.60	0.45	23.7619	-0.074	0.000	33.9544	-0.0444	0.0000	0.0000	33.9598	33.9544	NO

## 80 MVA TR 02 - SE COLOSO



Se observa que con los ajustes de la función diferencial se detectarían las fallas internas y no operaría para fallas externas en los tres devanados del transformador.

## Transformador 03\_Coloso:

## Fallas en lado de 6,9 kV:

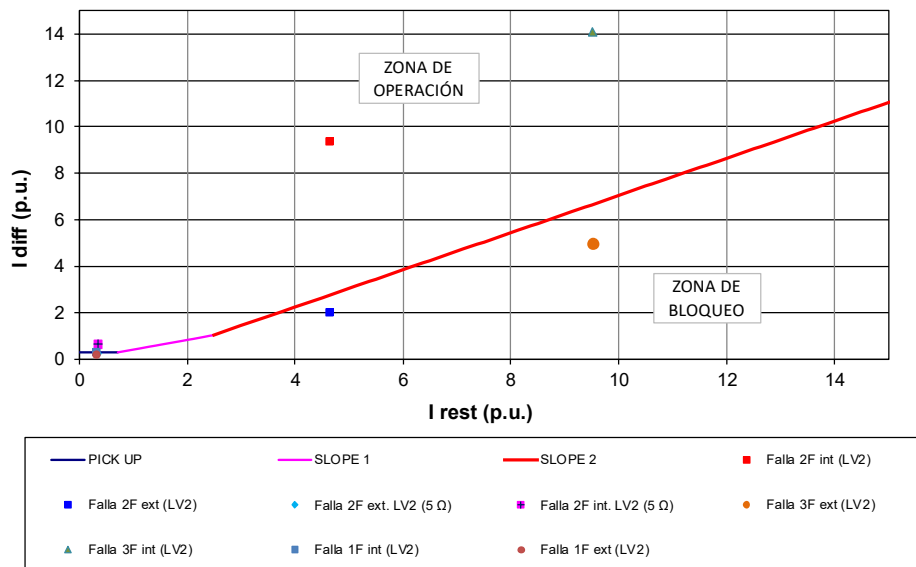
Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase TRF 03											
	HV (220 kV)				LV1 (13,8 kV)				LV2 (6,90 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (LV2)	21	-15	-26	0,00	-244	244	244	0,00	391	-195	-195	0,00
Falla 1F ext (LV2)	21	-15	-26	0,00	244	244	244	0,00	391	-195	-195	0,00
Falla 3F int (LV2)	989	989	989	0,00	231	231	231	0,00	-31.409	-31.409	-31.409	0,00
Falla 3F ext (LV2)	989	989	989	0,00	-231	-231	-231	0,00	31.222	31.222	31.222	0,00
Falla 2F int (LV2)	-482	-507	998	0,00	244	237	230	0,00	-27.179	0	27.179	0,00
Falla 2F ext (LV2)	482	507	998	0,00	-244	-237	230	0,00	27.179	0	27.179	0,00
Falla 2F ext LV2 (5 $\Omega$ )	34	38	66	0,00	-243	-244	243	0,00	1.408	0	1.409	0,00
Falla 2F int LV2 (5 $\Omega$ )	-34	-38	66	0,00	243	244	243	0,00	-1.408	0	1.409	0,00

Corrientes Matching en relé diferencial TR 03								
HV (220 kV)			LV1 (13,8 kV)			LV2 (6,9 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC
21,00	-15,00	-26,00	-244,00	244,00	244,00	-337,99	338,66	0,33
21,00	-15,00	-26,00	244,00	244,00	244,00	-337,99	338,66	0,33
989,00	989,00	989,00	231,00	231,00	231,00	-31409,00	-31409,00	-31409,00
989,00	989,00	989,00	-231,00	-231,00	-231,00	31222,00	31222,00	31222,00
-482,00	-507,00	998,00	244,00	237,00	230,00	31383,61	-15691,80	-15691,80
482,00	507,00	998,00	-244,00	-237,00	230,00	18119,33	33811,14	2427,53
34,00	38,00	66,00	-243,00	-244,00	243,00	939,58	1751,91	125,51
-34,00	-38,00	66,00	243,00	244,00	243,00	1626,73	-812,58	-813,15

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA TRF 03

	IA HV Prim	IA LV1 Prim	IA LV2 Prim	IrelHV	IrelLV1	IrelLV2	KHV	KLV1	KLV2	IHV sec <sup>[1]</sup>	ILV2 sec <sup>[1]</sup>	ILV1 sec <sup>[1]</sup>	ImH	ImL1	ImL2	Idiff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (LV2)	21,00	-244,00	-337,99	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	0,0707	-0,121	-0,112	0,2021	-0,0722	-0,0500	0,3242	0,3242	SI
Falla 1F ext (LV2)	21,00	244,00	-337,99	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	0,0707	0,121	-0,112	0,2021	0,0722	-0,0500	0,1799	0,3242	NO
Falla 3F int (LV2)	989,00	231,00	-31409,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	3,3296	0,114	-10,365	9,5157	0,0683	-4,6452	14,0926	9,5157	SI
Falla 3F ext (LV2)	989,00	-231,00	31222,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	3,3296	-0,114	10,303	9,5157	-0,0683	4,6176	4,9664	9,5157	NO
Falla 2F int (LV2)	-482,00	244,00	31383,61	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	-1,6227	0,121	10,357	-4,6376	0,0722	4,6415	9,3513	4,6415	SI
Falla 2F ext (LV2)	482,00	-244,00	18119,33	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	1,6227	-0,121	5,979	4,6376	-0,0722	2,6798	2,0300	4,6376	NO
Falla 2F ext LV2 (5 $\Omega$ )	34,00	-243,00	939,58	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	0,1145	-0,120	0,310	0,3271	-0,0719	0,1390	0,2601	0,3271	NO
Falla 2F int LV2 (5 $\Omega$ )	-34,00	243,00	1626,73	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	-0,1145	0,120	0,337	-0,3271	0,0719	0,2406	0,6396	0,3271	SI

## 80 MVA TR 03 - SE COLOSO

**Fallas en lado de 13,8 kV:**

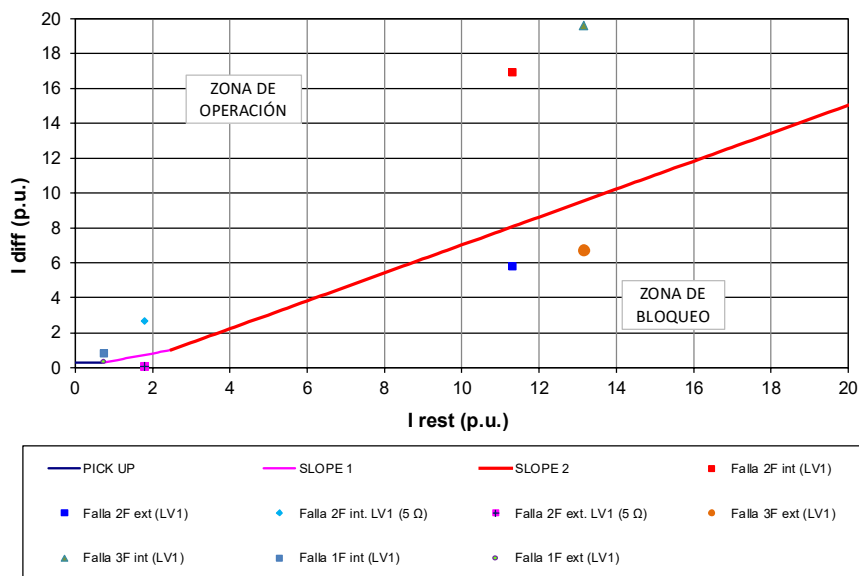
Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase TRF 03											
	HV (220 kV)				LV1 (13,8 kV)				LV2 (6,90 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (LV1)	54	-30	-30	0,00	-924	415	424	-203,00	0	0	0	0,0
Falla 1F ext (LV1)	54	-30	-30	0,00	924	415	424	203,00	0	0	0	0,0
Falla 3F int (LV1)	1.369	1.369	1.369	0,00	-21.829	-21.829	-21.829	0,00	0	0	0	0,0
Falla 3F ext (LV1)	1.369	1.369	1.369	0,00	21.829	21.829	21.829	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F int (LV1)	-1.178	15	-1.192	0,00	18.776	-244	19.000	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F ext (LV1)	1.178	15	1.192	0,00	18.776	244	-19.000	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F ext LV1 (5 Ω)	-187	15	-185	0,00	2.976	-244	2.956	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F int LV1 (5 Ω)	187	20	185	0,00	2.976	250	2.956	0,00	0	0	0	0,0

Corrientes Matching en relé diferencial TR 03								
HV (220 kV)			LV1 (13,8 kV)			LV2 (6,9 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC
54,00	-30,00	-30,00	-856,33	482,67	491,67	0,00	0,00	0,00
54,00	-30,00	-30,00	856,33	347,33	356,33	0,00	0,00	0,00
1.369,00	1.369,00	1.369,00	-21829,00	-21829,00	-21829,00	0,00	0,00	0,00
1.369,00	1.369,00	1.369,00	21829,00	21829,00	21829,00	0,00	0,00	0,00
-1.178,00	15,00	-1.192,00	18776,00	-244,00	19000,00	0,00	0,00	0,00
1.178,00	15,00	1.192,00	18776,00	244,00	-19000,00	0,00	0,00	0,00
-187,00	15,00	-185,00	2976,00	-244,00	2956,00	0,00	0,00	0,00
187,00	20,00	185,00	2976,00	250,00	2956,00	0,00	0,00	0,00

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA TRF 03

	IA HV Prim	IA LV1 Prim	IA LV2 Prim	Irel#HV	Irel#LV1	Irel#LV2	KHV	KL1V1	KL1V2	IHV sec[*]	ILV2 sec[*]	ILV1 sec[*]	ImH	ImL1	ImL2	IcHf	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (LV1)	54,00	-856,33	0,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	0,1818	-0,424	0,000	0,5196	-0,2533	0,0000	0,7729	0,7729	SI
Falla 1F ext (LV1)	54,00	856,33	0,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	0,1818	0,424	0,000	0,5196	0,2533	0,0000	0,2663	0,7729	NO
Falla 3F int (LV1)	1369,00	-21829,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	-4,6090	-10,805	0,000	13,1719	-6,4568	0,0000	19,6287	13,1719	SI
Falla 3F ext (LV1)	1369,00	21829,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	-4,6090	10,805	0,000	13,1719	6,4568	0,0000	6,7151	13,1719	NO
Falla 2F int (LV1)	-1178,00	18776,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	-3,9659	9,294	0,000	-11,3342	5,5538	0,0000	16,8879	11,3342	SI
Falla 2F ext (LV1)	1178,00	18776,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	3,9659	9,294	0,000	11,3342	-5,5538	0,0000	5,7804	11,3342	NO
Falla 2F int LV1 (5 Ω)	-187,00	2976,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	-0,6296	1,473	0,000	-1,7992	0,8803	0,0000	2,6795	1,7992	SI
Falla 2F ext LV1 (5 Ω)	187,00	2976,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	0,6296	1,473	0,000	1,7992	-0,8803	0,0000	0,0387	1,7992	NO

## 80 MVA TR 03 - SE COLOSO

Fallas en lado de 220 kV:

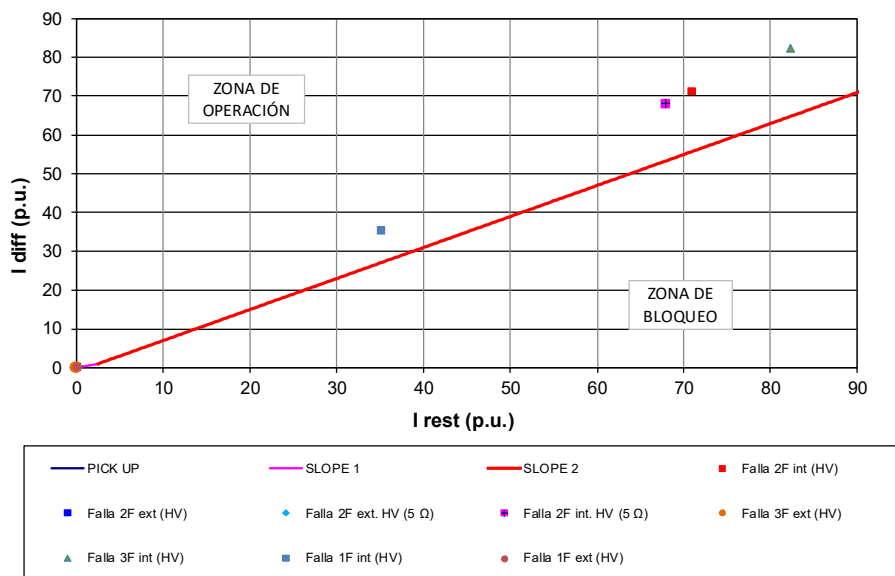
Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase TRF 03											
	HV (220 kV)				LV1 (13,8 kV)				LV2 (6,90 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (HV)	5.480	14	14	5.476,00	140	-221	-224	0,00	0	0	0	0,0
Falla 1F ext (HV)	9	14	-14	0,00	140	221	224	0,00	0	0	0	0,0
Falla 3F int (HV)	8.563	8.563	8.563	0,00	0	0	0	0,00	0	0	0	0,0
Falla 3F ext (HV)	0	0	0	0,00	0	0	0	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F int (HV)	7.385	-15	7.400	0,00	-122	244	-122	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F ext (HV)	-8	15	-8	0,00	122	244	122	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F ext. HV (5 Ω)	-6	15	-10	0,00	92	245	154	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F int. HV (5 Ω)	7.060	-15	7.073	0,00	-92	245	-154	0,00	0	0	0	0,0

Corrientes Matching en relé diferencial TR 03								
HV (220 kV)			LV1 (13,8 kV)			LV2 (6,9 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC
3.654,67	-1.811,33	-1.811,33	140,00	-221,00	-224,00	0,00	0,00	0,00
9,00	14,00	-14,00	140,00	221,00	224,00	0,00	0,00	0,00
8.563,00	8.563,00	8.563,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7.385,00	-15,00	7.400,00	-122,00	244,00	-122,00	0,00	0,00	0,00
-8,00	15,00	-8,00	122,00	244,00	122,00	0,00	0,00	0,00
-6,00	15,00	-10,00	92,00	245,00	154,00	0,00	0,00	0,00
7.060,00	-15,00	7.073,00	-92,00	245,00	-154,00	0,00	0,00	0,00

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA TRF 03

	IA HV Prim	IA LV1 Prim	IA LV2 Prim	Irel#HV	Irel#LV1	Irel#LV2	KHV	KLHV1	KLHV2	IHV sec[*]	ILV2 sec[*]	ILV1 sec[*]	ImH	ImL1	ImL2	I diff	I res	Relé Opera
Falla 1F int (HV)	3654.67	140.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	2.86	0.60	0.45	12.3040	0.069	0.000	35.1635	0.0414	0.0000	35.1221	35.2049	SI
Falla 1F ext (HV)	9.00	140.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	2.86	0.60	0.45	0.0303	0.069	0.000	0.0866	0.0414	0.0000	0.0452	0.1280	NO
Falla 3F int (HV)	8563.00	0.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	2.86	0.60	0.45	28.8288	0.000	0.000	82.3893	0.0000	0.0000	82.3893	82.3893	SI
Falla 3F ext (HV)	0.00	0.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	2.86	0.60	0.45	0.0000	0.000	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	NO
Falla 2F int (HV)	7385.00	-122.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	2.86	0.60	0.45	24.8628	-0.060	0.000	71.0551	-0.0361	0.0000	71.0912	71.0551	SI
Falla 2F ext (HV)	-8.00	122.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	2.86	0.60	0.45	-0.0269	0.060	0.000	-0.0770	0.0361	0.0000	0.1131	0.0770	NO
Falla 2F ext. HV (5 Ω)	-6.00	92.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	2.86	0.60	0.45	-0.0202	0.046	0.000	-0.0577	0.0272	0.0000	0.0849	0.0577	NO
Falla 2F int. HV (5 Ω)	7060.00	-92.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	2.86	0.60	0.45	23.7687	-0.046	0.000	67.9281	-0.0272	0.0000	67.9553	67.9281	SI

## 80 MVA TR 03 - SE COLOSO



Se observa que con los ajustes de la función diferencial se detectarían las fallas internas y no operaría para fallas externas en los tres devanados del transformador.

## Transformador 04\_Coloso:

## Fallas en lado de 6,9 kV:

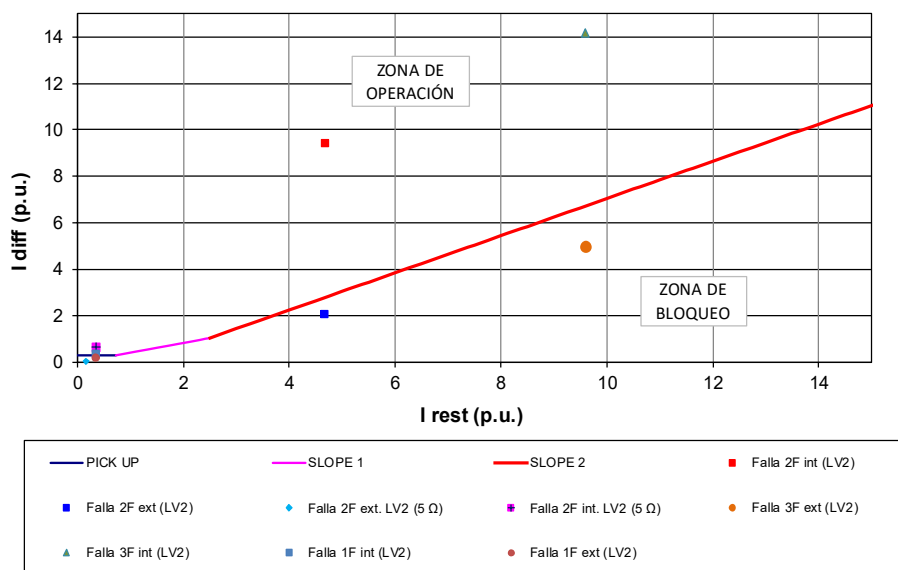
Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase TRF 04											
	HV (220 kV)				LV1 (13,8 kV)				LV2 (6,90 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (LV2)	22	-16	-26	0,00	-252	252	252	0,00	391	-195	-195	0,00
Falla 1F ext (LV2)	22	-16	-26	0,00	252	252	252	0,00	391	-195	-195	0,00
Falla 3F int (LV2)	996	996	996	0,00	239	239	239	0,00	-31.602	-31.602	-31.602	0,00
Falla 3F ext (LV2)	996	996	996	0,00	-239	-239	-239	0,00	31.602	31.602	31.602	0,00
Falla 2F int (LV2)	-484	-510	995	0,00	252	246	238	0,00	-27.346	0	27.346	0,00
Falla 2F ext (LV2)	484	510	995	0,00	-252	-246	238	0,00	27.346	0	27.346	0,00
Falla 2F ext LV2 (5 Ω)	38	34	67	0,00	-252	252	252	0,00	1.408	0	1.409	0,00
Falla 2F int LV2 (5 Ω)	-34	-38	66	0,00	252	252	252	0,00	-1.408	0	1.409	0,00

Corrientes Matching en relé diferencial TR 04								
HV (220 kV)			LV1 (13,8 kV)			LV2 (6,9 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC
22,00	-16,00	-26,00	-252,00	252,00	252,00	-337,99	338,66	0,33
22,00	-16,00	-26,00	252,00	252,00	252,00	-337,99	338,66	0,33
996,00	996,00	996,00	239,00	239,00	239,00	-31602,00	-31602,00	-31602,00
996,00	996,00	996,00	-239,00	-239,00	-239,00	31602,00	31602,00	31602,00
-484,00	-510,00	995,00	252,00	246,00	238,00	31576,44	-15788,22	-15788,22
484,00	510,00	995,00	-252,00	-246,00	238,00	18230,67	34018,89	2442,45
38,00	34,00	67,00	-252,00	252,00	252,00	939,58	1751,91	125,51
-34,00	-38,00	66,00	252,00	252,00	252,00	1626,73	-812,58	-813,15

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA TRF 04

	IA HV Prim	IA LV1 Prim	IA LV2 Prim	IrelHV	IrelLV1	IrelLV2	KHV	KLV1	KLV2	IHV sec[°]	ILV2 sec[°]	ILV1 sec[°]	ImH	ImL1	ImL2	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (LV2)	22,00	-252,00	-337,99	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	0,0741	-0,125	-0,112	0,2117	-0,0745	-0,0500	0,3362	0,3362	SI
Falla 1F ext (LV2)	22,00	252,00	-337,99	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	0,0741	0,125	-0,112	0,2117	0,0745	-0,0500	0,1871	0,3362	NO
Falla 3F int (LV2)	996,00	239,00	-31602,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	3,3532	0,118	-10,429	9,5831	0,0707	-4,6738	14,1862	9,5831	SI
Falla 3F ext (LV2)	996,00	-239,00	31602,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	3,3532	-0,118	10,429	9,5831	-0,0707	4,6738	4,9800	9,5831	NO
Falla 2F int (LV2)	-484,00	252,00	31576,44	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	-1,6295	0,125	10,420	-4,6568	0,0745	4,6700	9,4014	4,6700	SI
Falla 2F ext (LV2)	484,00	-252,00	18230,67	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	1,6295	-0,125	6,016	4,6568	-0,0745	2,6962	2,0351	4,6568	NO
Falla 2F ext LV2 (5 Ω)	38,00	-252,00	939,58	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	0,1279	-0,125	0,310	0,0366	-0,0745	0,1390	0,0279	0,1390	NO
Falla 2F int LV2 (5 Ω)	-34,00	252,00	1626,73	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	-0,1145	0,125	0,337	-0,3271	0,0745	0,2406	0,0423	0,3271	SI

## 80 MVA TR 04 - SE COLOSO

Fallas en lado de 13,8 kV:

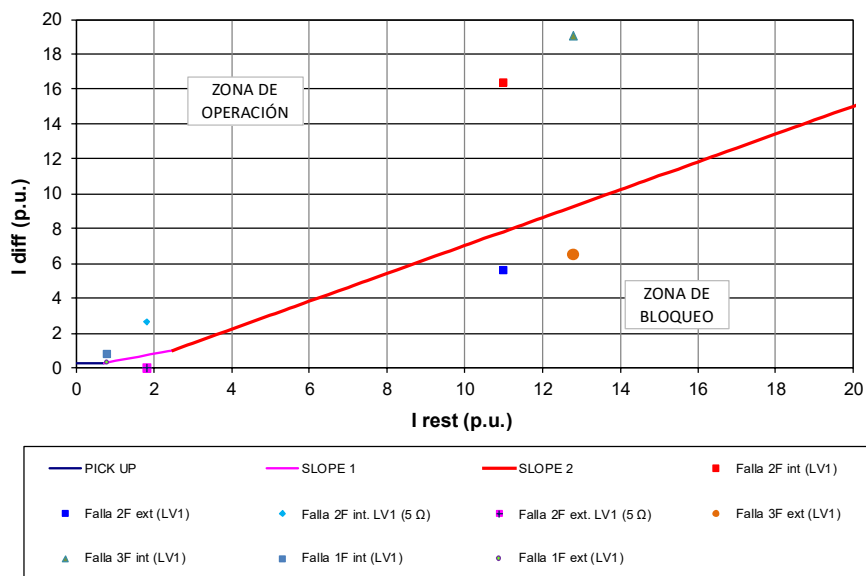
Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase TRF 04											
	HV (220 kV)				LV1 (13,8 kV)				LV2 (6,90 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (LV1)	56	-31	-31	0,00	-949	429	439	-203,00	0	0	0	0,0
Falla 1F ext (LV1)	56	-31	-31	0,00	949	429	439	203,00	0	0	0	0,0
Falla 3F int (LV1)	1.330	1.330	1.330	0,00	-21.193	-21.193	-21.193	0,00	0	0	0	0,0
Falla 3F ext (LV1)	1.327	1.327	1.327	0,00	21.151	21.151	21.151	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F int (LV1)	-1.143	16	-1.158	0,00	18.223	-252	18.462	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F ext (LV1)	1.141	15	1.156	0,00	18.186	252	-18.425	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F ext. LV1 (5 Ω)	-187	16	-186	0,00	2.980	-252	2.961	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F int. LV1 (5 Ω)	187	16	185	0,00	2.980	252	2.960	0,00	0	0	0	0,0

Corrientes Matching en relé diferencial TR 04								
HV (220 kV)			LV1 (13,8 kV)			LV2 (6,9 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC
56,00	-31,00	-31,00	-881,33	496,67	506,67	0,00	0,00	0,00
56,00	-31,00	-31,00	881,33	361,33	371,33	0,00	0,00	0,00
1.330,00	1.330,00	1.330,00	-21193,00	-21193,00	-21193,00	0,00	0,00	0,00
1.327,00	1.327,00	1.327,00	21151,00	21151,00	21151,00	0,00	0,00	0,00
-1.143,00	16,00	-1.158,00	18223,00	-252,00	18462,00	0,00	0,00	0,00
1.141,00	15,00	1.156,00	18186,00	252,00	-18425,00	0,00	0,00	0,00
-187,00	16,00	-186,00	2980,00	-252,00	2961,00	0,00	0,00	0,00
187,00	16,00	185,00	2980,00	252,00	2960,00	0,00	0,00	0,00

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA TRF 04

	IA HV Prim	IA LV1 Prim	IA LV2 Prim	Irel HV	Irel LV1	Irel LV2	KHV	KLV1	KLV2	IHV sec[*]	ILV2 sec[*]	ILV1 sec[*]	ImH	ImL1	ImL2	Idiff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (LV1)	56,00	-881,33	0,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	0,1885	-0,436	0,000	0,5388	-0,2607	0,0000	0,7995	0,7995	SI
Falla 1F ext (LV1)	56,00	-881,33	0,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	0,1885	0,436	0,000	0,5388	0,2607	0,0000	0,7995	0,7995	NO
Falla 3F int (LV1)	1330,00	-21193,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	4,4777	-10,491	0,000	12,7967	-6,2687	0,0000	19,0653	12,7967	SI
Falla 3F ext (LV1)	1327,00	21151,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	4,4676	10,470	0,000	12,7678	6,2563	0,0000	6,5115	12,7678	NO
Falla 2F int (LV1)	-1143,00	18223,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	-3,8481	9,020	0,000	-10,9974	5,3902	0,0000	16,3876	10,9974	SI
Falla 2F ext (LV1)	1141,00	18186,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	3,8414	9,002	0,000	10,9782	5,3793	0,0000	5,5989	10,9782	NO
Falla 2F int. LV1 (5 Ω)	-187,00	2980,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	-0,6296	1,475	0,000	-1,7992	0,8815	0,0000	2,6807	1,7992	SI
Falla 2F ext. LV1 (5 Ω)	187,00	2980,00	0,00	233,27	3346,96	6693,92	2,86	0,60	0,45	0,6296	1,475	0,000	1,7992	0,8815	0,0000	0,0363	1,7992	NO

## 80 MVA TR 04 - SE COLOSO

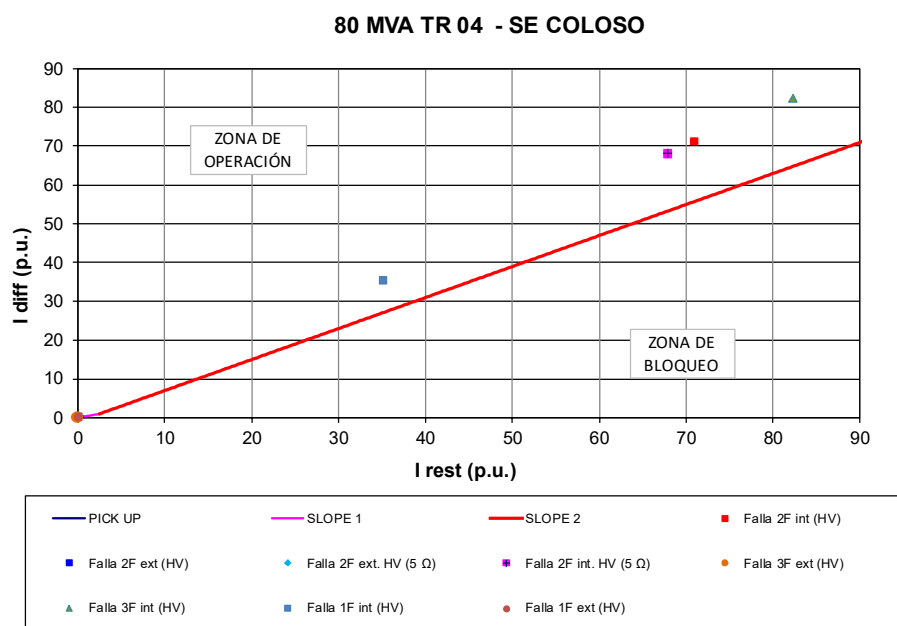
Fallas en lado de 220 kV:

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase TRF 04											
	HV (220 kV)				LV1 (13,8 kV)				LV2 (6,90 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (HV)	5.480	14	14	5.476,00	145	-229	-232	0,00	0	0	0	0,0
Falla 1F ext (HV)	9	14	-15	0,00	145	229	232	0,00	0	0	0	0,0
Falla 3F int (HV)	8.563	8.563	8.563	0,00	0	0	0	0,00	0	0	0	0,0
Falla 3F ext (HV)	0	0	0	0,00	0	0	0	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F int (HV)	7.385	-16	7.400	0,00	-126	253	-126	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F ext (HV)	-8	16	-8	0,00	126	253	126	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F ext. HV (5 Ω)	-6	16	-10	0,00	96	253	159	0,00	0	0	0	0,0
Falla 2F int. HV (5 Ω)	7.060	-15	7.073	0,00	-96	253	-159	0,00	0	0	0	0,0

Corrientes Matching en relé diferencial TR 04								
HV (220 kV)			LV1 (13,8 kV)			LV2 (6,9 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC
3.654,67	-1.811,33	-1.811,33	145,00	-229,00	-232,00	0,00	0,00	0,00
9,00	14,00	-15,00	145,00	229,00	232,00	0,00	0,00	0,00
8.563,00	8.563,00	8.563,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7.385,00	-16,00	7.400,00	-126,00	253,00	-126,00	0,00	0,00	0,00
-8,00	16,00	-8,00	126,00	253,00	126,00	0,00	0,00	0,00
-6,00	16,00	-10,00	96,00	253,00	159,00	0,00	0,00	0,00
7.060,00	-15,00	7.073,00	-96,00	253,00	-159,00	0,00	0,00	0,00

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA TRF 04

	IA HV Prim	IA LV1 Prim	IA LV2 Prim	IrelHV	IrelLV1	IrelLV2	KHV	KLV1	KLV2	IHV sec[*]	ILV2 sec[*]	ILV1 sec[*]	IrelH	IrelL1	IrelL2	IrelH	IrelL1	IrelL2	Relé Opera	
Falla 1F int (HV)	3654.67	145.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	2.86	0.60	0.45	12.3040	0.072	0.000	35.1635	0.0429	0.0000	35.1206	35.2064	0.0437	0.1295	NO
Falla 1F ext (HV)	9.00	145.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	2.86	0.60	0.45	28.8288	0.000	0.000	82.3893	0.0000	0.0000	82.3893	82.3893	0.0000	0.1295	NO
Falla 3F int (HV)	8563.00	0.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	2.86	0.60	0.45	0.0000	0.000	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	NO
Falla 3F ext (HV)	0.00	0.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	2.86	0.60	0.45	0.0000	0.000	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	NO
Falla 2F int (HV)	7385.00	-126.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	2.86	0.60	0.45	24.8628	-0.062	0.000	71.0551	-0.0373	0.0000	71.0524	71.0551	0.0000	0.0000	NO
Falla 2F ext (HV)	-8.00	126.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	2.86	0.60	0.45	-0.0269	0.062	0.000	-0.0770	0.0373	0.0000	0.1142	0.0770	0.0000	0.0000	NO
Falla 2F ext. HV (5 Ω)	-6.00	96.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	2.86	0.60	0.45	-0.0202	0.048	0.000	-0.0577	0.0284	0.0000	0.0861	0.0577	0.0000	0.0000	NO
Falla 2F int. HV (5 Ω)	7060.00	-96.00	0.00	233.27	3346.96	6693.92	2.86	0.60	0.45	23.7687	-0.048	0.000	67.9281	-0.0284	0.0000	67.9565	67.9281	0.0000	0.0000	SI



Se observa que con los ajustes de la función diferencial se detectarían las fallas internas y no operaría para fallas externas en los tres devanados del transformador.

## 7.3 Subestación Crucero

### 7.3.1 Validación de función Falla Interruptor (ANSI 50BF)

Los criterios de ajuste establecidos por el CEN para la función ANSI 50BF, son los siguientes:

$$1,2 \times I_{nom} (TT/CC) \leq I_{Pickup\ fase} \leq 0,8 \times I_{cc\ mín} (\emptyset\emptyset)$$

$$0,1 \times I_{nom} (TT/CC) \leq I_{Pickup\ tierra} \leq 0,8 \times I_{cc\ mín} (\emptyset t)$$

Los ajustes que se tiene de la función ANSI 50BF en la línea Crucero – Laberinto 220 kV en la subestación Domeyko son los siguientes:

5.5 Grupo Breaker Failure; Grupo Breaker Failure			
Grupo Breaker Failure; Grupo Breaker Failure			
Nº	Parámetro	Valor	Grupo
3901	Breaker Failure Protection	ON	A
3902	Pick-up threshold I>	400 A	A
3904	T1, Delay after 1pole start (local trip)	0,08 sec	A
3905	T1, Delay after 3pole start (local trip)	0,08 sec	A
3906	T2, Delay of 2nd stage (busbar trip)	0,20 sec	A
3907	T3, Delay for start with defective bkr.	0,00 sec	A
3908	Trip output selection with defective bkr	NO	A
3909	Check Breaker contacts	NO	A
3913	T2 Start Criteria	Parallel with delay time T1	A

Se debe verificar que el valor de ajuste del Pickup este dentro de lo recomendado por el CEN:

- $0,1 \times I_{nom CT} = 0,1 \times 800 A = 80 \text{ Aprim (0,5 Asec)}$
- $0,8 \times I_{cc \text{ Mín (1-t)}} = 0,8 \times 805 A \text{ (Falla 1F al 99\% del Paño J11 de SE Crucero de 10 Ohm en generación nocturna)} = 644 \text{ Aprim (4,03 Asec)}$

Por lo tanto, el ajuste de corriente Pickup de la función ANSI 50BF estaría cumpliendo:

$$80 \text{ Aprim} \leq 400 \leq 644 \text{ Aprim}$$

Se recomienda ajustar los parámetros 3904 y 3905 (retrip) en 10 ms y los valores obtenidos en el numeral 5.2.1 para obtener un ajuste más sensible y permitir el adecuado arranque de la función ANSI 50BF.

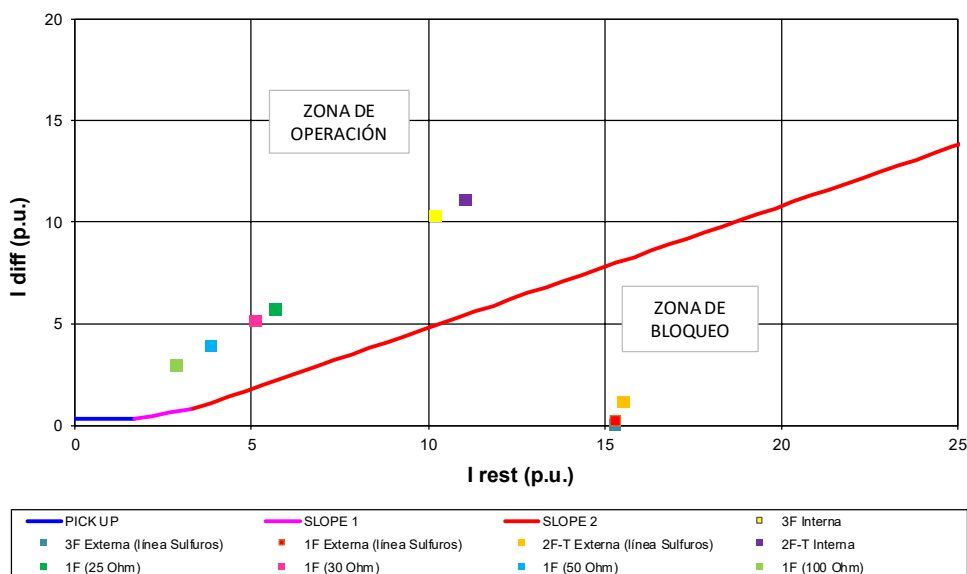
## 7.4 Subestación Domeyko

### 7.4.1 Validación de función diferencial de Barra (ANSI 87B)

A continuación, se muestran los resultados de operación ante fallas externas (línea Domeyko – Sulfuros 220 kV) e internas sólidas y resistivas (25Ω, 30Ω, 50Ω y 100Ω) en donde se consideran los aportes de cada paño a la falla en barra.

	Iprim										
Falla Simulada	J1 (Óxidos)	J2 (O'higgins)	J3 (Puri)	J4 (Chimborazo)	J5 (Escondida)	J6 (Laguna Seca)	J8 (Sulfuros)	J9 (OGP1)	J10 (SVC)		
3F Interna	0	1464	1425	1427	1460	15	2151	675	0		
3F Externa (línea Sulfuros)	0	1464	1425	1426	1458	15	-6458	674	0		
1F Externa (línea Sulfuros)	3	1212	1166	1165	1422	97	-6396	626	835		
2F-T Externa (línea Sulfuros)	3	1379	1329	1325	1406	91	-6078	581	896		
2F-T Interna	3	1379	1329	1326	1408	91	2307	582	897		
1F (25 Ohm)	154	697	678	666	631	268	1224	115	376		
1F (30 Ohm)	162	639	623	610	554	279	1070	74	333		
1F (50 Ohm)	177	499	489	475	370	303	706	31	233		
1F (100 Ohm)	188	372	366	352	207	320	380	110	151		
I sec (considerando errores de 5%)											
	J1 (Óxidos)	J2 (O'higgins)	J3 (Puri)	J4 (Chimborazo)	J5 (Escondida)	J6 (Laguna Seca)	J8 (Sulfuros)	J9 (OGP1)	J10 (SVC)	Id	Is
	0.00	1.74	1.69	1.69	1.73	0.02	2.55	0.80	0.00	10.23	10.23
	0.00	1.74	1.69	1.69	1.73	0.02	-7.67	0.80	0.00	0.00	15.34
	0.00	1.44	1.38	1.38	1.69	0.12	-7.60	0.74	0.99	0.15	15.34
	0.00	1.64	1.58	1.57	1.67	0.11	-7.22	0.69	1.06	1.11	15.54
	0.00	1.64	1.58	1.57	1.67	0.11	2.74	0.69	1.07	11.07	11.07
	0.18	0.83	0.81	0.79	0.75	0.32	1.45	0.14	0.45	5.71	5.71
	0.19	0.76	0.74	0.72	0.66	0.33	1.27	0.09	0.40	5.16	5.16
	0.21	0.59	0.58	0.56	0.44	0.36	0.84	0.04	0.28	3.90	3.90
	0.22	0.44	0.43	0.42	0.25	0.38	0.45	0.13	0.18	2.90	2.90

Con los valores de Id e Is se puede establecer la posición de los valores de falla sobre la característica diferencial porcentual:



Como se puede observar con los ajustes actuales para la protección diferencial de barra (ANSI 87B) en las barras de la subestación Domeyko 220 kV, es estable ante falla externa sólidas trifásica, bifásicas a tierra y monofásicas y opera adecuadamente (en zona de disparo) ante fallas trifásicas y monofásicas resistivas de 25  $\Omega$ , 30  $\Omega$ , 50  $\Omega$  y 100  $\Omega$  en la barra.

#### 7.4.2 Validación de función Falla Interruptor (ANSI 50BF)

Los criterios de ajuste establecidos por el CEN para la función ANSI 50BF, son los siguientes:

$$1,2 \times I_{nom} (TT/CC) \leq I_{Pickup\ fase} \leq 0,8 \times I_{cc\ mín} (\emptyset\emptyset)$$

$$0,1 \times I_{nom} (TT/CC) \leq I_{Pickup\ tierra} \leq 0,8 \times I_{cc\ mín} (\emptyset t)$$

Los ajustes que se tiene de la función ANSI 50BF en la línea Domeyko – Sulfuros 220 kV en la subestación Domeyko son los siguientes:

#### 4.4 Group Breaker Failure; Group Breaker Failure

Group Breaker Failure; Group Breaker Failure

No.	Settings	Value	Group
3901	Breaker Failure Protection	ON	A
3902	Pick-up threshold I>	0,50 A	A
3904	T1, Delay after 1pole start (local trip)	oo sec	A

Group Breaker Failure; Group Breaker Failure(2)

No.	Settings	Value	Group
3905	T1, Delay after 3pole start (local trip)	oo sec	A
3906	T2, Delay of 2nd stage (busbar trip)	0,20 sec	A
3907	T3, Delay for start with defective bkr.	oo sec	A
3908	Trip output selection with defective bkr	NO	A
3909	Check Breaker contacts	YES	A

Se debe verificar que el valor de ajuste del Pickup este dentro de lo recomendado por el CEN:

- $0,1 \times I_{nom CT} = 0,1 \times 800 A = 80 \text{ Aprim (0,5 Asec)}$
- $0,8 \times I_{cc \text{ Mín (1-t)}} = 0,8 \times 3931 A \text{ (Falla 1F al 99\% del Paño J8 de SE Domeyko de 10 Ohm en generación nocturna)} = 3145 \text{ Aprim (19,66 Asec)}$

Por lo tanto, el ajuste de corriente Pickup de la función ANSI 50BF estaría cumpliendo:

$$0,5 \text{ Asec} \leq 0,5 \leq 19,66 \text{ Asec}$$

Se recomienda ajustar los parámetros 3904 y 3905 (retrip) en 10 ms y los valores obtenidos en el numeral 5.2.1 para obtener un ajuste más sensible y permitir el adecuado arranque de la función ANSI 50BF.

#### 7.4.3 Validación de función diferencial de línea (ANSI 87L)

Los ajustes existentes de la función diferencial de línea ANSI 87L de las líneas de la subestación Domeyko fueron proporcionados por parte de Minera Escondida y serán validados a continuación:

Se hicieron simulaciones de fallas internas para las líneas de conexión de la subestación Domeyko, líneas:

- Domeyko – Escondida.
- Domeyko – Laguna Seca.
- Domeyko – Óxidos.
- Domeyko – Sulfuros.

Al igual que fallas externas a las líneas, es decir en la barra de la Subestación Domeyko 220 kV.

#### Línea Domeyko – Escondida

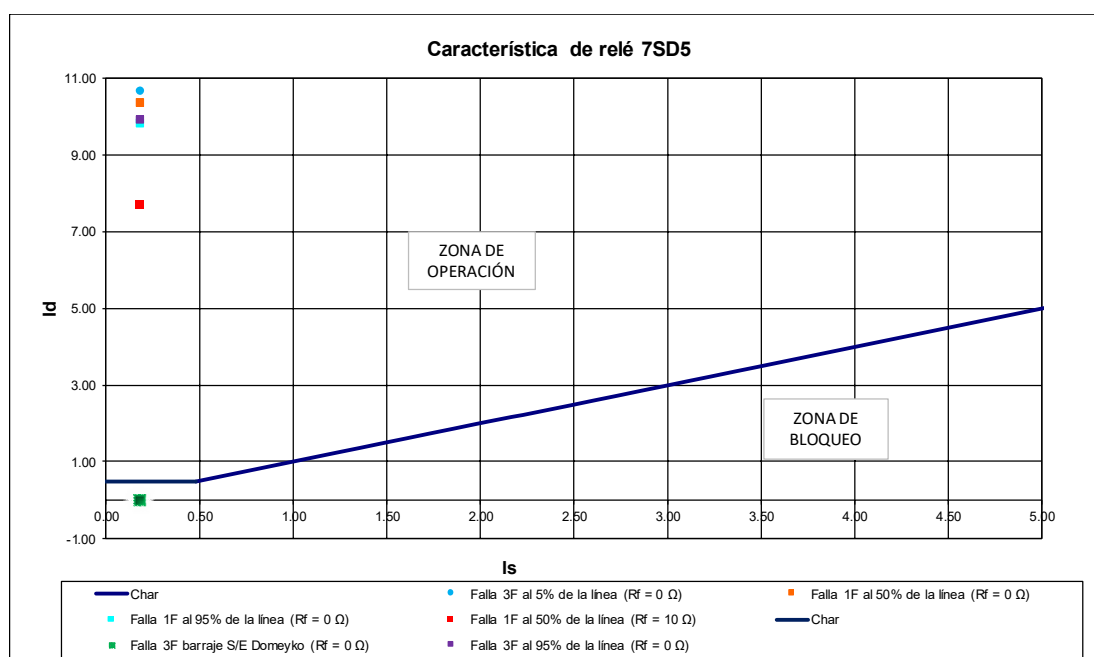
Los ajustes principales de la función ANSI 87L son los siguientes:

Parámetro	Ajuste
Measurement Full Scale Current [A prim] – Domeyko	800
Measurement Full Scale Current [A prim] – Escondida	800

Threshold I-Diff > [A prim]	101
Threshold I-Diff >> [A prim]	800
I-DIFF: Operate delay [seg]	0,00

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tipo de falla		Corriente (AmperiosPrimarios)				Corriente (Amperios Secundarios)				Idiff [p.u]	Irest [p.u]
		Escondida		Domeyko		Escondida		Domeyko			
		Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]		
Interna	Falla 3F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	3099	-99.86	4848	-97.36	19.37	111.68	30.30	-97.36	9.93	0.176
Interna	Falla 3F al 5% de la línea (Rf = 0 Ω)	1550	-99.53	7009	-97.34	9.69	-99.53	43.81	-97.34	10.70	0.176
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 0 Ω)	2091	-96.08	6210	-102.85	13.07	-96.08	38.81	-102.85	10.38	0.176
Interna	Falla 1F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	2889	-96.79	4984	-103.72	18.06	-70.38	31.15	-103.72	9.84	0.176
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 10 Ω)	1558	-67.87	4629	-74.64	9.74	-60.84	28.93	-74.64	7.73	0.176
Externa	Falla 3F barraje S/E Domeyko (Rf = 0 Ω)	1460	-99.52	1460	80.49	9.13	-99.52	9.13	80.49	0.00	0.176



De la anterior validación se observa una adecuada operación de la protección diferencial de línea para fallas internas y externa de alta y baja impedancia.

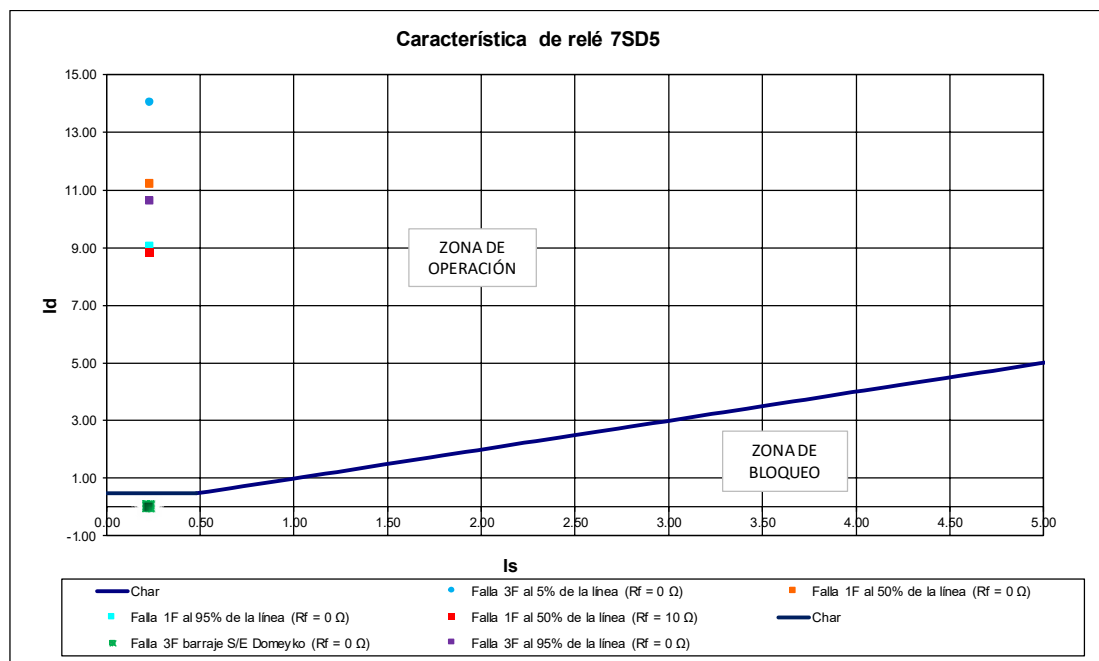
### Línea Domeyko – Laguna Seca

Los ajustes principales de la función ANSI 87L son los siguientes:

Parámetro	Ajuste
Measurement Full Scale Current [A prim] – Domeyko	600
Measurement Full Scale Current [A prim] – Laguna Seca	600
Threshold I-Diff > [A prim]	101
Threshold I-Diff >> [A prim]	804
I-DIFF: Operate delay [seg]	0,00

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tipo de falla		Corriente (Amperios Primarios)				Corriente (Amperios Secundarios)				Idiff [p.u]	Irest [p.u]
		Laguna Seca		Domeyko		Laguna Seca		Domeyko			
		Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]		
Interna	Falla 3F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	126	-108.39	6260	-98.34	1.05	111.68	52.17	-98.34	10.64	0.218
Interna	Falla 3F al 5% de la línea (Rf = 0 Ω)	23	-107.58	8432	-97.72	0.19	-107.58	70.27	-97.72	14.09	0.218
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 0 Ω)	0.0	67.74	6743	-101.00	0.00	67.74	56.19	-101.00	11.24	0.218
Interna	Falla 1F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	0.0	66.04	5433	-101.18	0.00	-70.38	45.28	-101.18	9.06	0.218
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 10 Ω)	0.0	91.79	5337	-76.95	0.00	-60.84	44.48	-76.95	8.90	0.218
Externa	Falla 3F barraje S/E Domeyko (Rf = 0 Ω)	15	-107.12	15	72.88	0.13	-107.12	0.13	72.88	0.00	0.218



De la anterior validación se observa una adecuada operación de la protección diferencial de línea para fallas internas y externa de alta y baja impedancia.

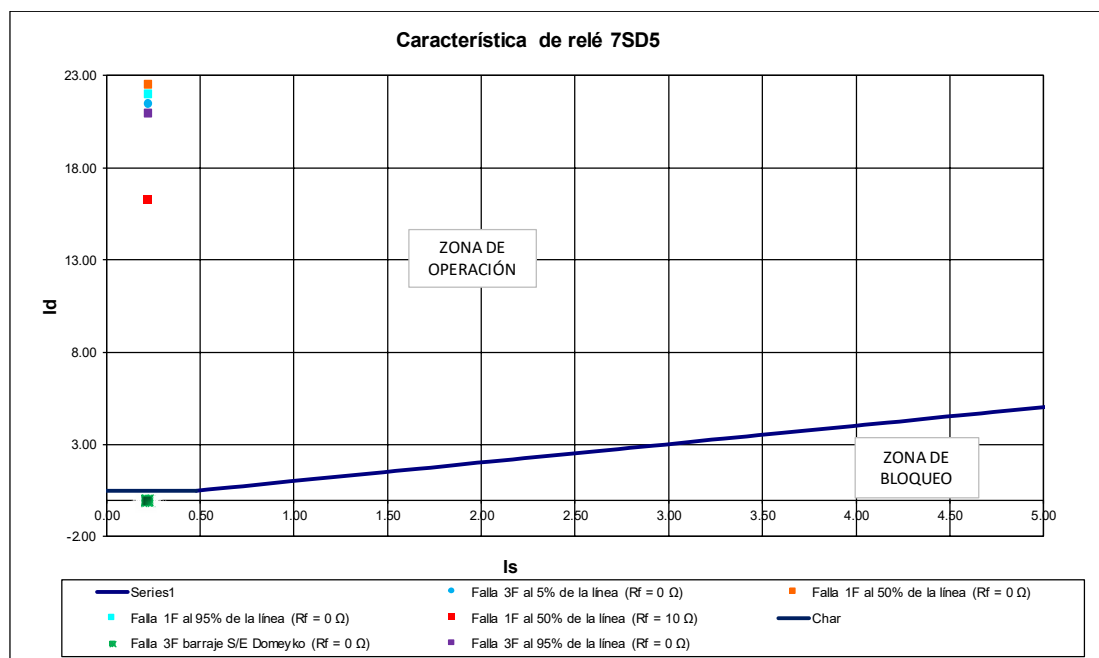
### Línea Domeyko – Óxidos

Los ajustes principales de la función ANSI 87L son los siguientes:

Parámetro	Ajuste
Measurement Full Scale Current [A prim] – Domeyko	400
Measurement Full Scale Current [A prim] – Óxidos	400
Threshold I-Diff > [A prim]	66
Threshold I-Diff >> [A prim]	536
I-DIFF: Operate delay [seg]	0,00

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tipo de falla		Corriente (AmperiosPrimarios)				Corriente (Amperios Secundarios)				Idiff [p.u]	Irest [p.u]
		Óxidos		Domeyko		Óxidos		Domeyko			
		Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]		
Interna	Falla 3F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	0.0	0.00	8384	-97.83	0.00	111.68	104.80	-97.83	20.96	0.215
Interna	Falla 3F al 5% de la línea (Rf = 0 Ω)	0.0	0.00	8601	-97.69	0.00	0.00	107.51	-97.69	21.50	0.215
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 0 Ω)	175	-54.82	8848	-101.67	2.19	-54.82	110.60	-101.67	22.56	0.215
Interna	Falla 1F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	180	-55.29	8630	-101.70	2.25	-70.38	107.88	-101.70	22.03	0.215
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 10 Ω)	127	-25.15	6401	-72.00	1.59	-60.84	80.01	-72.00	16.32	0.215
Externa	Falla 3F barraje S/E Domeyko (Rf = 0 Ω)	0.0	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.215



De la anterior validación se observa una adecuada operación de la protección diferencial de línea para fallas internas y externa de alta y baja impedancia.

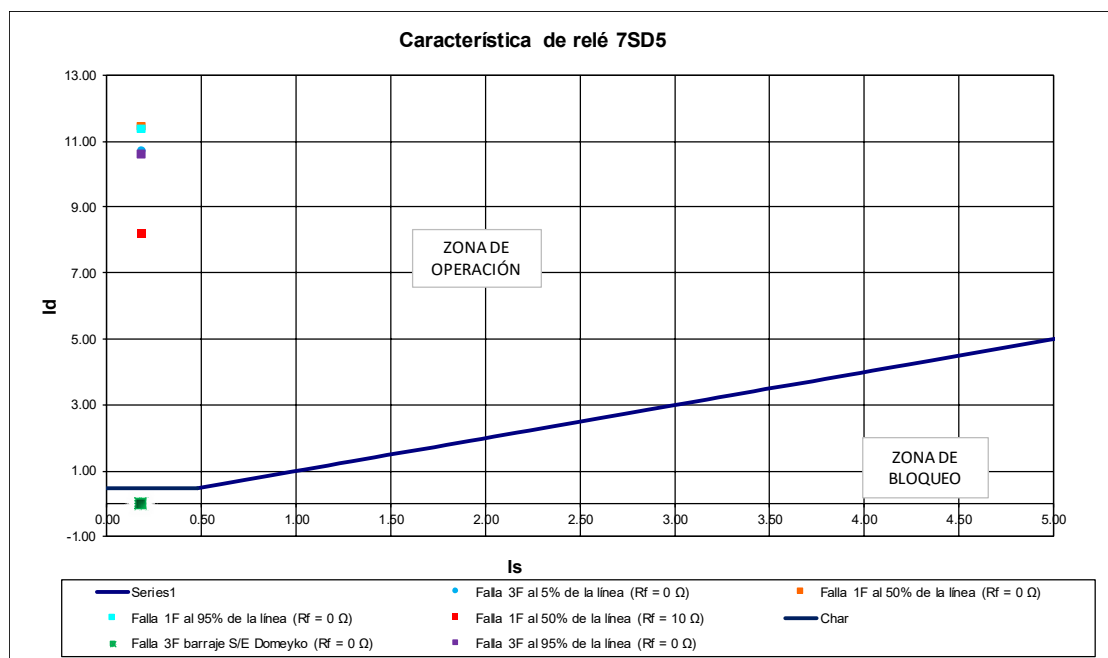
### Línea Domeyko – Sulfuros

Los ajustes principales de la función ANSI 87L son los siguientes:

Parámetro	Ajuste
Measurement Full Scale Current [A prim] – Domeyko	800
Measurement Full Scale Current [A prim] – Sulfuros	800
Threshold I-Diff > [A prim]	101
Threshold I-Diff >> [A prim]	800
I-DIFF: Operate delay [seg]	0,00

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tipo de falla		Corriente (AmperiosPrimarios)				Corriente (Amperios Secundarios)				Idiff [p.u]	Irest [p.u]
		Sulfuros		Domeyko		Sulfuros		Domeyko			
		Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]		
Interna	Falla 3F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	2434	-97.22	6072	-98.00	15.21	111.68	37.95	-98.00	10.63	0.176
Interna	Falla 3F al 5% de la línea (Rf = 0 Ω)	2166	-97.34	6441	-97.81	13.54	-97.34	40.26	-97.81	10.76	0.176
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 0 Ω)	4142	-104.30	5024	-98.20	25.89	-104.30	31.40	-98.20	11.46	0.176
Interna	Falla 1F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	4378	-104.13	4741	-98.18	27.36	-70.38	29.63	-98.18	11.40	0.176
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 10 Ω)	2976	-74.17	3610	-68.07	18.60	-60.84	22.56	-68.07	8.23	0.176
Externa	Falla 3F barraje S/E Domeyko (Rf = 0 Ω)	2151	-97.34	2151	82.66	13.44	-97.34	13.44	82.66	0.00	0.176



De la anterior validación se observa una adecuada operación de la protección diferencial de línea para fallas internas y externa de alta y baja impedancia.

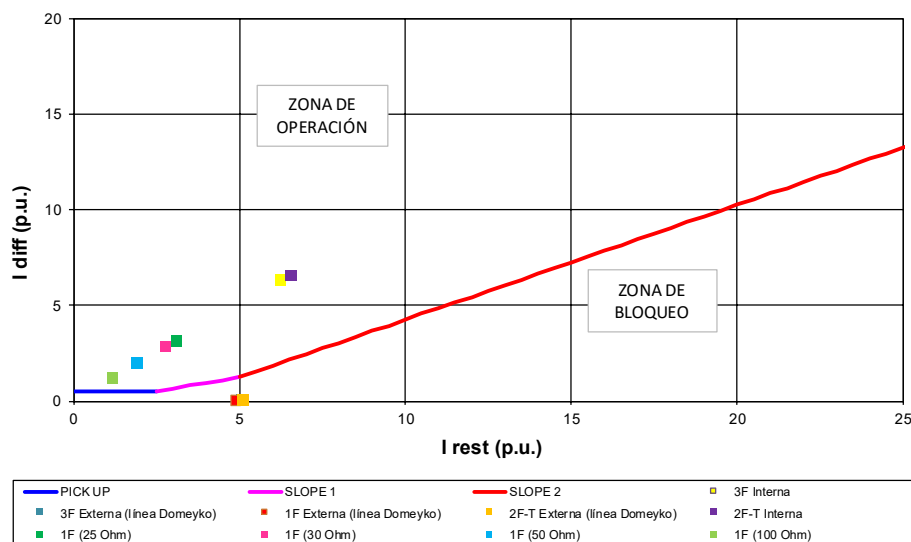
## 7.5 Subestación Escondida

### 7.5.1 Validación de función diferencial de Barra (ANSI 87B)

A continuación, se muestran los resultados de operación ante fallas externas (línea Escondida - Domeyko 220 kV) e internas sólidas y resistivas (25Ω, 30Ω, 50Ω y 100Ω) en donde se consideran los aportes de cada paño a la falla en barra.

Falla Simulada	Iprim								Id	Is
	J1 (Domeyko)	J3 (Zaldivar)	JT1 (Trafo 1)	JT2 (Trafo 2)	JT3 (Trafo 3)	JT4 (Trafo 4)	JT5 (Trafo 5)	JT6 (Trafo 6)		
3F Interna	4718	3209	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
3F Externa (línea Domeyko)	-3209	3209	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
1F Externa (línea Domeyko)	-3120	3011	19	19	22	22	14	14		
2F-T Externa (línea Domeyko)	-3236	3162	19	19	21	21	14	14		
2F-T Interna	5041	3162	19	19	21	21	14	14		
1F (25 Ohm)	2262	1598	12	12	11	11	15	15		
1F (30 Ohm)	1989	1432	15	14	13	13	17	17		
1F (50 Ohm)	1319	1023	20	19	19	19	21	21		
1F (100 Ohm)	697	639	24	24	23	24	25	25		
I sec (considerando errores de 5%)										
J1 (Domeyko)	J3 (Zaldivar)	JT1 (Trafo 1)	JT2 (Trafo 2)	JT3 (Trafo 3)	JT4 (Trafo 4)	JT5 (Trafo 5)	JT6 (Trafo 6)	Id	Is	
3.74	2.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.28	6.28	
-2.54	2.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.08	
-2.47	2.38	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.00	4.94	
-2.56	2.50	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.03	5.15	
3.99	2.50	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	6.58	6.58	
1.79	1.27	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	3.12	3.12	
1.57	1.13	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	2.78	2.78	
1.04	0.81	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	1.95	1.95	
0.55	0.51	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	1.17	1.17	

Con los valores de Id e Is se puede establecer la posición de los valores de falla sobre la característica diferencial porcentual:



Como se puede observar con los ajustes actuales para la protección diferencial de barra (ANSI 87B) en las barras de la subestación Escondida 220 kV, es estable ante falla externa sólidas trifásica, bifásicas a tierra y monofásicas y opera adecuadamente (en zona de disparo) ante fallas trifásicas y monofásicas resistivas de 25  $\Omega$ , 30  $\Omega$ , 50  $\Omega$  y 100  $\Omega$  en la barra.

## 7.5.2 Validación de función diferencial de línea (ANSI 87L)

Se hicieron simulaciones de fallas internas para las líneas de conexión de la subestación Escondida, líneas:

- Escondida – Domeyko.

Al igual que fallas externas a las líneas, es decir en la barra de la Subestación Escondida 220 kV.

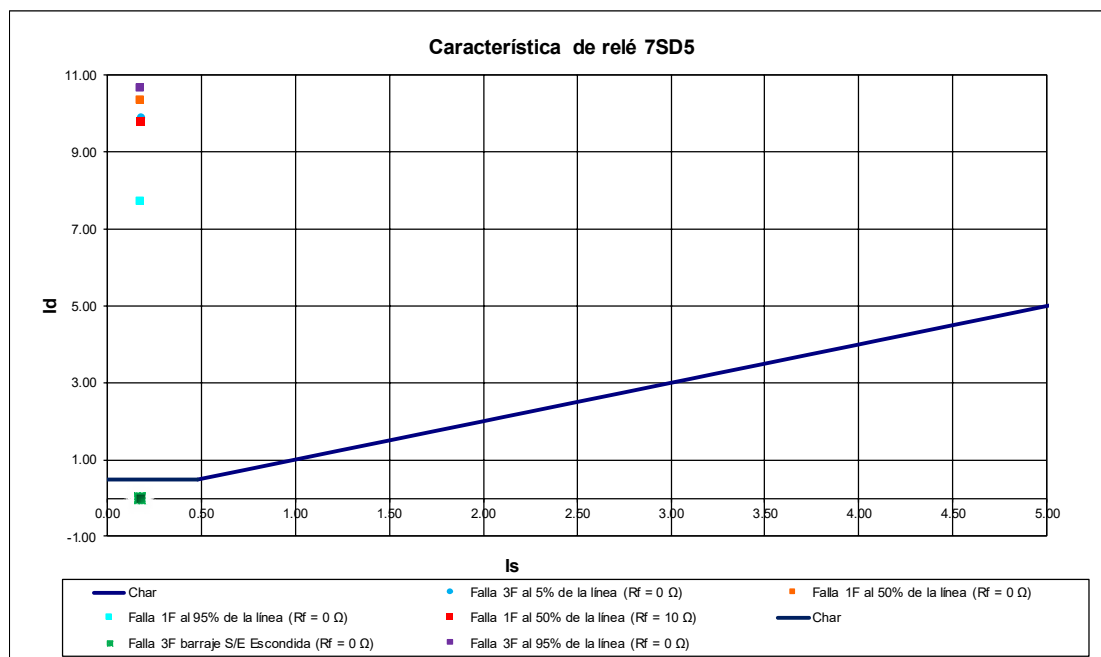
### Línea Escondida – Domeyko

Los ajustes principales de la función ANSI 87L son los siguientes:

Parámetro	Ajuste
Measurement Full Scale Current [A prim] – Domeyko	800
Measurement Full Scale Current [A prim] – Escondida	800
Threshold I-Diff > [A prim]	101
Threshold I-Diff >> [A prim]	800
I-DIFF: Operate delay [seg]	0,00

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tipo de falla		Corriente (AmperiosPrimarios)				Corriente (Amperios Secundarios)				Idiff [p.u]	Irest [p.u]
		Escondida		Domeyko		Escondida		Domeyko			
		Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]		
Interna	Falla 3F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	1550	-99.53	7009	-97.34	9.69	111.68	43.81	-97.34	10.70	0.176
Interna	Falla 3F al 5% de la línea (Rf = 0 Ω)	3099	-99.86	4848	-97.36	19.37	-99.86	30.30	-97.36	9.93	0.176
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 0 Ω)	2091	-96.08	6210	-102.85	13.07	-96.08	38.81	-102.85	10.38	0.176
Interna	Falla 1F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	1558	-67.87	4629	-74.64	9.74	-70.38	28.93	-74.64	7.73	0.176
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 10 Ω)	2889	-96.79	4984	-103.72	18.06	-60.84	31.15	-103.72	9.84	0.176
Externa	Falla 3F barraje S/E Escondida (Rf = 0 Ω)	4718	82.67	4718	-97.33	29.49	82.67	29.49	-97.33	0.00	0.176



De la anterior validación se observa una adecuada operación de la protección diferencial de línea para fallas internas y externa de alta y baja impedancia.

## 7.6 Subestación Laguna Seca

### 7.6.1 Validación de función diferencial de Barra (ANSI 87B)

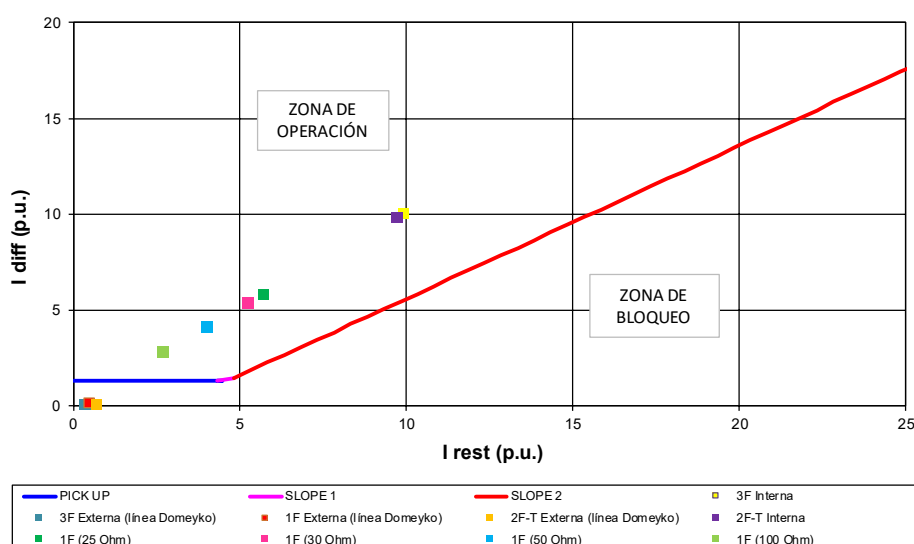
A continuación, se muestran los resultados de operación ante fallas externas (línea Laguna Seca - Domeyko 220 kV) e internas sólidas y resistivas (25Ω, 30Ω, 50Ω y 100Ω) en donde se consideran los aportes de cada paño a la falla en barra.

Falla Simulada	Iprim					
	JL1 (Domeyko)	JT1 (Trafo 1)	JT2 (Trafo 2)	JT3 (Trafo 3)	JT7 (Trafo 7)	JT8 (Trafo 8)
3F Interna	6172	0.0	0.0	0.0	130	0.0
3F Externa (línea Domeyko)	-129	0.0	0.0	0.0	129	0.0
1F Externa (línea Domeyko)	-153	21	38	38	71	25
2F-T Externa (línea Domeyko)	-236	19	33	33	133	22
2F-T Interna	5929	19	33	33	134	22
1F (25 Ohm)	3409	37	65	64	15	43
1F (30 Ohm)	3118	38	68	68	12	45
1F (50 Ohm)	2310	43	76	75	21	50
1F (100 Ohm)	1446	46	82	81	36	54

I sec (considerando errores de 5%)							Id	Is
JL1 (Domeyko)	JT1 (Trafo 1)	JT2 (Trafo 2)	JT3 (Trafo 3)	JT7 (Trafo 7)	JT8 (Trafo 8)			
9.77	0.00	0.00	0.00	0.21	0.00		9.98	9.98
-0.20	0.00	0.00	0.00	0.20	0.00		0.00	0.41
-0.24	0.03	0.06	0.06	0.11	0.04		0.06	0.55
-0.37	0.03	0.05	0.05	0.21	0.03		0.01	0.75
9.39	0.03	0.05	0.05	0.21	0.03		9.77	9.77
5.40	0.06	0.10	0.10	0.02	0.07		5.75	5.75
4.94	0.06	0.11	0.11	0.02	0.07		5.30	5.30
3.66	0.07	0.12	0.12	0.03	0.08		4.08	4.08
2.29	0.07	0.13	0.13	0.06	0.09		2.76	2.76

Con los valores de Id e Is se puede establecer la posición de los valores de falla sobre la característica diferencial porcentual:



Como se puede observar con los ajustes actuales para la protección diferencial de barra (ANSI 87B) en las barras de la subestación Laguna Seca 220 kV, es estable ante falla externa sólidas trifásica, bifásicas a tierra y monofásicas y opera adecuadamente (en zona de disparo) ante fallas trifásicas y monofásicas resistivas de 25  $\Omega$ , 30  $\Omega$ , 50  $\Omega$  y 100  $\Omega$  en la barra.

## 7.6.2 Validación de función diferencial de línea (ANSI 87L)

Se hicieron simulaciones de fallas internas para las líneas de conexión de la subestación Escondida, líneas:

- Laguna Seca – Domeyko.

Al igual que fallas externas a las líneas, es decir en la barra de la Subestación Escondida 220 kV.

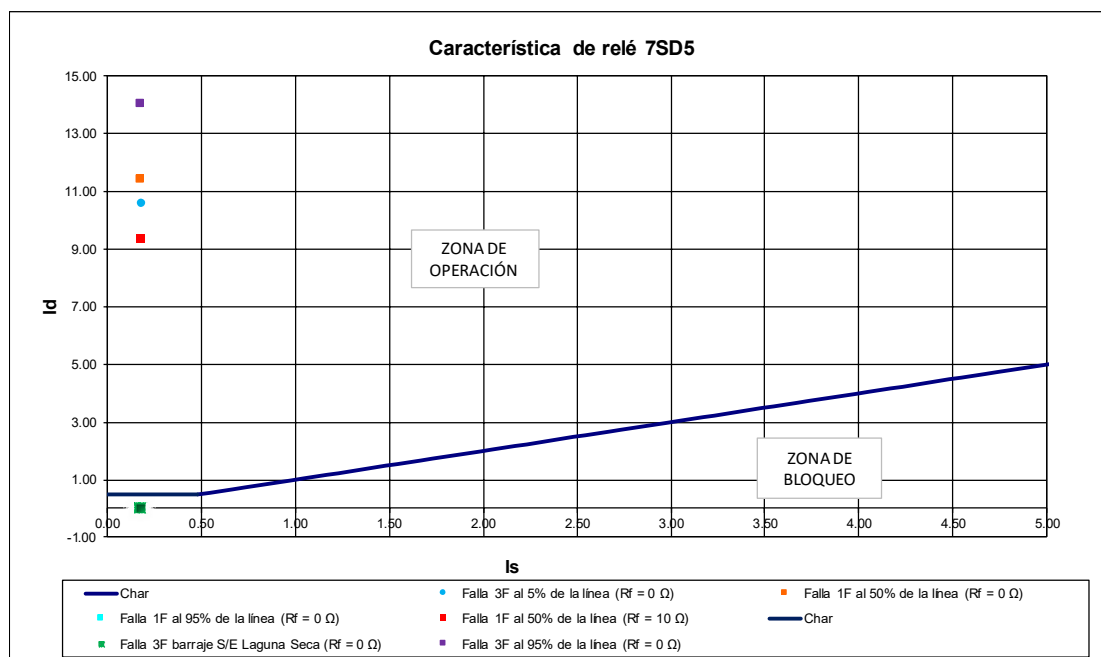
## Línea Laguna Seca – Domeyko

Los ajustes principales de la función ANSI 87L son los siguientes:

Parámetro	Ajuste
Measurement Full Scale Current [A prim] – Domeyko	600
Measurement Full Scale Current [A prim] – Laguna Seca	600
Threshold I-Diff > [A prim]	101
Threshold I-Diff >> [A prim]	804
I-DIFF: Operate delay [seg]	0,00

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tipo de falla		Corriente (AmperiosPrimarios)				Corriente (Amperios Secundarios)				Idiff [p.u]	Irest [p.u]
		Laguna Seca		Domeyko		Laguna Seca		Domeyko			
		Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]		
Interna	Falla 3F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	23	-107.58	8432	-97.72	0.19	111.68	70.27	-97.72	14.09	0.176
Interna	Falla 3F al 5% de la línea (Rf = 0 Ω)	126	-108.39	6260	-98.34	1.05	-108.39	52.17	-98.34	10.64	0.176
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 0 Ω)	132	67.74	6730	-101.00	1.10	67.74	56.08	-101.00	11.44	0.176
Interna	Falla 1F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	101	71.42	8900	-100.87	0.84	-70.38	74.17	-100.87	15.00	0.176
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 10 Ω)	159	91.79	5468	-76.95	1.33	-60.84	45.57	-76.95	9.38	0.176
Externa	Falla 3F barraje S/E Laguna Seca (Rf = 0)	6172	81.64	6171	-98.36	51.43	81.64	51.43	-98.36	0.00	0.176



De la anterior validación se observa una adecuada operación de la protección diferencial de línea para fallas internas y externa de alta y baja impedancia.

## 7.7 Subestación Mejillones

### 7.7.1 Validación de función Falla Interruptor (ANSI 50BF)

Los criterios de ajuste establecidos por el CEN para la función ANSI 50BF, son los siguientes:

$$1,2 \times I_{nom} (TT/CC) \leq I_{Pickup\ fase} \leq 0,8 \times I_{cc\ mín} (\emptyset\emptyset)$$

$$0,1 \times I_{nom} (TT/CC) \leq I_{Pickup\ tierra} \leq 0,8 \times I_{cc\ mín} (\emptyset t)$$

Los ajustes que se tiene de la función ANSI 50BF en la línea Mejillones – O'higgins 220 kV en la subestación Mejillones son los siguientes:

#### 4.5 Group Breaker Failure; Group Breaker Failure

Group Breaker Failure; Group Breaker Failure

No.	Settings	Value	Group
3901	Breaker Failure Protection	ON	A
3902	Pick-up threshold I>	960 A	A
3903	1pole retrip with stage T1 (local trip)	NO	A
3904	T1, Delay after 1pole start (local trip)	0,08 sec	A
3905	T1, Delay after 3pole start (local trip)	0,08 sec	A
3906	T2, Delay of 2nd stage (busbar trip)	0,20 sec	A
3907	T3, Delay for start with defective bkr.	0,05 sec	A
3908	Trip output selection with defective bkr	NO	A
3909	Check Breaker contacts	YES	A
3913	T2 Start Criteria	Parallel with delay time T1	A

Se debe verificar que el valor de ajuste del Pickup este dentro de lo recomendado por el CEN:

- $1,2 \times I_{nom\ CT} = 1,2 \times 800\ A = 960\ Aprim\ (6,0\ Asec)$
- $0,8 \times I_{cc\ Mín\ (3-t)} = 0,8 \times 2081\ A\ (Falla\ 3F\ al\ 99\% \text{ del Paño J2 de SE Mejillones de } 10\ \Omega \text{ en generación nocturna}) = 1665\ Aprim\ (10,4\ Asec)$

Por lo tanto, el ajuste de corriente Pickup de la función ANSI 50BF estaría cumpliendo:

$$960\ Aprim \leq 960 \leq 1665\ Aprim$$

Se recomienda ajustar los parámetros 3904 y 3905 (retrip) en 10 ms y los valores obtenidos en el numeral 5.2.1 para obtener un ajuste más sensible y permitir el adecuado arranque de la función ANSI 50BF.

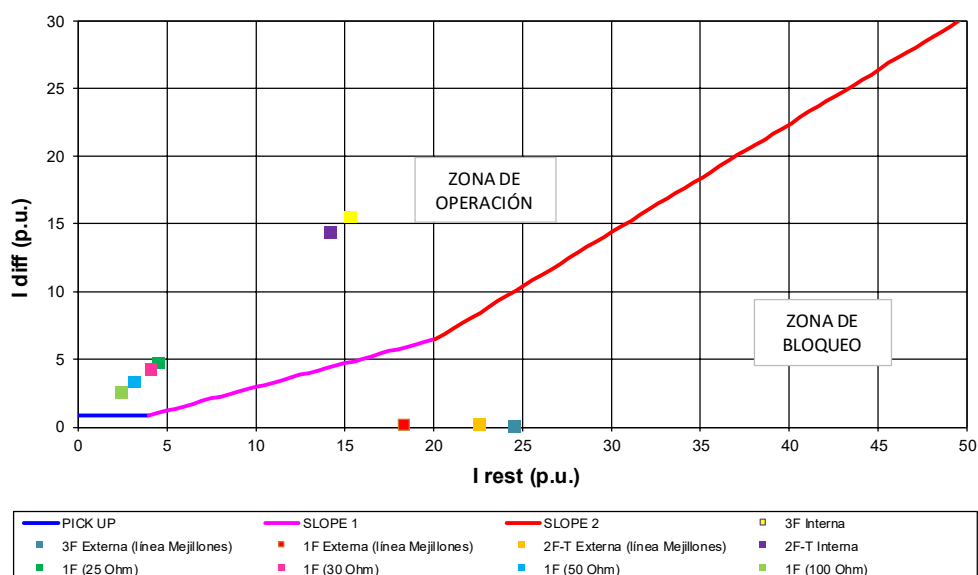
## 7.8 Subestación O'higgins

### 7.8.1 Validación de función diferencial de Barra (ANSI 87B)

A continuación, se muestran los resultados de operación ante fallas externas (línea O'higgins – Mejillones 220 kV) e internas sólidas y resistivas (25Ω, 30Ω, 50Ω y 100Ω) en donde se consideran los aportes de cada paño a la falla en barra.

	Iprim										
Falla Simulada	J1 (Mejillones)	J2 (Domeyko)	J3 (Coloso 1)	J4 (Coloso 2)	J5 (Puri)	J6 (Atacama 2)	J7 (Kapuratur 1)	J8 (Atacama 1)	J9 (Farellón)	J10 (Kapuratur 2)	
3F Interna	2928	596	0.0	0.0	580	2247	3512	2245	580	3512	
3F Externa (línea Mejillones)	-12936	577	1.0	1.0	561	2195	3426	2193	561	3426	
1F Externa (línea Mejillones)	-9675	531	14	14	499	1609	2501	1607	497	2501	
2F-T Externa (línea Mejillones)	-11878	488	11	11	459	2003	3267	2001	453	3267	
2F-T Interna	2785	507	11	11	476	2052	3349	2050	470	3349	
1F (25 Ohm)	1080	56	26	26	50	626	1164	625	60	1164	
1F (30 Ohm)	975	85	26	26	73	544	1041	543	66	1041	
1F (50 Ohm)	736	158	27	27	138	359	762	359	154	762	
1F (100 Ohm)	531	219	27	27	194	207	524	207	211	524	
I sec (considerando errores de 5%)											
J1 (Mejillones)	J2 (Domeyko)	J3 (Coloso 1)	J4 (Coloso 2)	J5 (Puri)	J6 (Atacama 2)	J7 (Kapuratur 1)	J8 (Atacama 1)	J9 (Farellón)	J10 (Kapuratur 2)	Id	Is
2.78	0.57	0.00	0.00	0.55	2.13	3.34	2.13	0.55	3.34	15.39	15.39
-12.29	0.55	0.00	0.00	0.53	2.09	3.25	2.08	0.53	3.25	0.00	24.58
-9.19	0.50	0.01	0.01	0.47	1.53	2.38	1.53	0.47	2.38	0.09	18.48
-11.28	0.46	0.01	0.01	0.44	1.90	3.10	1.90	0.43	3.10	0.08	22.65
2.65	0.48	0.01	0.01	0.45	1.95	3.18	1.95	0.45	3.18	14.31	14.31
1.03	0.05	0.02	0.02	0.05	0.59	1.11	0.59	0.06	1.11	4.63	4.63
0.93	0.08	0.02	0.02	0.07	0.52	0.99	0.52	0.06	0.99	4.20	4.20
0.70	0.15	0.03	0.03	0.13	0.34	0.72	0.34	0.15	0.72	3.31	3.31
0.50	0.21	0.03	0.03	0.18	0.20	0.50	0.20	0.20	0.50	2.54	2.54

Con los valores de Id e Is se puede establecer la posición de los valores de falla sobre la característica diferencial porcentual:



Como se puede observar con los ajustes actuales para la protección diferencial de barra (ANSI 87B) en las barras de la subestación O'higgins 220 kV, es estable ante falla externa sólidas trifásica, bifásicas a tierra y monofásicas y opera adecuadamente (en zona de disparo) ante fallas trifásicas y monofásicas resistivas de 25 Ω, 30 Ω, 50 Ω y 100 Ω en la barra.

## 7.8.2 Validación de función Falla Interruptor (ANSI 50BF)

Los criterios de ajuste establecidos por el CEN para la función ANSI 50BF, son los siguientes:

$$1,2 \times I_{nom} (TT/CC) \leq I_{Pickup fase} \leq 0,8 \times I_{cc mín} (\phi\phi)$$

$$0,1 \times I_{nom} (TT/CC) \leq I_{Pickup tierra} \leq 0,8 \times I_{cc mín} (\phi t)$$

Los ajustes que se tiene de la función ANSI 50BF en la línea O'higgins – Mejillones 220 kV en la subestación O'higgins son los siguientes:

**4.5 Group 50BF Breaker Failure; Group 50BF***Group 50BF Breaker Failure; Group 50BF*

No.	Settings	Value	Group
3901	50BF Breaker Failure Protection	ON	A
3902	50BF Pickup current threshold	501 A	A
3903	1pole retrip for local trip	NO	A
3904	Delay after 1pole start for local trip	0,05 sec	A
3905	Delay after 3pole start for local trip	0,05 sec	A
3906	Delay of 2nd element for busbar trip	0,20 sec	A
3907	Delay for start with defective bkr.	0,05 sec	A
3908	Trip output selection with defective bkr	NO	A
3909	Check Breaker contacts	YES	A
3913	T2 Start Criteria	Parallel with delay time T1	A

Se debe verificar que el valor de ajuste del Pickup este dentro de lo recomendado por el CEN:

- $0,1 \times I_{nom CT} = 0,1 \times 800 A = 80 \text{ Aprim (0,5 Asec)}$
- $0,8 \times I_{cc \text{ Mín (1-t)}} = 0,8 \times 1188 A \text{ (Falla 1F al 99\% del Paño J1 de SE O'higgins de 10 Ohm en generación nocturna)} = 950 \text{ Aprim (5,94 Asec)}$

Por lo tanto, el ajuste de corriente Pickup de la función ANSI 50BF estaría cumpliendo:

$$80 \text{ Aprim} \leq 501 \leq 950 \text{ Aprim}$$

Se recomienda ajustar los parámetros 3904 y 3905 (retrip) en 10 ms y los valores obtenidos en el numeral 5.2.1 para obtener un ajuste más sensible y permitir el adecuado arranque de la función ANSI 50BF.

## 7.9 Subestación Óxidos

### 7.9.1 Validación de función diferencial de línea (ANSI 87L)

Se hicieron simulaciones de fallas internas para las líneas de conexión de la subestación Óxidos, líneas:

- Óxidos – Domeyko.

Al igual que fallas externas a las líneas, es decir en la barra de la Subestación Óxidos 220 kV.

#### Línea Óxidos – Domeyko

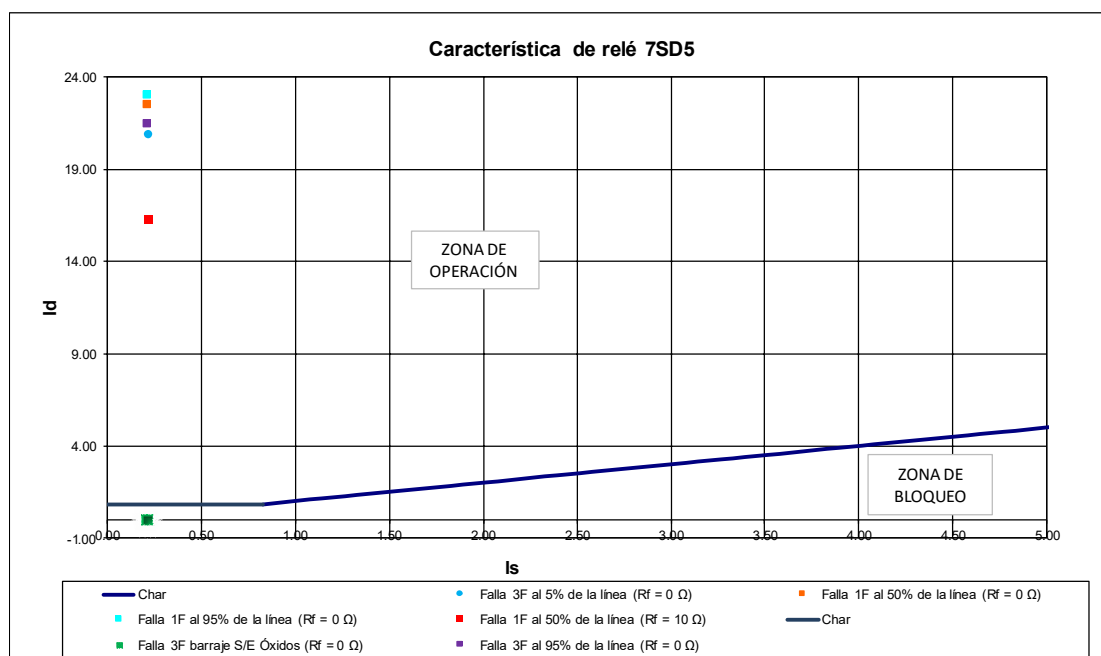
Los ajustes principales de la función ANSI 87L son los siguientes:

Parámetro	Ajuste
Measurement Full Scale Current [A prim] – Domeyko	400

Measurement Full Scale Current [A prim] – Óxidos	400
Threshold I-Diff > [A prim]	66,4
Threshold I-Diff >> [A prim]	536
I-DIFF: Operate delay [seg]	0,00

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tipo de falla		Corriente (AmperiosPrimarios)				Corriente (Amperios Secundarios)				Idiff [p.u]	Irest [p.u]
		Óxidos		Domeyko		Óxidos		Domeyko			
		Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]		
Interna	Falla 3F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	0.0	0.0	8601	-97.69	0.00	111.68	107.51	-97.69	21.50	0.216
Interna	Falla 3F al 5% de la línea (Rf = 0 Ω)	0.0	0.0	8384	-97.83	0.00	0.00	104.80	-97.83	20.96	0.216
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 0 Ω)	175	-54.82	8848	-101.67	2.19	-54.82	110.60	-101.67	22.56	0.216
Interna	Falla 1F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	171	-54.29	9077	-101.64	2.14	-70.38	113.46	-101.64	23.12	0.216
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 10 Ω)	127	-25.15	6401	-72.00	1.59	-60.84	80.01	-72.00	16.32	0.216
Externa	Falla 3F barraje S/E Óxidos (Rf = 0 Ω)	8373	82.17	8373	-97.83	104.66	82.17	104.66	-97.83	0.00	0.216



De la anterior validación se observa una adecuada operación de la protección diferencial de línea para fallas internas y externa de alta y baja impedancia.

### 7.9.2 Validación de función Falla Interruptor (ANSI 50BF)

Los criterios de ajuste recomendados para la función ANSI 50BF en los transformadores son los siguientes:

Fases:	
Menor valor entre:	130% In del transformador
	120% In del TC
Tierra:	
Menor valor entre:	40% In del transformador
	10% In del TC

Los ajustes que se tiene de la función ANSI 50BF de los transformadores de la subestación Óxidos son los siguientes:

Transformador TR1 y TR2:

4.5 Group Protección fallo del interruptor; Group Fallo IP			
Group Protección fallo del interruptor; Group Fallo IP			
No.	Settings	Value	Group
3901	Protección contra fallo del interruptor	Activar función	A
3902	Valor reacción supervis. flujo intens.	30 A	A
3903	Disparo monop. después de transcurrir T1	No	A
3904	Temporización T1 para arranque monopolar	0,00 s	A
3905	Temporización T1 para arranque tripolar	0,00 s	A
3906	Temporización T2	0,20 s	A
3907	Temporiz. con fallo del interrup. de pot.	0,00 s	A
3908	Selecc. de disparo por fallo del IP	Disparo por Fallo del IP (T1)	A
3909	Criterio contacto aux. del interruptor	No	A
3913	T2 Criterio de arranque	Paralelo a T1	A

Se debe verificar que el valor de ajuste del Pickup este dentro de lo recomendado:

#### Corriente nominal del transformador TR1

@220 kV:

$$= 50000 \text{ kVA} / (\sqrt{3} \times 220 \text{ kV})$$

$$= 131,22 \text{ A}$$

Factor de sobrecarga (40%)

$$= 0,4 * 131,22 \text{ A}$$

$$= 52,49 \text{ A}$$

#### Corriente nominal primaria del CT

$$= 300 \text{ A}$$

Factor de sobrecarga (10%)

$$= 0,1 * 300 \text{ A}$$

$$= 30 \text{ A}$$

#### Menor valor de ajuste

$$= 30 \text{ A}$$

En valores secundarios:

$$\text{RTC} = 300:5$$

$$= (30 * 5) / 300$$

$$= 0,5 \text{ Asec}$$

Por lo tanto, el ajuste de corriente Pickup de la función ANSI 50BF de los transformadores TR1 y TR2 de la subestación Óxidos, estaría cumpliendo.

Se recomienda ajustar los parámetros 3904 y 3905 (retrip) en 10 ms

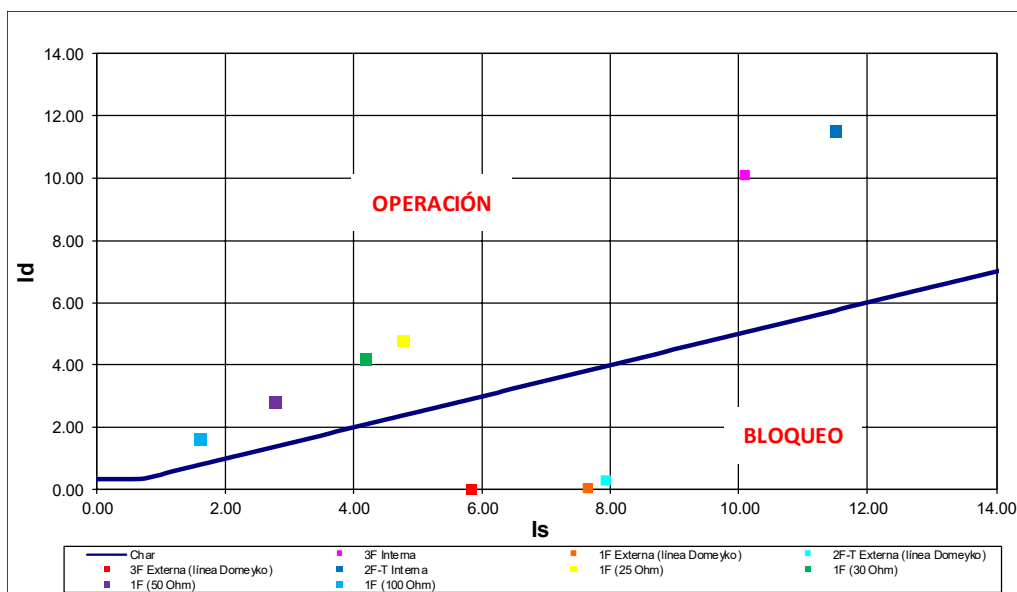
## 7.10 Subestación Sulfuros

### 7.10.1 Validación de función diferencial de Barra (ANSI 87B)

A continuación, se muestran los resultados de operación ante fallas externas (línea Sulfuros – Domeyko 220 kV) e internas sólidas y resistivas (25Ω, 30Ω, 50Ω y 100Ω) en donde se consideran los aportes de cada paño a la falla en barra.

Falla Simulada	Iprim						
	J1 (Domeyko)	J2 (N. Zaldivar)	JT1 (Trafo 1)	JT2 (Trafo 2)	JT3 (Trafo 3)		
3F Interna	6052	2449	0.0	0.0	0.0		
3F Externa (línea Domeyko)	-2446	2446	0.0	0.0	0.0		
1F Externa (línea Domeyko)	-3202	2268	476	476	11		
2F-T Externa (línea Domeyko)	-3214	2415	511	511	12		
2F-T Interna	6249	2419	511	511	12		
1F (25 Ohm)	2555	1155	140	141	30		
1F (30 Ohm)	2230	1038	111	112	32		
1F (50 Ohm)	1457	758	45	45	34		
1F (100 Ohm)	766	504	27	27	36		
I sec (considerando errores de 5%)							
J1 (Domeyko)	J2 (N. Zaldivar)	JT1 (Trafo 1)	JT2 (Trafo 2)	JT3 (Trafo 3)	Id	Is	
7.19	2.91	0.00	0.00	0.00	10.09	10.09	
-2.90	2.90	0.00	0.00	0.00	0.00	5.81	
-3.80	2.69	0.57	0.57	0.01	0.03	7.64	
-3.82	2.87	0.61	0.61	0.01	0.28	7.91	
7.42	2.87	0.61	0.61	0.01	11.52	11.52	
3.03	1.37	0.17	0.17	0.04	4.77	4.77	
2.65	1.23	0.13	0.13	0.04	4.18	4.18	
1.73	0.90	0.05	0.05	0.04	2.78	2.78	
0.91	0.60	0.03	0.03	0.04	1.62	1.62	

Con los valores de Id e Is se puede establecer la posición de los valores de falla sobre la característica diferencial porcentual:



Como se puede observar con los ajustes actuales para la protección diferencial de barra (ANSI 87B) en las barras de la subestación Sulfuros 220 kV, es estable ante falla externa sólidas trifásica, bifásicas a tierra y monofásicas y opera adecuadamente (en zona de disparo) ante fallas trifásicas y monofásicas resistivas de 25 Ω, 30 Ω, 50 Ω y 100 Ω en la barra.

## 7.10.2 Validación de función Falla Interruptor (ANSI 50BF)

Los criterios de ajuste establecidos por el CEN para la función ANSI 50BF, son los siguientes:

$$1,2 \times I_{nom (TT/CC)} \leq I_{Pickup fase} \leq 0,8 \times I_{cc mín (\emptyset\emptyset)}$$

$$0,1 \times I_{nom (TT/CC)} \leq I_{Pickup tierra} \leq 0,8 \times I_{cc mín (\emptyset t)}$$

#### Línea Sulfuros – Domeyko:

Los ajustes que se tiene de la función ANSI 50BF en la línea Sulfuros – Domeyko 220 kV en la subestación Sulfuros son los siguientes:

#### 4.5 Group 50BF Breaker Failure; Group 50BF

Group 50BF Breaker Failure; Group 50BF

No.	Settings	Value	Group
3901	50BF Breaker Failure Protection	ON	A
3902	50BF Pickup current threshold	80 A	A
3904	Delay after 1pole start for local trip	00 sec	A
3905	Delay after 3pole start for local trip	00 sec	A
3906	Delay of 2nd element for busbar trip	0,20 sec	A
3907	Delay for start with defective bkr.	00 sec	A
3908	Trip output selection with defective bkr	NO	A
3909	Check Breaker contacts	NO	A
3913	T2 Start Criteria	Parallel with delay time T1	A

Se debe verificar que el valor de ajuste del Pickup este dentro de lo recomendado por el CEN:

- $0,1 \times I_{nom CT} = 0,1 \times 800 A = 80 \text{ Aprim (0,5 Asec)}$
- $0,8 \times I_{cc \text{ Mín (1-t)}} = 0,8 \times 1890 A \text{ (Falla 1F al 99\% del Paño J1 de SE Sulfuros de 10 Ohm en generación nocturna)} = 1512 \text{ Aprim (9,45 Asec)}$

Por lo tanto, el ajuste de corriente Pickup de la función ANSI 50BF estaría cumpliendo:

$$80 \text{ Aprim} \leq 80 \leq 1512 \text{ Aprim}$$

Se recomienda ajustar la etapa 1 (retrip) en 10 ms y los valores obtenidos en el numeral 5.2.1 para obtener un ajuste más sensible y permitir el adecuado arranque de la función ANSI 50BF.

#### Línea Sulfuros – Nueva Zaldivar:

Los ajustes que se tiene de la función ANSI 50BF en la línea Sulfuros – Nueva Zaldivar 220 kV en la subestación Sulfuros son los siguientes:

**4.5 Group 50BF Breaker Failure; Group 50BF***Group 50BF Breaker Failure; Group 50BF*

No.	Settings	Value	Group
3901	50BF Breaker Failure Protection	ON	A
3902	50BF Pickup current threshold	80 A	A
3904	Delay after 1pole start for local trip	00 sec	A
3905	Delay after 3pole start for local trip	00 sec	A
3906	Delay of 2nd element for busbar trip	0,20 sec	A
3907	Delay for start with defective bkr.	00 sec	A
3908	Trip output selection with defective bkr	NO	A
3909	Check Breaker contacts	NO	A
3913	T2 Start Criteria	Parallel with delay time T1	A

Se debe verificar que el valor de ajuste del Pickup este dentro de lo recomendado por el CEN:

- $0,1 \times I_{nom CT} = 0,1 \times 800 A = 80 \text{ Aprim (0,5 Asec)}$
- $0,8 \times I_{cc \text{ MÍN}} (1-t) = 0,8 \times 1350 A \text{ (Falla 1F al 99\% del Paño J2 de SE Sulfuros de 10 Ohm en generación nocturna)} = 1080 \text{ Aprim (6,75 Asec)}$

Por lo tanto, el ajuste de corriente Pickup de la función ANSI 50BF estaría cumpliendo:

$$80 \text{ Aprim} \leq 80 \leq 1080 \text{ Aprim}$$

Los criterios de ajuste recomendados para la función ANSI 50BF en los transformadores son los siguientes:

Fases:	
Menor valor entre:	130% In del transformador
	120% In del TC
Tierra:	
Menor valor entre:	40% In del transformador
	20% - 10% In del TC

Los ajustes que se tiene de la función ANSI 50BF de los transformadores de la subestación Sulfuros son los siguientes:

Transformador TR1 y TR2:

**4.5 Group 50BF Breaker Failure; Group 50BF***Group 50BF Breaker Failure; Group 50BF*

No.	Settings	Value	Group
3901	50BF Breaker Failure Protection	ON	A
3902	50BF Pickup current threshold	80 A	A
3904	Delay after 1pole start for local trip	00 sec	A
3905	Delay after 3pole start for local trip	00 sec	A
3906	Delay of 2nd element for busbar trip	0,20 sec	A
3907	Delay for start with defective bkr.	00 sec	A
3908	Trip output selection with defective bkr	NO	A
3909	Check Breaker contacts	YES	A
3913	T2 Start Criteria	Parallel with delay time T1	A

Se debe verificar que el valor de ajuste del Pickup este dentro de lo recomendado:

**Corriente nominal del transformador TR1****@220 kV:**

$$= 138000 \text{ kVA} / (\sqrt{3} \times 220 \text{ kV})$$

$$= 362,16 \text{ A}$$

Factor de sobrecarga (40%)

$$= 0,4 * 362,16 \text{ A}$$

$$= 144,86 \text{ A}$$

**Corriente nominal primaria del CT**

$$= 400 \text{ A}$$

Factor de sobrecarga (20%)

$$= 0,2 * 400 \text{ A}$$

$$= 80 \text{ A}$$

**Menor valor de ajuste**

$$= 80 \text{ A}$$

En valores secundarios:

$$\text{RTC} = 400:5$$

$$= (80 * 5) / 400$$

$$= 1,0 \text{ Asec}$$

Por lo tanto, el ajuste de corriente Pickup de la función ANSI 50BF de los transformadores TR1 y TR2 de la subestación Sulfuros, estaría cumpliendo.

Transformador TR3:**4.6 Group Protección fallo del interruptor; Group Fallo del IP***Group Protección fallo del interruptor; Group Fallo del IP*

No.	Settings	Value	Group
7004	Criterio contacto aux. del interruptor	Activar función	A
7005	Tiempo disp. prot. fallo interruptor	0,08 s	A
7006	Valor reacción supervis. flujo intens.	180 A	A
7007	Valor de reacción de la supervisión 3I0	20 A	A
7008	Tiempo 2 disp. prot. fallo interruptor	0,15 s	A

Se debe verificar que el valor de ajuste del Pickup este dentro de lo recomendado:

Fases:

**Corriente nominal del transformador TR3**

**@220 kV:**

$$= 62000 \text{ kVA} / (\sqrt{3} \times 220 \text{ kV})$$

$$= 162,71 \text{ A}$$

Factor de sobrecarga (130%)

$$= 1,3 \times 162,71 \text{ A}$$

$$= 211,52 \text{ A}$$

**Corriente nominal primaria del CT**

$$= 200 \text{ A}$$

Factor de sobrecarga (120%)

$$= 1,2 \times 200 \text{ A}$$

$$= 240 \text{ A}$$

**Menor valor de ajuste**

$$= 211,52 \text{ A}$$

En valores secundarios:

$$\text{RTC} = 200:5$$

$$= (211,52 \times 5) / 200$$

$$= 5,29 \text{ Asec}$$

Por lo tanto, el ajuste de corriente Pickup de la función ANSI 50BF por fases del transformador TR3 de la subestación Sulfuros, no estaría cumpliendo.

Se recomienda ajustar el pickup de fases de la función ANSI 50BF en 211,52 Aprim (5,29 Asec).

Tierra:

**Corriente nominal del transformador TR1**

**@220 kV:**

$$= 62000 \text{ kVA} / (\sqrt{3} \times 220 \text{ kV})$$

$$= 162,71 \text{ A}$$

Factor de sobrecarga (40%)

$$= 0,4 \times 162,71 \text{ A}$$

$$= 65,08 \text{ A}$$

**Corriente nominal primaria del CT**

$$= 200 \text{ A}$$

Factor de sobrecarga (10%)

$$= 0,1 \times 200 \text{ A}$$

$$= 20 \text{ A}$$

**Menor valor de ajuste**

$$= 20 \text{ A}$$

En valores secundarios:

$$\text{RTC} = 200:5$$

$$= (20 \times 5) / 200$$

$$= 0,5 \text{ Asec}$$

Por lo tanto, el ajuste de corriente Pickup de la función ANSI 50BF por tierra del transformador TR3 de la subestación Sulfuros, estaría cumpliendo.

Se recomienda ajustar la etapa 1 de disparo local para los transformadores en 10 ms

## 7.10.3 Validación de función diferencial de línea (ANSI 87L)

Se hicieron simulaciones de fallas internas para las líneas de conexión de la subestación Sulfuros, líneas:

- Sulfuros – Domeyko.

Al igual que fallas externas a las líneas, es decir en la barra de la Subestación Óxidos 220 kV.

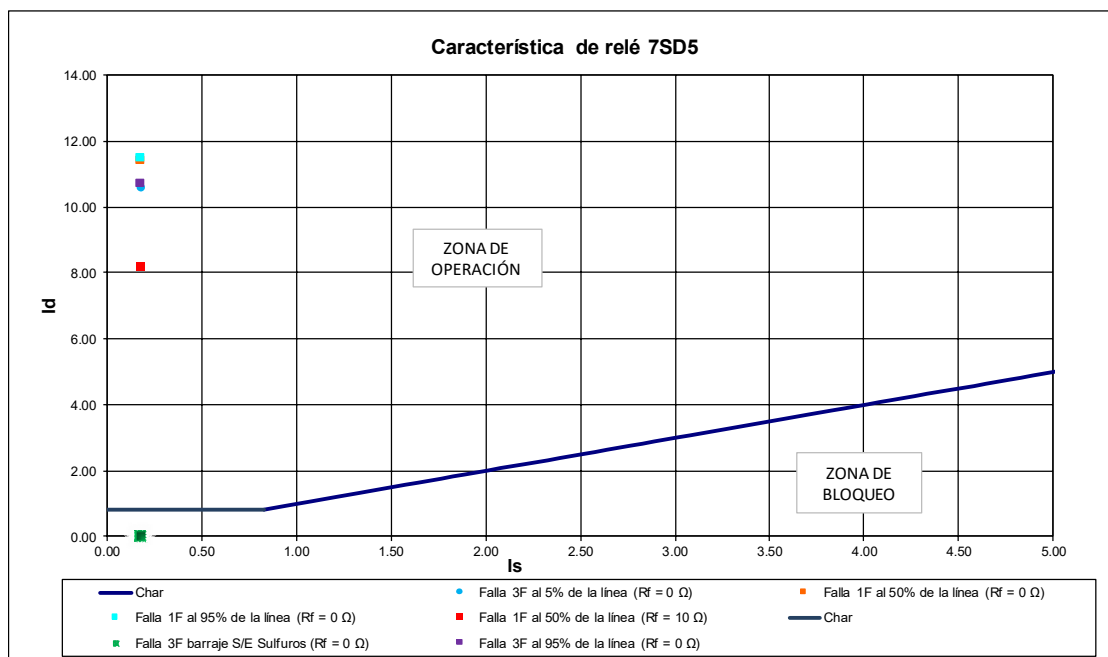
Línea Sulfuros – Domeyko

Los ajustes principales de la función ANSI 87L son los siguientes:

Parámetro	Ajuste
Measurement Full Scale Current [A prim] – Domeyko	800
Measurement Full Scale Current [A prim] – Sulfuros	800
Threshold I-Diff > [A prim]	101
Threshold I-Diff >> [A prim]	101
I-DIFF: Operate delay [seg]	0,00

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tipo de falla		Corriente (AmperiosPrimarios)				Corriente (Amperios Secundarios)				Idiff [p.u]	Irest [p.u]
		Sulfuros		Domeyko		Sulfuros		Domeyko			
		Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]		
Interna	Falla 3F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	2166	-97.34	6441	-97.81	13.54	111.68	40.26	-97.81	10.76	0.176
Interna	Falla 3F al 5% de la línea (Rf = 0 Ω)	2434	-97.2	6072	-98.02	15.21	-97.22	37.95	-98.02	10.63	0.176
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 0 Ω)	3011	-104.30	6142	-98.21	18.82	-104.30	38.39	-98.21	11.44	0.176
Interna	Falla 1F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	2838	-104.50	6374	-98.21	17.74	-70.38	39.84	-98.21	11.52	0.176
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 10 Ω)	2170	-74.17	4406	-68.07	13.56	-60.84	27.54	-68.07	8.22	0.176
Externa	Falla 3F barraje S/E Sulfuros (Rf = 0 Ω)	6052	81.97	6052	-98.03	37.83	81.97	37.83	-98.03	0.00	0.176



De la anterior validación se observa una adecuada operación de la protección diferencial de línea para fallas internas y externa de alta y baja impedancia.

## 7.10.4 Validación de función diferencial de Transformador (ANSI 87T)

Los ajustes existentes de la función diferencial de transformador ANSI 87T de los transformadores TR1, TR2 y TR3 de la subestación Sulfuros, fueron suministrados por Minera Escondida.

A continuación, se presentan el cálculo de los ajustes generales para la función diferencial de transformador para el relé 7UT6 de los transformadores TR1, TR2 y TR3 de la subestación Sulfuros:

TR1:

Sn (HV ONAF)=	138,000 kVA
Sn (LV1 ONAF)=	55,000 kVA
Sn (LV2 ONAN)=	83,000 kVA
V HV=	220 kV
V MH=	69 kV
V LV=	13.8 kV
uk <sub>H.M</sub> @ 55MVA=	5.71 %
Vmin (max tap)	-12.50 %
Vmax (min tap)	12.50 %

	Prim	Sec	Precisión	Errores CT
CT HV=	400	5	5P	1.05
CT MV=	3500	5	5P	0.95
CT LV=	600	5	5P	0.95

$$I_{HVSec} = I_{HVPma} \times \frac{1}{ICT_{HV}} \times \varepsilon$$

$$I_{MVSec} = I_{MVPma} \times \frac{1}{ICT_{MV}} \times \varepsilon$$

$$I_{LVSec} = I_{LVPma} \times \frac{1}{ICT_{LV}} \times \varepsilon$$

$$I_{refHV} = I_{nHV}$$

$$I_{refLV1} = \frac{S_{nref}}{U_{nLV1} \times \sqrt{3}}$$

$$I_{refLV2} = \frac{S_{nref}}{U_{nLV2} \times \sqrt{3}}$$

$$S_{nref} = S_{nHV}$$

$$k_{HV} = \frac{ICT_{HV}}{I_{refHV}}$$

$$I_{mH} = k_{HV} \times I_{HVSec}$$

$$k_{LV1} = \frac{ICT_{LV1}}{I_{refLV1}}$$

$$I_{mL1} = k_{LV1} \times I_{LV1Sec}$$

$$k_{LV2} = \frac{ICT_{LV2}}{I_{refLV2}}$$

$$I_{mL2} = k_{LV2} \times I_{LV2Sec}$$

$$I_{diff} = |I_{mH} - I_{mM} - I_{mL}|$$

$$I_{rest} = |I_{mH}| + |I_{mM}| + |I_{mL}|$$

### CÁLCULO DE Idiff

Tap	VnMV	IHV Prim	IMV Prim	ILV Prim	IrefHV	IrefMV	IrefLV	KHV	KMV	KLV	IHV sec[*]	IMV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImM	ImL	Idiff	Ires
MAX	247500	321.92	460.21	3472.47	321.92	1154.70	5772.50	11.0450	3.0311	0.1099	0.0813	0.130	5.730	0.8978	0.3946	0.5954	0.0922	1.8878
0	220000	362.16	460.21	3472.47	362.16	1154.70	5772.50	11.0450	3.0311	0.1099	0.0914	0.130	5.730	1.0100	0.3946	0.5954	0.0200	2.0000
MIN	192500	413.89	460.21	3472.47	413.89	1154.70	5772.50	11.0450	3.0311	0.1099	0.1045	0.130	5.730	1.1543	0.3946	0.5954	0.1643	2.1443
* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs																	Idiff=	0.30
																	KNEEPOINT1=	2.14

### CÁLCULO DE SLOPE 1

Tap	VnMV	IHV Prim	IMV Prim	KHV	KMV	IHV sec[*]	IMV sec[*]	ImH	ImL	Idiff	Ires
MIN	247500	3171.24	2818.85	11.0450	3.0311	0.8325	0.765	9.1944	2.3192	11.5136	9.1944
0	220000	3171.24	4029.83	11.0450	3.0311	0.8325	1.094	9.1944	3.3154	12.5088	9.1944
MAX	192500	3171.24	3624.28	11.0450	3.0311	0.8325	0.984	9.1944	2.9818	12.1762	9.1944

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs  
50% de corriente máxima de falla calculada con base a la uk del transformador

$$Slope(\%) = \frac{I_{Diff}}{I_{Rest}} \times 100\%$$

$$Slope1(\%) \text{ calculado} = 136.06$$

$$SLOPE1 = 40.00$$

BASEPOINT1=	0.000	I/10
-------------	-------	------

### CÁLCULO DE SLOPE 2

SLOPE2=	80.00	%
---------	-------	---

KNEEPOINT2=	9.194	
ADY1=	3.678	
BASEPOINT2=	2.300	I/Io
ldiff>=	10.000	

Se hicieron simulaciones de fallas internas y externas para verificar la estabilidad de la protección diferencial.

Dependiendo del grupo de conexión de los devanados se deben hacer los cálculos para obtener las corrientes procesadas por el relé.

Se calculan las corrientes medidas por los TC en cada fase de cada devanado y en el neutro (IL1, IL2, IL3 y 3I0) y dependiendo del grupo vector se calculan las corrientes de *Matching* (IA, IB e IC) internas en el relé, para obtener los valores de corriente diferencial Idiff y corriente de restricción Irest. La forma general de las ecuaciones para el cálculo de las corrientes de *Matching* dependiendo de la conexión del devanado son:

## Dyn11

$$\text{Delta-Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

$$\text{Wye-Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

## Dyn5

$$\text{Delta-Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

$$\text{Wye-Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

## YNd11

$$\text{Wye-Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

$$\text{Delta-Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -(1-\sqrt{3}) & -1 & -(1+\sqrt{3}) \\ -(1+\sqrt{3}) & -(1-\sqrt{3}) & -1 \\ -1 & -(1+\sqrt{3}) & -(1-\sqrt{3}) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

## YNd5

$$\text{Wye-Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

$$\text{Delta-Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} (1-\sqrt{3}) & 1 & (1+\sqrt{3}) \\ (1+\sqrt{3}) & (1-\sqrt{3}) & 1 \\ 1 & (1+\sqrt{3}) & (1-\sqrt{3}) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

Se hicieron las simulaciones para fallas en el devanado de Alta (220 kV) y los devanados de media (69 kV) y baja (13,8 kV) para comprobar la estabilidad de la protección diferencial ante fallas externas y la operatividad ante fallas internas. Los resultados son los siguientes:

**Fallas en lado de 13,8 kV:**

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase y neutro											
	HV (220 kV)				MV (69 kV)				LV (13,8 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (LV)	91	-89	-95	0.00	-277	278	277	0.00	-124	-62	-62	0.00
Falla 1F ext (LV)	-91	89	95	0.00	-277	278	277	0.00	124	-62	-62	0.00
Falla 3F int (LV)	1,201	1,201	1,201	0.00	108	108	108	0.00	-18,727	-18,727	-18,727	0.00
Falla 3F ext (LV)	1,201	1,201	1,201	0.00	-108	-108	-108	0.00	-18,726	18,726	18,726	0.00
Falla 2F int (LV)	-671	-1,202	533	0.00	-240	108	-252	0.00	0	-16,231	16,231	0.00
Falla 2F ext (LV)	671	1,202	533	0.00	-240	-108	252	0.00	0	16,229	16,229	0.00
Falla 2F ext. LV (5 Ω)	152	279	166	0.00	-287	-270	264	0.00	0	2,661	2,661	0.00
Falla 2F int. LV (5 Ω)	-152	-279	166	0.00	-287	270	-264	0.00	0	-2,661	2,661	0.00
Falla 2F int. LV (2 Ω)	-280	-529	271	0.00	-295	251	-245	0.00	0	-6,135	6,135	0.00

Corrientes Matching en relé diferencial								
HV (220 kV)			MV (69 kV)			LV (13,8 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC
91.00	-89.00	-95.00	-277.00	278.00	277.00	-46.87	-118.46	-82.67
-91.00	89.00	95.00	-277.00	278.00	277.00	-107.39	107.39	0.00
1,201.00	1,201.00	1,201.00	108.00	108.00	108.00	-18727.00	-18727.00	-18727.00
1,201.00	1,201.00	1,201.00	-108.00	-108.00	-108.00	27864.92	-15380.92	6242.00
-671.00	-1,202.00	533.00	-240.00	108.00	-252.00	9370.97	9370.97	-18741.94
671.00	1,202.00	533.00	-240.00	-108.00	252.00	20189.15	1449.52	10819.33
152.00	279.00	166.00	-287.00	-270.00	264.00	3310.33	237.67	1774.00
-152.00	-279.00	166.00	-287.00	270.00	-264.00	1536.33	1536.33	-3072.66
-280.00	-529.00	271.00	-295.00	251.00	-245.00	3542.04	3542.04	-7084.09

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA

	IAHVPrim	IAMVPrim	IALVPrim	IrefHV	IrefMV	IrefLV	KHV	KMV	KLV	IHVsec[°]	IMVsec[°]	ILVsec[°]	ImH	ImM	ImL	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (LV)	91.00	277.00	-46.87	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.2298	-0.078	-0.077	0.2538	-0.2375	-0.0080	0.4993	0.4993	SI
Falla 1F ext (LV)	-91.00	277.00	-107.39	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	-0.2298	-0.078	-0.177	-0.2538	-0.2375	-0.0184	0.0021	0.5097	NO
Falla 3F int (LV)	1201.00	108.00	-18727.00	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	3.0325	0.031	-30.900	3.3494	0.0926	-3.2112	6.4680	6.6532	SI
Falla 3F ext (LV)	1201.00	-108.00	27864.92	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	3.0325	-0.031	45.977	3.3494	-0.0926	4.7781	1.8000	8.2201	NO
Falla 2F int (LV)	-671.00	-240.00	9370.97	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	-1.6943	-0.068	15.462	-1.8713	-0.2058	1.6069	3.2724	3.6840	SI
Falla 2F ext (LV)	671.00	-240.00	20189.15	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	1.6943	-0.068	33.312	1.8713	-0.2058	3.4619	1.3848	5.5390	NO
Falla 2F ext LV (5 Ω)	152.00	-287.00	3310.33	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.3838	-0.081	5.462	0.4239	-0.2461	0.5676	0.1023	1.2376	NO
Falla 2F int. LV (5 Ω)	-152.00	-287.00	1536.33	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	-0.3838	-0.081	2.535	-0.4239	-0.2461	0.2634	0.4413	0.9334	SI
Falla 2F int. LV (2 Ω)	-280.00	-295.00	3542.04	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	-0.7070	-0.083	5.844	-0.7809	-0.2529	0.6074	1.1353	1.6412	SI

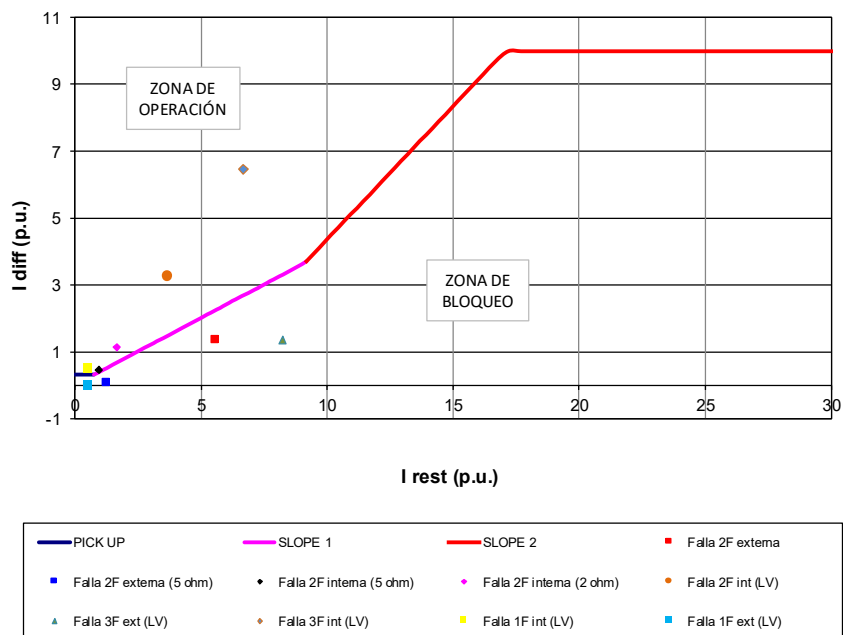
## Notas:

A) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.

B) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC.

C) Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja.

## 138 MVA T1 SE SULFUROS

Fallas en lado de 69 kV:

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase y neutro											
	HV (220 kV)				MV (69 kV)				LV (13,8 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (MV)	2,018	-486	-619	915	-7,941	159	365	-7,652	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 1F ext (MV)	2,018	-486	-619	915	7,941	159	365	7,652	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 3F int (MV)	1,995	1,995	1,995	0.00	-6,278	-6,278	-6,278	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 3F ext (MV)	1,994	1,994	1,994	0.00	6,278	6,278	6,278	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F int (MV)	89	-1,766	-1,689	0.00	-278	5,558	5,318	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F ext (MV)	89	1,776	1,689	0.00	278	-5,557	-5,317	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F ext. MV (5 Ω)	89	1,571	1,514	0.00	278	-4,945	-4,766	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F int. MV (5 Ω)	89	-1,571	-1,514	0.00	-278	4,945	4,766	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F int. MV (2 Ω)	89	-1,708	-1,639	0.00	-278	5,375	5,158	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Corrientes Matching en relé diferencial								
HV (220 kV)			MV (69 kV)			LV (13,8 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC
1,713.00	-791.00	-924.00	-5390.33	2709.67	2915.67	0.00	0.00	0.00
1,713.00	-791.00	-924.00	5390.33	-2391.67	-2185.67	0.00	0.00	0.00
1,995.00	1,995.00	1,995.00	-6278.00	-6278.00	-6278.00	0.00	0.00	0.00
1,994.00	1,994.00	1,994.00	6278.00	6278.00	6278.00	0.00	0.00	0.00
89.00	-1,766.00	-1,689.00	-278.00	5558.00	5318.00	0.00	0.00	0.00
89.00	1,776.00	1,689.00	278.00	-5557.00	-5317.00	0.00	0.00	0.00
89.00	1,571.00	1,514.00	278.00	-4945.00	-4766.00	0.00	0.00	0.00
89.00	-1,571.00	-1,514.00	-278.00	4945.00	4766.00	0.00	0.00	0.00
89.00	-1,708.00	-1,639.00	-278.00	5375.00	5158.00	0.00	0.00	0.00

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA

	IAHV Prim	IA MV Prim	IALV Prim	IreH V	IreM V	IreL V	KHV	KMV	KLV	IHV sec[*]	IMV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImM	ImL	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (MV)	1713.00	-5390.33	0.00	32192	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	4.3253	-1.525	0.000	4.7773	-4.6215	0.0000	9.3988	9.3988	SI
Falla 1F ext (MV)	1713.00	5390.33	0.00	32192	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	4.3253	1.525	0.000	4.7773	4.6215	0.0000	0.1558	9.3988	NO
Falla 3F int (MV)	1995.00	-6278.00	0.00	32192	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	5.0374	-1.776	0.000	5.5638	-5.3825	0.0000	10.9463	10.9463	SI
Falla 3F ext (MV)	1994.00	6278.00	0.00	32192	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	5.0349	1.776	0.000	5.5610	5.3825	0.0000	0.1784	10.9435	NO
Falla 2F int (MV)	89.00	-278.00	0.00	32192	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.2247	-0.079	0.000	0.2482	-0.2383	0.0000	0.4866	0.4866	SI
Falla 2F ext (MV)	89.00	278.00	0.00	32192	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.2247	0.079	0.000	0.2482	0.2383	0.0000	0.0099	0.4866	NO
Falla 2F ext. MV (5 Ω)	89.00	278.00	0.00	32192	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.2247	0.079	0.000	0.2482	0.2383	0.0000	0.0099	0.4866	NO
Falla 2F int. MV (5 Ω)	89.00	-278.00	0.00	32192	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.2247	-0.079	0.000	0.2482	-0.2383	0.0000	0.4866	0.4866	SI
Falla 2F int. MV (2 Ω)	89.00	-278.00	0.00	32192	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.2247	-0.079	0.000	0.2482	-0.2383	0.0000	0.4866	0.4866	SI

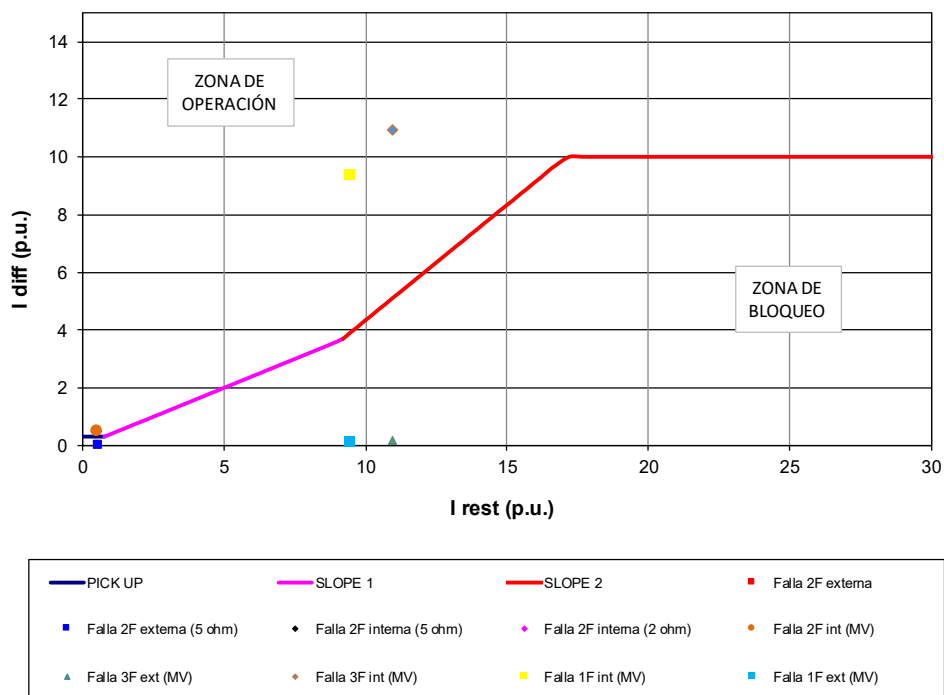
Notes:

A) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.

B) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC.

C) Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja.

## 138 MVA T1 SE SULFUROS



## Fallas en lado de 220 kV:

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase y neutro											
	HV (220 kV)				MV (69 kV)				LV (13.8 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (HVS)	-476	429	555	1,455	109	-188	-346	-355	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 1F ext (HVS)	476	-428	-555	1,454	-109	188	346	355	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 3F ext (HVS)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F int (HVS)	89	-65	61	0.00	278	139	-139	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F ext (HVS)	-89	44	-44	0.00	278	139	-139	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F ext. (5 Ω)	-89	55	-34	0.00	278	173	-108	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F int. (5 Ω)	89	-55	34	0.00	278	173	-108	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F int. (2 Ω)	89	-60	50	0.00	278	154	-125	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Corrientes Matching en relé diferencial								
HV (220 kV)			MV (69 kV)			LV (13.8 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC
-961.00	-56.00	70.00	227.33	-69.67	-227.67	0.00	0.00	0.00
-8.67	-912.67	-1,039.67	-227.33	69.67	227.67	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
89.00	-65.00	61.00	278.00	139.00	-139.00	0.00	0.00	0.00
-89.00	44.00	-44.00	278.00	139.00	-139.00	0.00	0.00	0.00
-89.00	55.00	-34.00	278.00	173.00	-108.00	0.00	0.00	0.00
89.00	-55.00	34.00	278.00	173.00	-108.00	0.00	0.00	0.00
89.00	-60.00	50.00	278.00	154.00	-125.00	0.00	0.00	0.00

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA

	IAHVPrim	IAMVPrim	IALVPrim	IreHV	IreMV	IreLV	KHV	KMV	KLV	IHVsec["]	IMVsec["]	ILVsec["]	ImH	ImM	ImL	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (HVS)	-961.00	227.33	0.00	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	-2.4265	0.064	0.000	-2.6801	0.1949	0.0000	2.8750	2.8750	SI
Falla 1F ext (HVS)	-8.67	-227.33	0.00	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	-0.0219	-0.064	0.000	-0.0242	-0.1949	0.0000	0.1707	0.2191	NO
Falla 3F ext (HVS)	0.00	0.00	0.00	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.0000	0.000	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	NO
Falla 2F int (HVS)	-65.00	139.00	0.00	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	-0.1641	0.039	0.000	-0.1813	0.1192	0.0000	0.3004	0.3004	SI
Falla 2F ext (HVS)	44.00	139.00	0.00	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.1111	0.039	0.000	0.1227	0.1192	0.0000	0.0035	0.2419	NO
Falla 2F ext (5 D)	55.00	173.00	0.00	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.1389	0.049	0.000	0.1534	0.1483	0.0000	0.0061	0.3017	NO
Falla 2F int (5 D)	-55.00	173.00	0.00	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	-0.1389	0.049	0.000	-0.1534	0.1483	0.0000	0.3017	0.3017	SI
Falla 2F int (2 D)	-60.00	154.00	0.00	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	-0.1515	0.044	0.000	-0.1673	0.1320	0.0000	0.2994	0.2994	SI

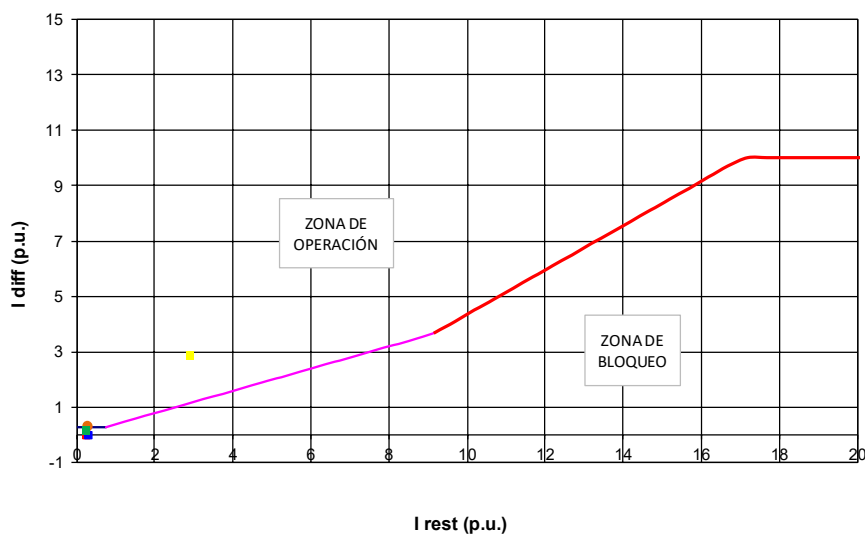
Notas:

A) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.

B) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC

C) Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja

## 138 MVA T1 SE SULFUROS



PICK UP	SLOPE 1	SLOPE 2	Falla 2F externa	Falla 2F externa (5 chm)
Falla 2F interna (5 chm)	Falla 2F interna (2 chm)	Falla 2F int (Ter)	Falla 1F int (HVS)	Falla 1F ext (HVS)

Se observa que con los ajustes de la función diferencial se detectarían las fallas internas y no operaría para fallas externas en los tres devanados del transformador.

TR2:

Sn (HV ONAF)=	138,000 kVA
Sn (LV1 ONAF)=	55,000 kVA
Sn (LV2 ONAF)=	83,000 kVA
V HV=	220 kV
V MH=	69 kV
V LV=	13.8 kV
uk <sub>u.M</sub> @ 55MVA=	5.71%
Vmin (max tap)=	-12.50%
Vmax (min tap)=	12.50%

	Prim	Sec	Precisión	Errores CT
CT HV=	400	5	5P	1.05
CT MV=	3500	5	5P	0.95
CT LV=	600	5	5P	0.95

$$I_{HVSec} = I_{HVPma} \times \frac{1}{IC_{THV}} \times \varepsilon$$

$$I_{MVSec} = I_{MVPma} \times \frac{1}{IC_{TMV}} \times \varepsilon$$

$$I_{LVSec} = I_{LVPma} \times \frac{1}{IC_{TLV}} \times \varepsilon$$

$$I_{refHV} = I_{nHV}$$

$$I_{refLV1} = \frac{S_{nref}}{U_{nLV1} \times \sqrt{3}}$$

$$I_{refLV2} = \frac{S_{nref}}{U_{nLV2} \times \sqrt{3}}$$

$$S_{nref} = S_{nHV}$$

$$k_{HV} = \frac{IC_{THV}}{I_{refHV}}$$

$$I_{mH} = k_{HV} \times I_{HVSec}$$

$$k_{LV1} = \frac{IC_{TLV1}}{I_{refLV1}}$$

$$I_{mL1} = k_{LV1} \times I_{LV1Sec}$$

$$k_{LV2} = \frac{IC_{TLV2}}{I_{refLV2}}$$

$$I_{mL2} = k_{LV2} \times I_{LV2Sec}$$

$$I_{diff} = |I_{mH} - I_{mM} - I_{mL}|$$

$$I_{rest} = |I_{mH}| + |I_{mM}| + |I_{mL}|$$

## CÁLCULO DE Idiff&gt;

Tap	VnMV	IHV Prim	IMV Prim	ILV Prim	IrefHV	IrefMV	IrefLV	KHV	KMV	KLV	IHV sec[*]	IMV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImM	ImL	Idiff	Ires
MAX	247500	321.92	460.21	3472.47	321.92	1154.70	5773.50	11.0450	3.0311	0.1039	0.0813	0.130	5.730	0.8978	0.3946	0.5954	0.0922	1.8878
0	220000	362.16	460.21	3472.47	362.16	1154.70	5773.50	11.0450	3.0311	0.1039	0.0914	0.130	5.730	1.0100	0.3946	0.5954	0.0200	2.0000
MIN	192500	413.89	460.21	3472.47	413.89	1154.70	5773.50	11.0450	3.0311	0.1039	0.1045	0.130	5.730	1.1543	0.3946	0.5954	0.1643	2.1443
* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs																	Idiff>=	0.30
																	KNEEPOINT1>=	2.14

## CÁLCULO DE SLOPE 1

Tap	VnMV	IHV Prim	IMV Prim	KHV	KMV	IHV sec[*]	IMV sec[*]	ImH	ImL	Idiff	Ires
MIN	247500	3171.24	2818.88	11.0450	3.0311	0.8325	0.765	9.1944	2.3192	11.5136	9.1944
0	220000	3171.24	4029.83	11.0450	3.0311	0.8325	1.094	9.1944	3.3154	12.5098	9.1944
MAX	192500	3171.24	3624.28	11.0450	3.0311	0.8325	0.984	9.1944	2.9818	12.1762	9.1944

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs  
50% de corriente máxima de falla calculada con base a la uk del transformador

$$Slope(\%) = \frac{I_{diff}}{I_{rest}} \times 100\%$$

Slope1(%) calculado= 136.06

SLOPE1= 40.00

BASEPOINT1=	0.000	I/I0
-------------	-------	------

## CÁLCULO DE SLOPE 2

SLOPE2=	80.00	%
---------	-------	---

KNEEPOINT2=	9.194
ADY1=	3.678
BASEPOINT2=	2.300 I/I0
Idiff>=	10.000

Se hicieron simulaciones de fallas internas y externas para verificar la estabilidad de la protección diferencial.

Dependiendo del grupo de conexión de los devanados se deben hacer los cálculos para obtener las corrientes procesadas por el relé.

Se calculan las corrientes medidas por los TC en cada fase de cada devanado y en el neutro (IL1, IL2, IL3 y 3I0) y dependiendo del grupo vector se calculan las corrientes de Matching (IA, IB e IC) internas en el relé, para obtener los valores de corriente diferencial Idiff y corriente de restricción Irest. La forma general de las ecuaciones para el cálculo de las corrientes de Matching dependiendo de la conexión del devanado son:

## Dyn11

$$\text{Delta-Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

$$\text{Wye-Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

## Dyn5

$$\text{Delta-Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

$$\text{Wye-Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

## YNd11

$$\text{Wye-Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

$$\text{Delta-Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -(1-\sqrt{3}) & -1 & -(1+\sqrt{3}) \\ -(1+\sqrt{3}) & -(1-\sqrt{3}) & -1 \\ -1 & -(1+\sqrt{3}) & -(1-\sqrt{3}) \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

## YNd5

$$\text{Wye-Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

$$\text{Delta-Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} (1-\sqrt{3}) & 1 & (1+\sqrt{3}) \\ (1+\sqrt{3}) & (1-\sqrt{3}) & 1 \\ 1 & (1+\sqrt{3}) & (1-\sqrt{3}) \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

Se hicieron las simulaciones para fallas en el devanado de Alta (220 kV) y los devanados de media (69 kV) y baja (13,8 kV) para comprobar la estabilidad de la protección diferencial ante fallas externas y la operatividad ante fallas internas. Los resultados son los siguientes:

**Fallas en lado de 13,8 kV:**

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase y neutro											
	HV (220 kV)				MV (69 kV)				LV (13,8 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (LV)	90	-88	-94	0.00	-273	274	274	0.00	-124	-62	-62	0.00
Falla 1F ext (LV)	-90	88	94	0.00	-273	274	274	0.00	124	-62	-62	0.00
Falla 3F int (LV)	1,201	1,201	1,201	0.00	107	107	107	0.00	-18,728	-18,728	-18,728	0.00
Falla 3F ext (LV)	1,201	1,201	1,201	0.00	-107	-107	-107	0.00	-18,726	18,726	18,726	0.00
Falla 2F int (LV)	-670	-1,202	534	0.00	-237	107	-249	0.00	0	-16,231	16,231	0.00
Falla 2F ext (LV)	670	1,202	534	0.00	-237	-107	249	0.00	0	16,229	16,229	0.00
Falla 2F ext. LV (5 Ω)	151	278	165	0.00	-284	-267	261	0.00	0	2,661	2,661	0.00
Falla 2F int. LV (5 Ω)	-151	-278	165	0.00	-284	267	-261	0.00	0	-2,661	2,661	0.00
Falla 2F int. LV (2 Ω)	-279	-528	270	0.00	-291	248	-242	0.00	0	-6,137	6,137	0.00

Corrientes Matching en relé diferencial								
HV (220 kV)			MV (69 kV)			LV (13,8 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC
90.00	-88.00	-94.00	-273.00	274.00	274.00	-46.87	-118.46	-82.67
-90.00	88.00	94.00	-273.00	274.00	274.00	-107.39	107.39	0.00
1,201.00	1,201.00	1,201.00	107.00	107.00	107.00	-18728.00	-18728.00	-18728.00
1,201.00	1,201.00	1,201.00	-107.00	-107.00	-107.00	27864.92	-15380.92	6242.00
-670.00	-1,202.00	534.00	-237.00	107.00	-249.00	9370.97	9370.97	-18741.94
670.00	1,202.00	534.00	-237.00	-107.00	249.00	20189.15	1449.52	10819.33
151.00	278.00	165.00	-284.00	-267.00	261.00	3310.33	237.67	1774.00
-151.00	-278.00	165.00	-284.00	267.00	-261.00	1536.33	1536.33	-3072.66
-279.00	-528.00	270.00	-291.00	248.00	-242.00	3543.20	3543.20	-7086.40

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA

	IAHVPrim	IAMVPrim	IALLVPrim	IrefHV	IrefMV	IrefLV	KHV	KMV	KLV	IHVsec["]	IMVsec["]	ILVsec["]	ImH	ImM	ImL	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (LV)	90.00	273.00	-46.87	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.2273	-0.077	-0.077	0.2510	-0.2341	-0.0080	0.4931	0.4931	SI
Falla 1F ext (LV)	-90.00	273.00	-107.39	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	-0.2273	-0.077	-0.177	-0.2510	-0.2341	-0.0184	0.0015	0.5035	NO
Falla 3F int (LV)	1201.00	107.00	-18728.00	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	3.0325	0.030	-30.901	3.3494	0.0917	-3.2113	6.4690	6.6525	SI
Falla 3F ext (LV)	1201.00	-107.00	27864.92	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	3.0325	-0.030	45.977	3.3494	-0.0917	4.7781	1.3369	8.2192	NO
Falla 2F int (LV)	-670.00	-237.00	9370.97	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	-1.6918	-0.067	15.462	-1.8685	-0.2032	1.6069	3.2722	3.6786	SI
Falla 2F ext (LV)	670.00	237.00	20189.15	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	1.6918	-0.067	33.312	1.8685	-0.2032	3.4619	1.3902	5.5336	NO
Falla 2F ext LV (5 Ω)	151.00	-284.00	3310.33	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.3813	-0.080	5.462	0.4211	-0.2435	0.5676	0.0970	1.2322	NO
Falla 2F int LV (5 Ω)	-151.00	284.00	1536.33	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	-0.3813	-0.080	2.535	-0.4211	-0.2435	0.2634	0.4411	0.9280	SI
Falla 2F int LV (2 Ω)	-279.00	-291.00	3543.20	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	-0.7045	-0.082	5.846	-0.7781	-0.2495	0.6076	1.1362	1.6351	SI

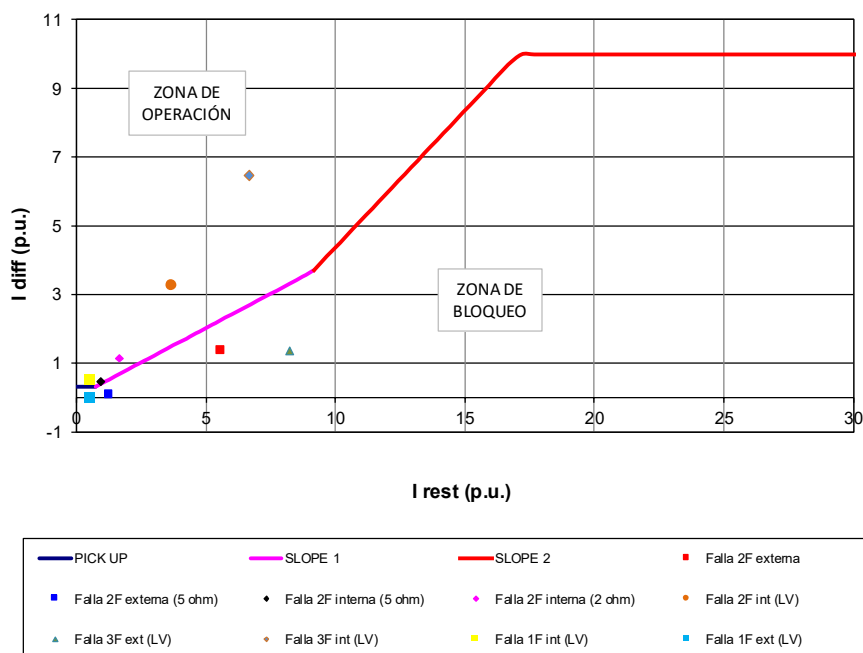
Notas:

A) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.

B) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC.

C) Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja.

## 138 MVA T2 SE SULFUROS

Fallas en lado de 69 kV:

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase y neutro											
	HV (220 kV)				MV (69 kV)				LV (13,8 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (MV)	2,018	-486	-618	915	-7,940	156	363	-7,652	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 1F ext (MV)	2,017	-486	-618	915	7,940	156	363	7,651	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 3F int (MV)	1,994	1,994	1,994	0.00	-6,278	-6,278	-6,278	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 3F ext (MV)	1,994	1,994	1,994	0.00	6,278	6,278	6,278	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F int (MV)	88	-1,765	-1,690	0.00	-274	5,556	5,318	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F ext (MV)	88	1,765	1,690	0.00	274	-5,556	-5,318	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F ext. MV (5 Ω)	88	1,571	1,515	0.00	275	-4,944	-4,767	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F int. MV (5 Ω)	88	-1,571	-1,515	0.00	-275	4,944	4,767	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F int. MV (2 Ω)	88	-1,707	-1,639	0.00	-274	5,373	5,159	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Corrientes Matching en relé diferencial								
HV (220 kV)			MV (69 kV)			LV (13,8 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC
1,713.00	-791.00	-923.00	-5389.33	2706.67	2913.67	0.00	0.00	0.00
1,712.00	-791.00	-923.00	5389.67	-2394.33	-2187.33	0.00	0.00	0.00
1,994.00	1,994.00	1,994.00	-6278.00	-6278.00	-6278.00	0.00	0.00	0.00
1,994.00	1,994.00	1,994.00	6278.00	6278.00	6278.00	0.00	0.00	0.00
88.00	-1,765.00	-1,690.00	-274.00	5556.00	5318.00	0.00	0.00	0.00
88.00	1,765.00	1,690.00	274.00	-5556.00	-5318.00	0.00	0.00	0.00
88.00	1,571.00	1,515.00	275.00	-4944.00	-4767.00	0.00	0.00	0.00
88.00	-1,571.00	-1,515.00	-275.00	4944.00	4767.00	0.00	0.00	0.00
88.00	-1,707.00	-1,639.00	-274.00	5373.00	5159.00	0.00	0.00	0.00

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA

	IAHV Prim	IAMV Prim	IALV Prim	IreHV	IreMV	IreLV	KHV	KMV	KLV	IHV sec[*]	IMV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImM	ImL	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (MV)	1713.00	-5389.33	0.00	32192	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	4.3253	-1.524	0.000	4.7773	-4.6206	0.0000	9.3979	9.3979	SI
Falla 1F ext (MV)	1712.00	-5389.67	0.00	32192	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	4.3228	1.525	0.000	4.7745	-4.6209	0.0000	0.1536	9.3954	NO
Falla 3F int (MV)	1994.00	-6278.00	0.00	32192	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	5.0349	-1.776	0.000	5.5610	-5.3825	0.0000	10.9435	10.9435	SI
Falla 3F ext (MV)	1994.00	-6278.00	0.00	32192	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	5.0349	1.776	0.000	5.5610	-5.3825	0.0000	0.1784	10.9435	NO
Falla 2F int (MV)	88.00	-274.00	0.00	32192	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.2222	-0.078	0.000	0.2454	-0.2349	0.0000	0.4803	0.4803	SI
Falla 2F ext (MV)	88.00	-274.00	0.00	32192	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.2222	0.078	0.000	0.2454	-0.2349	0.0000	0.0105	0.4803	NO
Falla 2F ext.MV(5 Ω)	88.00	-275.00	0.00	32192	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.2222	0.078	0.000	0.2454	-0.2358	0.0000	0.0096	0.4812	NO
Falla 2F int.MV(5 Ω)	88.00	-275.00	0.00	32192	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.2222	-0.078	0.000	0.2454	-0.2358	0.0000	0.4812	0.4812	SI
Falla 2F int.MV(2 Ω)	88.00	-274.00	0.00	32192	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.2222	-0.078	0.000	0.2454	-0.2349	0.0000	0.4803	0.4803	SI

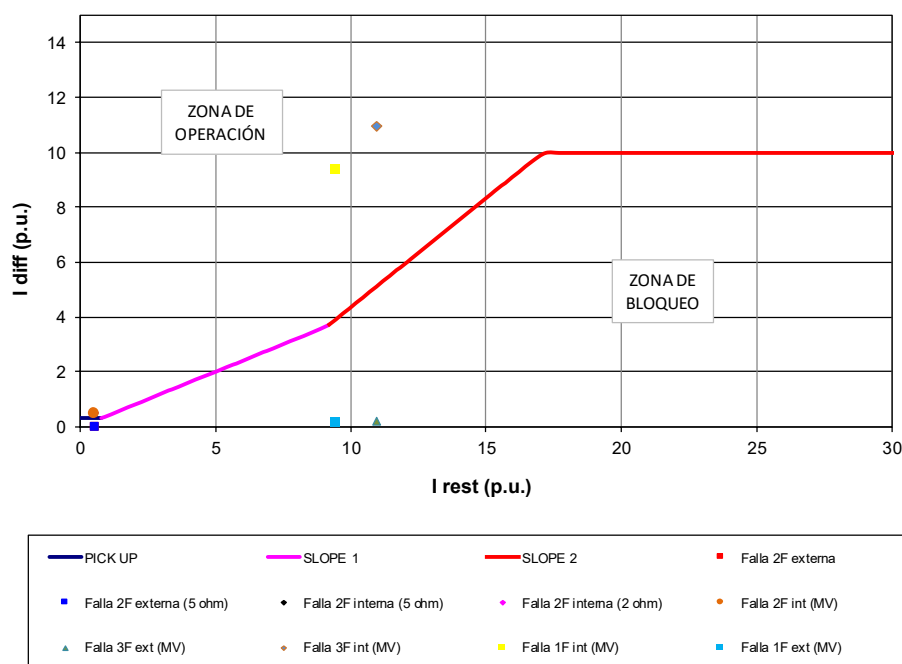
Notes:

A) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.

B) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC.

C) Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja.

## 138 MVA T2 SE SULFUROS

Fallas en lado de 220 kV:

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase y neutro											
	HV (220 kV)				MV (69 kV)				LV (13.8 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (HVS)	-476	429	555	1,455	109	-186	-344	-355	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 1F ext (HVS)	476	-429	-554	1,454	-109	186	344	355	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 3F ext (HVS)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F int (HVS)	88	-66	61	0.00	275	137	-137	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F ext (HVS)	-88	44	-44	0.00	275	137	-137	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F ext. (5 Ω)	-88	55	-34	0.00	275	171	-106	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F int. (5 Ω)	88	-55	34	0.00	275	171	-106	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F int. (2 Ω)	88	-60	50	0.00	275	152	-123	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Corrientes Matching en relé diferencial								
HV(220 kV)			MV(69 kV)			LV(13,8 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC	IA	IB	IC
-961.00	-56.00	70.00	227.33	-67.67	-225.67	0.00	0.00	0.00
-8.67	-913.67	-1,038.67	-227.33	67.67	225.67	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
88.00	-66.00	61.00	275.00	137.00	-137.00	0.00	0.00	0.00
-88.00	44.00	-44.00	275.00	137.00	-137.00	0.00	0.00	0.00
-88.00	55.00	-34.00	275.00	171.00	-106.00	0.00	0.00	0.00
88.00	-55.00	34.00	275.00	171.00	-106.00	0.00	0.00	0.00
88.00	-60.00	50.00	275.00	152.00	-123.00	0.00	0.00	0.00

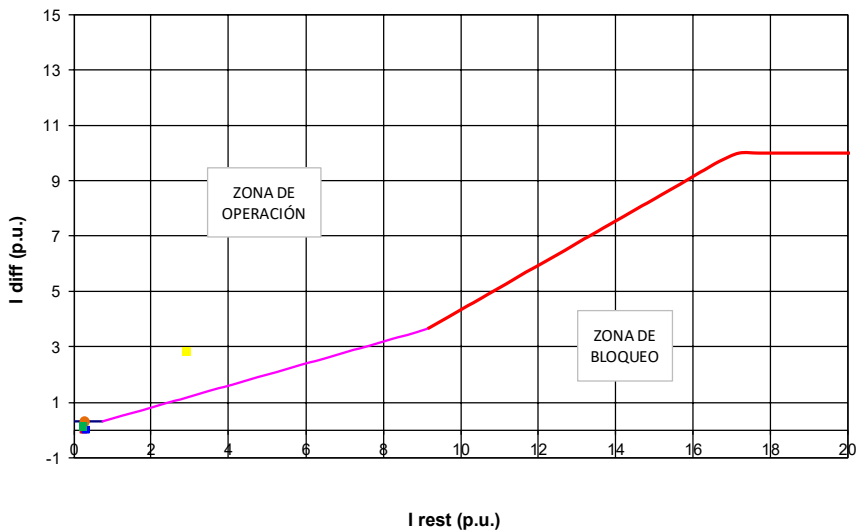
VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA

	IAHVPrim	IAMVPrim	IALVPrim	IaHV	IaMV	IaLV	KhV	KhMV	KhLV	IHVsec["]	IMVsec["]	ILVsec["]	ImH	ImM	ImL	Id#	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (HVS)	-961.00	227.33	0.00	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	-2.4265	0.064	0.000	-2.6801	0.1949	0.0000	2.8750	2.8750	SI
Falla 1F ext (HVS)	-8.67	-227.33	0.00	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	-0.0219	-0.064	0.000	-0.0242	-0.1949	0.0000	0.1707	0.2191	NO
Falla 3F ext (HVS)	0.00	0.00	0.00	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.0000	0.000	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	NO
Falla 2F int (HVS)	-86.00	137.00	0.00	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	-0.1667	0.039	0.000	-0.1841	0.1175	0.0000	0.3015	0.3015	SI
Falla 2F ext (HVS)	44.00	137.00	0.00	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.1111	0.039	0.000	0.1227	0.1175	0.0000	0.0053	0.2402	NO
Falla 2F ext (5 D)	55.00	171.00	0.00	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	0.1389	0.048	0.000	0.1534	0.1466	0.0000	0.0068	0.3000	NO
Falla 2F int (5 D)	-55.00	171.00	0.00	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	-0.1389	0.048	0.000	-0.1534	0.1466	0.0000	0.3000	0.3000	SI
Falla 2F int (2 D)	-60.00	152.00	0.00	413.89	1154.70	5773.50	1.10	3.03	0.10	-0.1515	0.043	0.000	-0.1673	0.1303	0.0000	0.2977	0.2977	SI

Notes:

- A) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.  
B) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC  
C) Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja

138 MVA T2 SE SULFUROS



Se observa que con los ajustes de la función diferencial se detectarían las fallas internas y no operaría para fallas externas en los tres devanados del transformador.

TR3:

Sn (HV ONAF)=	62,000	kVA
Sn (LV ONAN)=	62,000	kVA
V HV=	220	kV
V LV=	69	kV
uk=	10.39%	%
Vmin (max tap)	-16.00%	%
Vmax (min tap)	16.00%	%

	Prim	Sec	Precisión	ERROR CT
CT HV=	200	5	5P	1.05
CT LV=	600	5	5P	0.95

$$I_{HV Sec} = I_{HV Pma} \times \frac{1}{ICT_{HV}} \times \epsilon$$

$$I_{LV Sec} = I_{LV Pma} \times \frac{1}{ICT_{LV}} \times \epsilon$$

$$I_{ref_{HV}} = I_{n_{HV}}$$

$$I_{ref_{LV}} = \frac{Sn_{ref}}{Un_{LV} \times \sqrt{3}}$$

$$Sn_{ref} = Sn_{HV}$$

$$k_{HV} = \frac{ICT_{HV}}{I_{ref_{HV}}}$$

$$k_{LV} = \frac{ICT_{LV}}{I_{ref_{LV}}}$$

$$I_{mH} = k_{HV} \times I_{HVSec}$$

$$I_{mL} = k_{LV} \times I_{LVSec}$$

$$I_{diff} = |I_{mH} - I_{mL}|$$

$$I_{rest} = |I_{mH}| + |I_{mL}|$$

## CÁLCULO DE Idiff>

Tap	VnHV	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idff	Ires
MAX	255200	140.27	518.78	1.2292	1.1566	0.7083	0.856	0.8707	0.9900	0.1193	0.9900
0	220000	162.71	518.78	1.2292	1.1566	0.8217	0.856	1.0100	0.9900	0.0200	1.0100
MIN	184800	193.70	518.78	1.2292	1.1566	0.9782	0.856	1.2024	0.9900	0.2124	1.2024

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

Idiff>=	0.30
Intersection 1 Irest=	1.20

## CÁLCULO DE SLOPE 1

Tap	VnHV	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idff	Ires
MIN	255200	675.00	2496.53	1.2292	1.1566	3.5438	3.953	4.3560	4.5717	0.2157	4.5717
0	220000	783.00	2496.53	1.2292	1.1566	4.1108	3.953	5.0529	4.5717	0.4812	5.0529
MAX	184800	932.15	2496.53	1.2292	1.1566	4.8938	3.953	6.0154	4.5717	1.4437	6.0154

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

50% de corriente máxima de falla calculada con base en la uk del transformador

$$Slope(\%) = \frac{I_{Diff}}{I_{Rest}} \times 100\%$$

Slope1(%) calculado= 24.00

SLOPE1= 40.00

BASEPOINT1=	0.000	I/10
SLOPE1=	40.00	%

## CÁLCULO DE SLOPE 2

SLOPE2=	80.00	%
---------	-------	---

Intersection 2 Irest=	4.572	
ADY1=	1.829	
BASEPOINT2=	2.300	I/Io
ldiff>=	10.000	

Se hicieron simulaciones de fallas internas y externas para verificar la estabilidad de la protección diferencial.

Dependiendo del grupo de conexión de los devanados se deben hacer los cálculos para obtener las corrientes procesadas por el relé.

Se calculan las corrientes medidas por los TC en cada fase de cada devanado y en el neutro (IL1, IL2, IL3 y 3I0) y dependiendo del grupo vector se calculan las corrientes de Matching (IA, IB e IC) internas en el relé, para obtener los valores de corriente diferencial Idiff y corriente de restricción Irest. La forma general de las ecuaciones para el cálculo de las corrientes de Matching dependiendo de la conexión del devanado son:

**Dyn1:**

Las matrices de corrección para el cálculo son las siguientes:

$$\text{Wye Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

$$\text{Delta Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -(1-\sqrt{3}) & -1 & -(1+\sqrt{3}) \\ -(1+\sqrt{3}) & -(1-\sqrt{3}) & -1 \\ -1 & -(1+\sqrt{3}) & -(1-\sqrt{3}) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

Se hicieron las simulaciones para fallas en el devanado de Alta tensión (220 kV) y el devanado de baja tensión (69 kV) para comprobar la estabilidad de la protección diferencial ante fallas externas y la operatividad ante fallas internas, los resultados son los siguientes:

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase y neutro							
	HV (220 kV)				LV (69 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (0Ω) (HVS)	-11.00	34.00	32.00	0.0	-62.00	71.00	119.00	0.00
Falla 1F ext (HVS)	11.00	-34.00	32.00	0.0	62.00	-71.00	-119.00	0.00
Falla 3F ext Sec (LVS)	0.00	0.00	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00
Falla 2F int (0Ω) (HVS)	38.00	-19.00	19.00	0.0	103.00	-103.00	0.00	0.00
Falla 2F ext (LVS)	-38.00	19.00	19.00	0.0	103.00	-103.00	0.00	0.00
Falla 2F ext. (5 Ω) LVS	-38.00	23.00	-15.00	0.0	95.00	-112.00	19.00	0.00
Falla 2F int. (5 Ω) LVS	38.00	-23.00	15.00	0.0	95.00	-112.00	19.00	0.00

Corrientes Matching en relé diferencial					
HV (220 kV)			LV (69 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC
43.16	-7.65	19.49	-62.00	71.00	119.00
15.12	28.98	-35.11	62.00	-71.00	-119.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.70	45.58	-9.27	103.00	-103.00	0.00
32.91	-32.91	0.00	103.00	-103.00	0.00
3.28	-45.22	11.94	95.00	-112.00	19.00
-3.28	45.22	-11.94	95.00	-112.00	19.00

**VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA**

	IAHV Prim	IALV Prim	IrefHV	IrefLV	KHV	KLV	IHVsec[°]	ILVsec[°]	ImH	ImM	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (0Ω) (HVS)	43.16	-62.00	140.27	518.78	1.23	1.16	0.2180	-0.102	0.2679	-0.1183	0.3862	0.3862	SI
Falla 1F ext (HVS)	15.12	62.00	140.27	518.78	1.23	1.16	0.0764	0.102	0.0939	0.1183	0.0244	0.2122	NO
Falla 3F ext Sec (LVS)	0.00	0.00	140.27	518.78	1.23	1.16	0.0000	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	NO
Falla 2F int (0Ω) (HVS)	45.58	-103.00	140.27	518.78	1.23	1.16	0.2302	-0.170	0.2829	-0.1966	0.4795	0.4795	SI
Falla 2F ext (LVS)	-32.91	-103.00	140.27	518.78	1.23	1.16	-0.1662	-0.170	-0.2043	-0.1966	0.0077	0.4008	NO
Falla 2F ext. LVS (5 Ω)	-45.22	-112.00	140.27	518.78	1.23	1.16	-0.2284	-0.185	-0.2807	-0.2137	0.0670	0.4944	NO
Falla 2F int. LVS (5 Ω)	45.22	-112.00	140.27	518.78	1.23	1.16	0.2284	-0.185	0.2807	-0.2137	0.4944	0.4944	SI

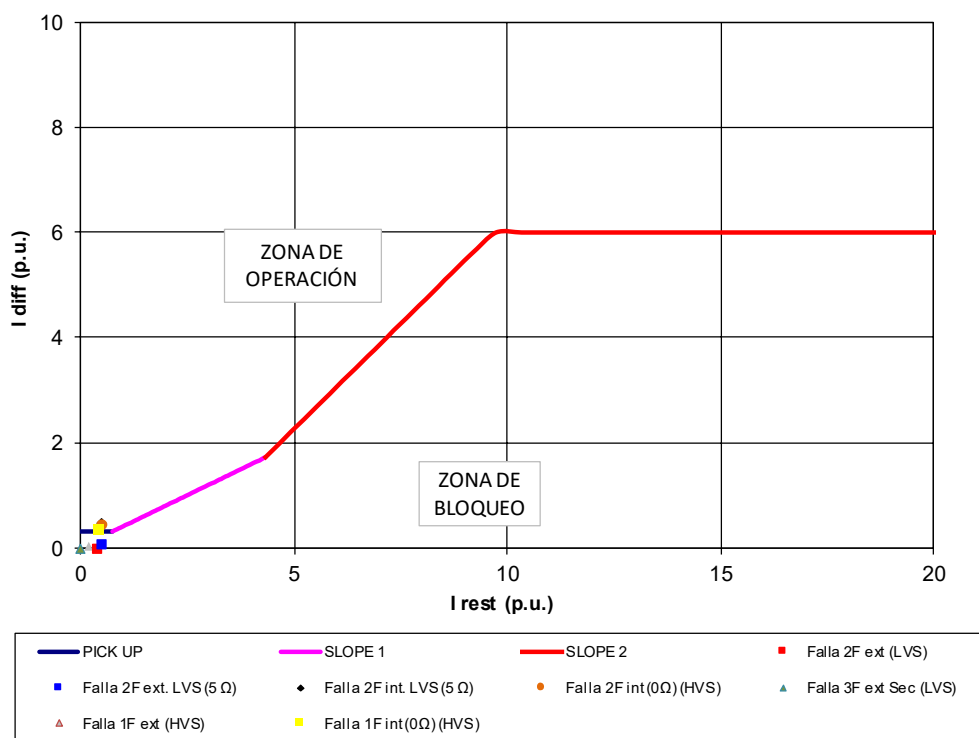
Notas:

A) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CT's.

B) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se supone con base en la clase de precisión de los TC.

C) Se supone error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja.

## 62 MVAT3 SULFUROS



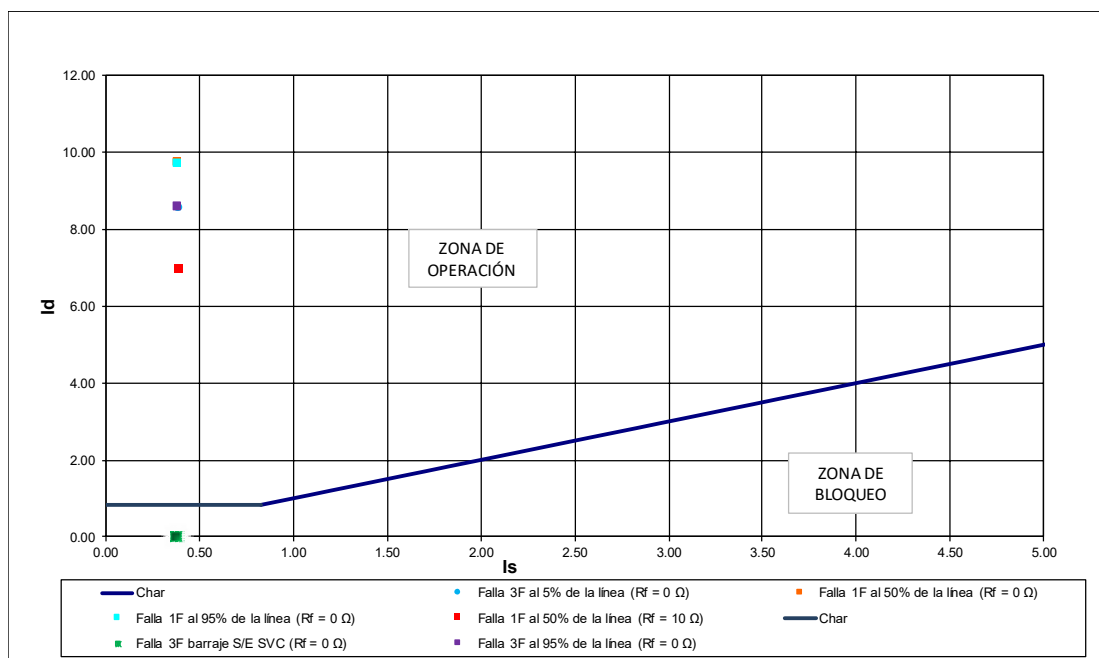
## 7.11 Subestación SVC\_Domeyko

## 7.11.1 Validación de función diferencial de línea (ANSI 87L)

Se hicieron simulaciones de fallas internas para la línea, al igual que fallas externas, es decir en la barra de la Subestación SVC\_Domeyko 220 kV.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tipo de falla		Corriente (Amperios Primarios)				Corriente (Amperios Secundarios)				Idiff [p.u.]	Irest [p.u.]
		SVC		Domeyko		SVC		Domeyko			
		Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]		
Interna	Falla 3F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	0.0	0.0	8612	-97.67	0.00	111.68	8.61	-97.67	8.61	0.380
Interna	Falla 3F al 5% de la línea (Rf = 0 Ω)	0.0	0.0	8596	-97.70	0.00	0.00	8.60	-97.70	8.60	0.380
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 0 Ω)	836	-107.30	8388	-98.58	1.39	-107.30	8.39	-98.58	9.78	0.380
Interna	Falla 1F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	838	-107.37	8364	-98.55	1.40	-70.38	8.36	-98.55	9.76	0.380
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 10 Ω)	607	-77.12	6002	-68.35	1.01	-60.84	6.00	-68.35	7.01	0.380
Externa	Falla 3F barraje S/E SVC (Rf = 0 Ω)	8595	82.30	8595	-97.71	14.33	82.30	8.60	-97.71	0.00	0.380



De la anterior validación se observa una adecuada operación de la protección diferencial de línea para fallas internas y externa de alta y baja impedancia.

## 7.12 Subestación Chimborazo

### 7.12.1 Validación de función diferencial de Barra (ANSI 87B)

A continuación, se muestran los resultados de operación ante falla externa (línea Chimborazo - Farellón 220 kV) e internas sólidas y resistivas (25Ω, 30Ω, y 50Ω) en donde se consideran los aportes de cada paño a la falla en barra.

Los ajustes que se tienen y serán validados son los siguientes

TRANSFORMADORES DE MEDIDA CONECTADOS			
Secc.	Paño	Elemento conectado	Razón T/C
B1	J1	Línea Chimborazo - Farellón	1000 / 5
	J2	Línea Chimborazo - Domeyko	1000 / 5
	JT1	Transformador N°1	1000 / 5
	JT2	Transformador N°2	1000 / 5
	JT3	Transformador N°3 (nuevo)	1000 / 5
BUSBAR DIFFERENTIAL PROTECTION (87b)			
.:12151:1: General:Mode			on
.:12151:101: General:Coupler trip w. bus-shunt			no
.:12151:102: General:Check zone			off
.:11821:101: Diff.Prot. general:Rated object current IrObj			1000 [A]
.:11821:102: Diff.Prot. general:Add. Trip criterion (p. ph.)			nonexistent
.:11821:103: Diff.Prot. general:Trip release supervision			off
.:11821:104: Diff.Prot. general:Superv. Add. Trip criterion			off
.:11821:105: Diff.Prot. general:Sens. Characteristic			nonexistent
.:11821:106: Diff.Prot. general:Superv. t.BI sens.char.			off
.:11911:100: Check zone:Threshold Idiff			0.5 I/IrObj
.:11911:101: Check zone:Threshold Id / sens.char.			0.4 I/IrObj
.:11911:102: Check zone:Threshold Is / sens.char.			0.5 I/IrObj
.:11911:103: Check zone:Thresh. Is / sens.char/BFP			0.5 I/IrObj
.:11911:104: Check zone:Stabilization factor k			50%
.:12091:100: Bus zone gen.:Threshold Idiff			0.5 I/IrObj
.:12091:101: Bus zone gen.:Threshold Id / sens.char.			0.4 I/IrObj
.:12091:102: Bus zone gen.:Threshold Is / sens.char.			4.00 I/IrObj
.:12091:103: Bus zone gen.:Thresh. Is / sens.char/BFP			4.00 I/IrObj
.:12091:104: Bus zone gen.:Stabilization factor k			70%

Nota: Los anteriores ajustes fueron tomados del estudio realizado por Systep mediante documento DOC. #OT2054-BHP-ECAP-EWSE-F01

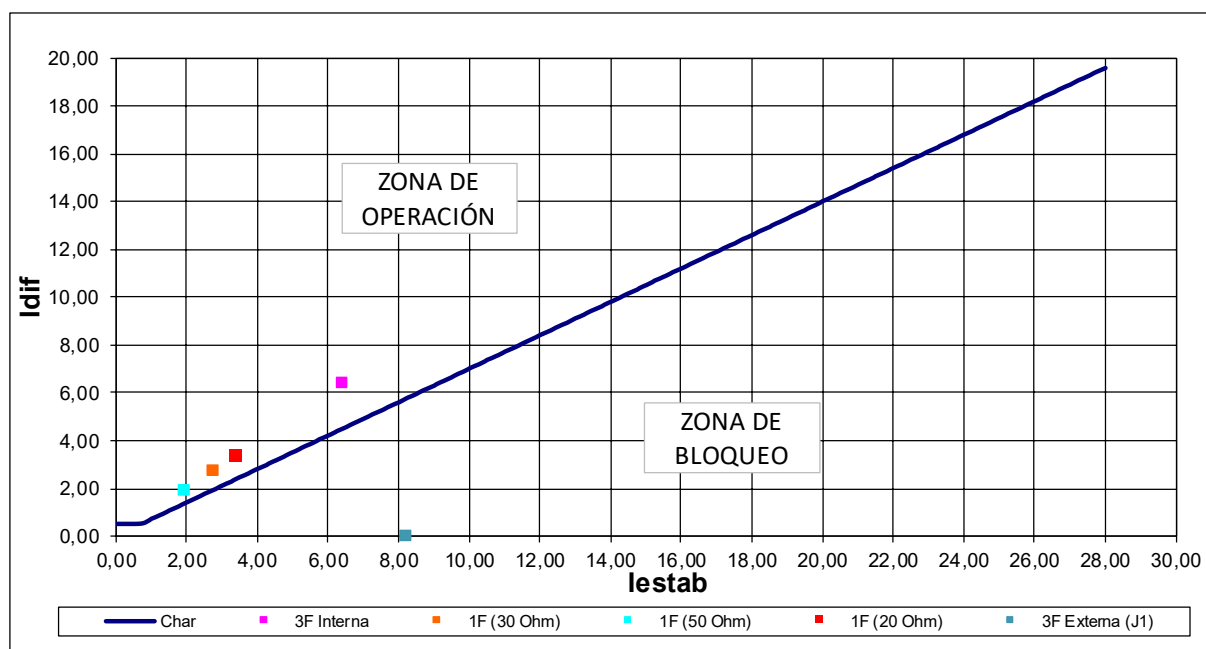
(\_:11821:102) Int. nom. objeto InomObj = 1000 A

Falla Simulada	Total	Iprim				
		J1	J2	JT1	JT2	JT3
3F Interna	6717	1813	4907	0	0	0
3F Externa (J1)	6466	-4573	4574	0	0	0
1F (20 Ohm)	3626	558	3069	0	0	0
1F (30 Ohm)	2944	453	2492	0	0	0
1F (50 Ohm)	2078	320	1759	0	0	0

J1	Línea Chimborazo - Farellón
J2	Línea Chimborazo - Domeyko
JT1	Transformador N°1
JT2	Transformador N°2
JT3	Transformador N°3

I sec (considerando errores de 10%)								
J1	J2	JT1	JT2	JT3	Id	Is	k*Is	
1,99	4,42	0,00	0,00	0,00	6,41	6,41	4,49	
-4,12	4,12	0,00	0,00	0,00	0,00	8,23	5,76	
0,61	2,76	0,00	0,00	0,00	3,38	3,38	2,36	
0,50	2,24	0,00	0,00	0,00	2,74	2,74	1,92	
0,35	1,58	0,00	0,00	0,00	1,94	1,94	1,35	

Con los valores de Id e Is se puede establecer la posición de los valores de falla sobre la característica diferencial porcentual:



Como se puede observar con los ajustes actuales para la protección diferencial de barra (ANSI 87B) en la barra de la subestación Chimborazo 220 kV, es estable ante falla externa sólidas trifásica, bifásicas a tierra y monofásicas y opera adecuadamente (en zona de disparo) ante fallas trifásicas y monofásicas resistivas de 25  $\Omega$ , 30  $\Omega$  y 50  $\Omega$  en la barra.

## 7.12.2 Validación de función diferencial de Transformador (ANSI 87T)

Este numeral presenta las validaciones de ajuste de la función de protección diferencial de transformador asociada a los ajustes existentes de los relés de la subestación Chimborazo ante diferentes tipos de fallas en puntos de la subestación.

Los ajustes existentes de la función diferencial de transformador ANSI 87T de los transformadores TR1, TR2 y TR3 de la subestación Chimborazo, fueron suministrados por Minera Escondida son los siguientes

## TRF 01, TR 02 y TR 03:

Sn (HV ONAN)=	36.000 kVA
Sn (LV ONAN)=	36.000 kVA
V HV=	220 kV
V LV=	6,9 kV
Vmin (max tap)	-5,00% %
Vmax (min tap)	5,00% %

	Prim	Sec	Precisión	ERROR CT
CT HV=	1000	5	10P	1,10
CT LV=	3000	5	10P	0,90

$$I_{HV Sec} = I_{HV Pma} \times \frac{1}{ICT_{HV}} \times \varepsilon \quad \Rightarrow \quad I_{ref_{LV}} = \frac{Sn_{ref}}{Un_{LV} \times \sqrt{3}} \quad \Rightarrow \quad k_{HV} = \frac{ICT_{HV}}{I_{ref_{HV}}} \quad \Rightarrow \quad I_{mH} = k_{HV} \times I_{HVSec}$$

$$I_{LV Sec} = I_{LV Pma} \times \frac{1}{ICT_{LV}} \times \varepsilon \quad \Rightarrow \quad k_{LV} = \frac{ICT_{LV}}{I_{ref_{LV}}} \quad \Rightarrow \quad I_{mL} = k_{LV} \times I_{LVSec}$$

$$I_{diff} = |I_{mH} - I_{mL}| \quad \Rightarrow \quad I_{res} = \max(|I_{mH}|, |I_{mL}|)$$

### CÁLCULO DE Idiff>

Tap	VnHV	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idiff	Ires
MAX	231000	89,98	3012,26	10,5848	0,9959	0,0909	0,994	0,9619	0,9900	0,0281	0,9900
0	220000	94,48	3012,26	10,5848	0,9959	0,0954	0,994	1,0100	0,9900	0,0200	1,0100
MIN	209000	99,45	3012,26	10,5848	0,9959	0,1004	0,994	1,0632	0,9900	0,0732	1,0632

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

Idiff>= 0,30  
Intersection 1 Irest= 0,71

### CÁLCULO DE SLOPE 1

Tap	VnHV	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idiff	Ires
MIN	231000	276,85	6951,37	10,5848	0,9959	0,3045	2,085	3,2234	2,0769	1,1465	3,2234
0	220000	290,69	6951,37	10,5848	0,9959	0,3198	2,085	3,3846	2,0769	1,3077	3,3846
MAX	209000	305,99	6951,37	10,5848	0,9959	0,3366	2,085	3,5628	2,0769	1,4858	3,5628

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

50% de corriente máxima de falla calculada con base a la uk del transformador

$$Slope (\%) = \frac{I_{Diff}}{I_{Rest}} \times 100 \%$$

Slope1(%) calculado= 41,00  
SLOPE1= 41,00

Ramo de Car. a=	0,000	I/I0
SLOPE1=	41,00	%

### CÁLCULO DE SLOPE 2

SLOPE2=	71,00	%
---------	-------	---

Intersection 2 Irest=	2,500	
Ramo de Car. b=	1.056	I/Io

Se hicieron simulaciones de fallas internas y externas para verificar la estabilidad de la protección diferencial.

Dependiendo del grupo de conexión de los devanados se deben hacer los cálculos para obtener las corrientes procesadas por el relé.

Se calculan las corrientes medidas por los TC en cada fase de cada devanado y en el neutro (IL1, IL2, IL3 y 3I0) y dependiendo del grupo vector se calculan las corrientes de *Matching* (IA, IB e IC) internas en el relé, para obtener los valores de corriente diferencial Idiff y corriente de restricción Irest. La forma general de las ecuaciones para el cálculo de las corrientes de *Matching* dependiendo de la conexión de los devanados de los transformadores TR 01, TR 02 y TR 03 de la subestación Chimborazo son:

### Dyn1:

Las matrices de corrección para el cálculo son las siguientes:

$$\text{Wye Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

$$\text{Delta Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -(1-\sqrt{3}) & -1 & -(1+\sqrt{3}) \\ -(1+\sqrt{3}) & -(1-\sqrt{3}) & -1 \\ -1 & -(1+\sqrt{3}) & -(1-\sqrt{3}) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

Se hicieron las simulaciones para fallas en el devanado de Alta (220 kV) y el devanado de baja (6,9 kV) para comprobar la estabilidad de la protección diferencial ante fallas externas y la operatividad ante fallas internas, los resultados son los siguientes:

### TRF 01 y 02\_S/E Chimborazo:

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase y neutro							
	HV (220 kV)				LV (6,9 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (0Ω) (HVS)	-5.342,00	15,00	15,00	-5.338,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Falla 1F ext (LVS)	46,00	17,00	47,00	0,00	1.736,00	-873,00	-924,00	193,00
Falla 3F int (0Ω) (HVS)	6.716,00	6.716,00	6.716,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 3F ext Sec (LVS)	532,00	532,00	532,00	0,00	16.979,00	16.979,00	16.979,00	0,00
Falla 2F int (0Ω) (HVS)	5.799,00	0,00	-5.813,00	0,00	0,00	458,00	458,00	0,00
Falla 2F ext (LVS)	-252,00	-280,00	535,00	0,00	14.696,00	0,00	-14.946,00	0,00
Falla 2F ext (5 Ω) LVS	-37,00	-34,00	65,00	0,00	1.829,00	-528,00	1.781,00	0,00
Falla 2F int (2 Ω) LVS	68,00	68,00	133,00	0,00	459,00	528,00	559,00	0,00

Nota:

A) Corrientes hacia el transformador por lado de alta son de signo positivo (+) y por lado de baja son de signo negativo (-)

B) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CT.

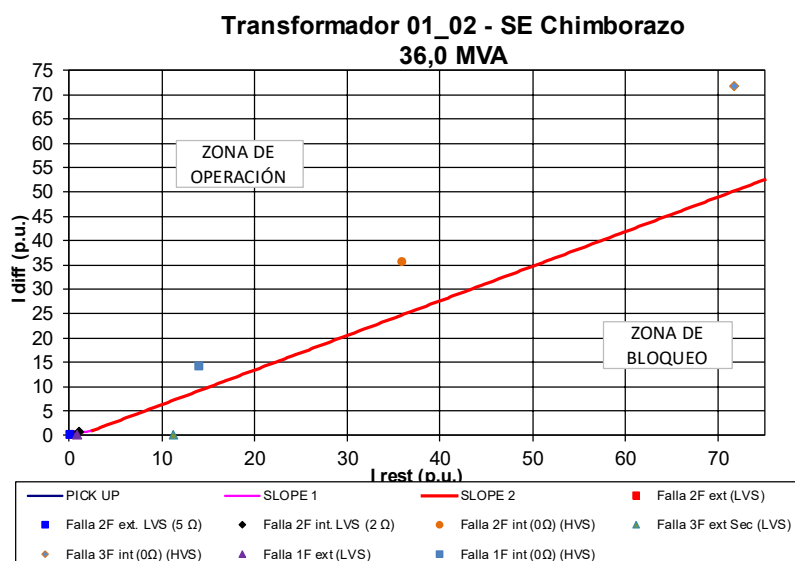
C) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC

D) Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja

Corrientes Matching en relé diferencial					
HV (220 kV)			LV (6,9 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC
1.322,20	-4.863,53	-1.770,67	0,00	0,00	0,00
37,24	53,41	19,35	1671,67	-937,33	-988,33
6.716,00	6.716,00	6.716,00	0,00	0,00	0,00
532,00	532,00	532,00	16979,00	16979,00	16979,00
-6.708,86	3.343,39	3.351,47	0,00	458,00	458,00
455,37	17,17	-469,54	14696,00	0,00	-14946,00
56,89	-3,73	-59,16	1829,00	-528,00	1781,00
127,19	89,67	52,14	459,00	528,00	559,00

### VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA

	IA HV Prim	IA LV Prim	IrefHV	IrefLV	KHV	KLV	IHV sec["]	ILV sec["]	ImH	ImM	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (0Ω) (HVS)	1322,20	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	1,3354	0,000	14,1351	0,0000	14,1351	14,1351	SI
Falla 1F ext (LVS)	37,24	1671,67	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,0376	0,552	0,3982	0,5494	0,1512	0,9476	NO
Falla 3F int (0Ω) (HVS)	6716,00	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	6,7832	0,000	71,7981	0,0000	71,7981	71,7981	SI
Falla 3F ext Sec (LVS)	532,00	16979,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,5373	5,603	5,6874	5,5803	0,1071	11,2677	NO
Falla 2F int (0Ω) (HVS)	3343,39	458,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	3,3768	0,151	35,7428	0,1505	35,5923	35,8934	SI
Falla 2F ext (LVS)	17,17	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,0173	0,000	0,1835	0,0000	0,1835	0,1835	NO
Falla 2F ext LVS (5 Ω)	-3,73	-528,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	-0,0038	-0,174	-0,0399	-0,1735	0,1336	0,2134	NO
Falla 2F int LVS (2 Ω)	89,67	528,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,0906	0,174	0,9586	0,1735	0,7851	1,1321	SI



## TRF 03\_S/E Chimborazo:

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase y neutro							
	HV (220 kV)				LV (6,9 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (0Ω) (HVS)	-5.342,00	15,00	15,00	-5.338,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 1F ext (LVS)	0,00	0,00	0,00	0,00	199,00	0,00	0,00	-199,00
Falla 3F int (0Ω) (HVS)	6.716,00	6.716,00	6.716,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 3F ext Sec (LVS)	539,00	539,00	539,00	0,00	17.192,00	17.192,00	17.192,00	0,00
Falla 2F int (0Ω) (HVS)	5.806,00	0,00	-5.806,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 2F ext (LVS)	-269,00	-269,00	539,00	0,00	-14.880,00	0,00	14.880,00	0,00
Falla 2F ext (5 Ω) LVS	-25,00	-25,00	49,00	0,00	-1.359,00	0,00	1.359,00	0,00
Falla 2F int (2 Ω) LVS	60,00	60,00	120,00	0,00	3.306,00	0,00	3.306,00	0,00

Nota:

A) Corrientes hacia el transformador por lado de alta son de signo positivo (+) y por lado de baja son de signo negativo (-)

B.) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.

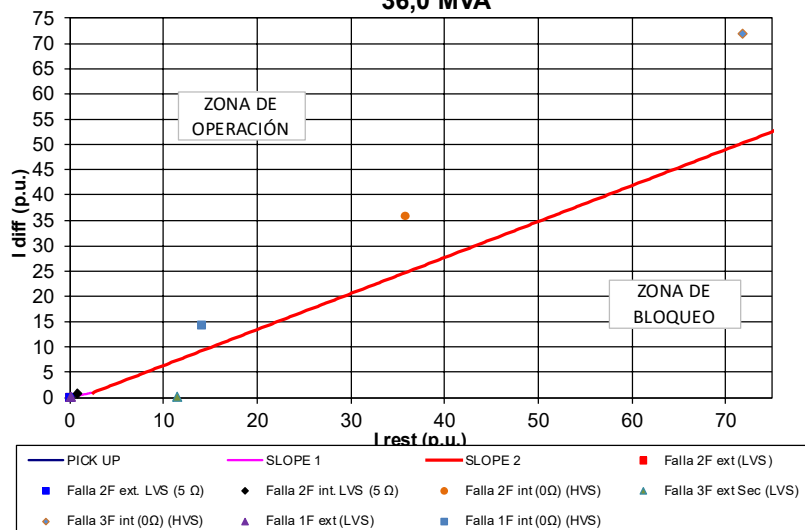
C.) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC

D.) Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja

Corrientes Matching en relé diferencial					
HV (220 kV)			LV (6,9 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC
996,32	-3.718,32	-1.361,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	270,67	67,67	67,67
6.531,00	6.531,00	6.531,00	0,00	0,00	0,00
541,00	541,00	541,00	17236,00	17236,00	17236,00
-6.515,98	3.257,99	3.257,99	0,00	0,00	0,00
466,83	0,33	-466,17	-14917,00	0,00	14917,00
42,39	-0,33	-43,06	-1387,00	0,00	1387,00
116,55	81,33	46,11	3373,00	0,00	3373,00

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA

	IA HV Prim	IA LV Prim	IrefHV	IrefLV	KHV	KLV	IHV seq["]	ILV seq["]	ImH	ImM	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (0Ω) (HVS)	996,32	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	1,0063	0,000	10,6513	0,0000	10,6513	10,6513	SI
Falla 1F ext (LVS)	0,00	270,67	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,0000	0,089	0,0000	0,0890	0,0890	0,0890	NO
Falla 3F int (0Ω) (HVS)	6531,00	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	6,5963	0,000	69,8203	0,0000	69,8203	69,8203	SI
Falla 3F ext Sec (LVS)	541,00	17236,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,5464	5,688	5,7836	5,6647	0,1189	11,4483	NO
Falla 2F int (0Ω) (HVS)	3257,99	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	3,2906	0,000	34,8299	0,0000	34,8299	34,8299	SI
Falla 2F ext (LVS)	0,33	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,0003	0,000	0,0036	0,0000	0,0036	0,0036	NO
Falla 2F ext LVS (5 Ω)	-0,33	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	-0,0003	0,000	-0,0036	0,0000	0,0036	0,0036	NO
Falla 2F int LVS (5 Ω)	81,33	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,0821	0,000	0,8695	0,0000	0,8695	0,8695	SI

Transformador 03 - SE Chimborazo  
36,0 MVA

## 7.13 Subestación Farellón

## 7.13.1 Validación de función diferencial de Barra (ANSI 87B)

A continuación, se muestran los resultados de operación ante falla externa (línea O´higgins - Farellón 220 kV) e internas sólidas y resistivas (25Ω, 30Ω, y 50Ω) en donde se consideran los aportes de cada paño a la falla en barra.

Los ajustes que se tienen y serán validados son los siguientes

TRANSFORMADORES DE MEDIDA CONECTADOS			
Secc.	Paño	Elemento conectado	Razón T/C
B1	J1	Línea Farellón - O'Higgins	1000 / 5
	J2	Línea Farellón - Chimborazo	1000 / 5
	JT1	Transformador N°1	1000 / 5
	JT2	Transformador N°2	1000 / 5
	JT3	Transformador N°3 (nuevo)	1000 / 5
BUSBAR DIFFERENTIAL PROTECTION (87B)			
.:12151:1: General:Mode			on
.:12151:101: General:Coupler trip w. bus-shunt			no
.:12151:102: General:Check zone			off
.:11821:101: Diff.Prot.:general:Rated object current IrObj			1000 [A]
.:11821:102: Diff.Prot.:general:Add. Trip criterion (p. ph.)			nonexistent
.:11821:103: Diff.Prot.:general:Trip release supervision			off
.:11821:104: Diff.Prot.:general:Superv. Add. Trip criterion			off
.:11821:105: Diff.Prot.:general:SENS. Characteristic			nonexistent
.:11821:106: Diff.Prot.:general:Superv. t.B1 sens.char.			off
.:11911:100: Check zone:Threshold Idiff			0.5 I/IrObj
.:11911:101: Check zone:Threshold Id / sens.char.			0.4 I/IrObj
.:11911:102: Check zone:Threshold Is / sens.char.			0.5 I/IrObj
.:11911:103: Check zone:Thresh. Is / sens.char/BFP			0.5 I/IrObj
.:11911:104: Check zone:Stabilization factor k			50%
.:12091:100: Bus zone.gen.:Threshold Idiff			0.5 I/IrObj
.:12091:101: Bus zone.gen.:Threshold Id / sens.char.			0.4 I/IrObj
.:12091:102: Bus zone.gen.:Threshold Is / sens.char.			4.00 I/IrObj
.:12091:103: Bus zone.gen.:Thresh. Is / sens.char/BFP			4.00 I/IrObj
.:12091:104: Bus zone.gen.:Stabilization factor k			70%

Nota: Los anteriores ajustes fueron tomados del estudio realizado por Systep mediante documento DOC. #OT2054-BHP-ECAP-EWSE-F01

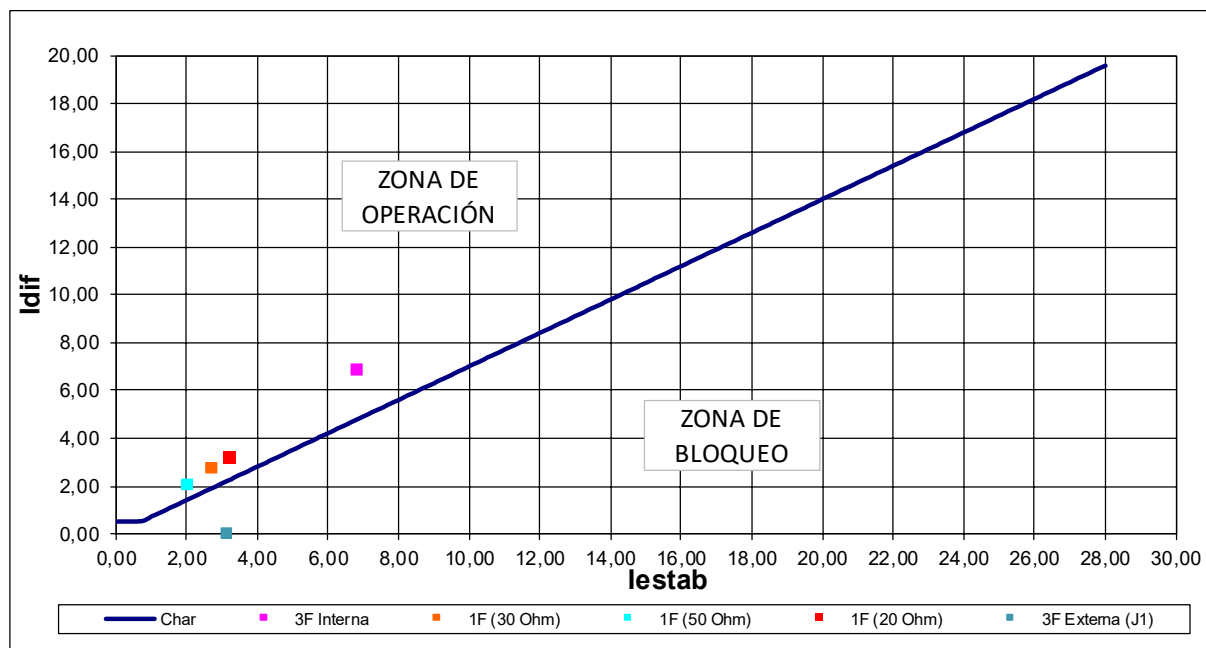
(\_:11821:102) Int. nom. objeto InomObj =  A

Falla Simulada	Total	Iprim				
		J1	J2	JT1	JT2	JT3
3F Interna	6533	4753	1786	0	0	0
3F Externa (J1)	6655	-1742	1742	0	0	0
1F (20 Ohm)	3111	2075	1036	0	0	0
1F (30 Ohm)	2644	1764	880	0	0	0
1F (50 Ohm)	1966	1312	655	0	0	0

J1	Línea Farellón - O'Higgins
J2	Línea Farellón - Chimborazo
JT1	Transformador N°1
JT2	Transformador N°2
JT3	Transformador N°3

I sec (considerando errores de 10%)							
J1	J2	JT1	JT2	JT3	Id	Is	k*Is
5,23	1,61	0,00	0,00	0,00	6,84	6,84	4,78
-1,57	1,57	0,00	0,00	0,00	0,00	3,14	2,19
2,28	0,93	0,00	0,00	0,00	3,21	3,21	2,25
1,94	0,79	0,00	0,00	0,00	2,73	2,73	1,91
1,44	0,59	0,00	0,00	0,00	2,03	2,03	1,42

Con los valores de Id e Is se puede establecer la posición de los valores de falla sobre la característica diferencial porcentual:



Como se puede observar con los ajustes actuales para la protección diferencial de barra (ANSI 87B) en la barra de la subestación Farellones 220 kV, es estable ante falla externa sólidas trifásica, bifásicas a tierra y monofásicas y opera adecuadamente (en zona de disparo) ante fallas trifásicas y monofásicas resistivas de 25  $\Omega$ , 30  $\Omega$  y 50  $\Omega$  en la barra.

## 7.13.2 Validación de función diferencial de Transformador (ANSI 87T)

Este numeral presenta las validaciones de ajuste de la función de protección diferencial de transformador asociada a los ajustes existentes de los relés de la subestación Farellón ante diferentes tipos de fallas en puntos de la subestación.

Los ajustes existentes de la función diferencial de transformador ANSI 87T de los transformadores TR1, TR2 y TR3 de la subestación Farellón, fueron suministrados por Minera Escondida son los siguientes

### TRF 01, TR 02 y TR 03:

Sn (HV ONAF)=	36.000	kVA
Sn (LV ONAN)=	36.000	kVA
V HV=	220	kV
V LV=	6,9	kV
Vmin (max tap)	-5,00%	%
Vmax (min tap)	5,00%	%

	Prim	Sec	Precisión	ERROR CT
CT HV=	1000	5	10P	1,10
CT LV=	3000	5	10P	0,90

$$I_{HV Sec} = I_{HV Pma} \times \frac{1}{ICT_{HV}} \times \varepsilon \quad \Rightarrow \quad I_{ref_{LV}} = \frac{Sn_{ref}}{Un_{LV} \times \sqrt{3}} \quad \Rightarrow \quad k_{HV} = \frac{ICT_{HV}}{I_{ref_{HV}}} \quad \Rightarrow \quad I_{mH} = k_{HV} \times I_{HVSec}$$

$$I_{LV Sec} = I_{LV Pma} \times \frac{1}{ICT_{LV}} \times \varepsilon \quad \Rightarrow \quad I_{ref_{LV}} = \frac{Sn_{ref}}{Un_{LV} \times \sqrt{3}} \quad \Rightarrow \quad k_{LV} = \frac{ICT_{LV}}{I_{ref_{LV}}} \quad \Rightarrow \quad I_{mL} = k_{LV} \times I_{LVSec}$$

$$I_{diff} = |I_{mH} - I_{mL}| \quad \Rightarrow \quad I_{rest} = \max(|I_{mH}|, |I_{mL}|)$$

#### CÁLCULO DE Idiff>

Tap	VnHV	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idff	Ires
MAX	231000	89,98	3012,26	10,5848	0,9959	0,0909	0,994	0,9619	0,9900	0,0281	0,9900
0	220000	94,48	3012,26	10,5848	0,9959	0,0954	0,994	1,0100	0,9900	0,0200	1,0100
MIN	209000	99,45	3012,26	10,5848	0,9959	0,1004	0,994	1,0632	0,9900	0,0732	1,0632

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

Idiff>= 0,30  
Intersection 1 Irest= 0,71

#### CÁLCULO DE SLOPE 1

Tap	VnHV	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idff	Ires
MIN	231000	276,85	6951,37	10,5848	0,9959	0,3045	2,085	3,2234	2,0769	1,1465	3,2234
0	220000	290,69	6951,37	10,5848	0,9959	0,3198	2,085	3,3846	2,0769	1,3077	3,3846
MAX	209000	305,99	6951,37	10,5848	0,9959	0,3366	2,085	3,5628	2,0769	1,4858	3,5628

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

50% de corriente máxima de falla calculada con base a la uk del transformador

$$Slope (\%) = \frac{I_{Diff}}{I_{Rest}} \times 100 \%$$

Slope1(%) calculado= 41,00  
SLOPE1= 41,00

Ramo de Car. a=	0,000	I/I0
SLOPE1=	41,00	%

#### CÁLCULO DE SLOPE 2

SLOPE2=	71,00	%
---------	-------	---

Intersection 2 Irest=	2,500	
Ramo de Car. b=	1,056	I/Io

Se hicieron simulaciones de fallas internas y externas para verificar la estabilidad de la protección diferencial.

Dependiendo del grupo de conexión de los devanados se deben hacer los cálculos para obtener las corrientes procesadas por el relé.

Se calculan las corrientes medidas por los TC en cada fase de cada devanado y en el neutro (IL1, IL2, IL3 y 3I0) y dependiendo del grupo vector se calculan las corrientes de *Matching* (IA, IB e IC) internas en el relé, para obtener los valores de corriente diferencial Idiff y corriente de restricción Irest. La forma general de las ecuaciones para el cálculo de las corrientes de *Matching* dependiendo de la conexión de los devanados de los transformadores TR 01, TR 02 y TR 03 de la subestación Farellones son:

## Dyn1:

Las matrices de corrección para el cálculo son las siguientes:

$$\text{Wye Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

$$\text{Delta Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -(1-\sqrt{3}) & -1 & -(1+\sqrt{3}) \\ -(1+\sqrt{3}) & -(1-\sqrt{3}) & -1 \\ -1 & -(1+\sqrt{3}) & -(1-\sqrt{3}) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

Se hicieron las simulaciones para fallas en el devanado de Alta (220 kV) y el devanado de baja (6,9 kV) para comprobar la estabilidad de la protección diferencial ante fallas externas y la operatividad ante fallas internas, los resultados son los siguientes:

## TRF 01 y 02\_S/E Farellones:

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase y neutro							
	HV (220 kV)				LV (6,9 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (0Ω) (HVS)	-4.088,00	15,00	15,00	-4.088,00	373,00	373,00	525,00	0,01
Falla 1F ext (LVS)	46,00	17,00	47,00	0,00	1.733,00	-870,00	-919,00	197,00
Falla 3F int (0Ω) (HVS)	6.531,00	6.531,00	6.531,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 3F ext Sec (LVS)	549,00	549,00	549,00	0,00	17.492,00	17.492,00	17.492,00	0,00
Falla 2F int (0Ω) (HVS)	5.637,00	-17,00	-5.651,00	0,00	0,00	456,00	456,00	0,00
Falla 2F ext (LVS)	-261,00	-288,00	548,00	0,00	14.889,00	0,00	-15.388,00	0,00
Falla 2F ext (5 Ω) LVS	-37,00	-35,00	66,00	0,00	1.856,00	-525,00	1.807,00	0,00
Falla 2F int (2 Ω) LVS	69,00	70,00	136,00	0,00	457,00	525,00	556,00	0,00

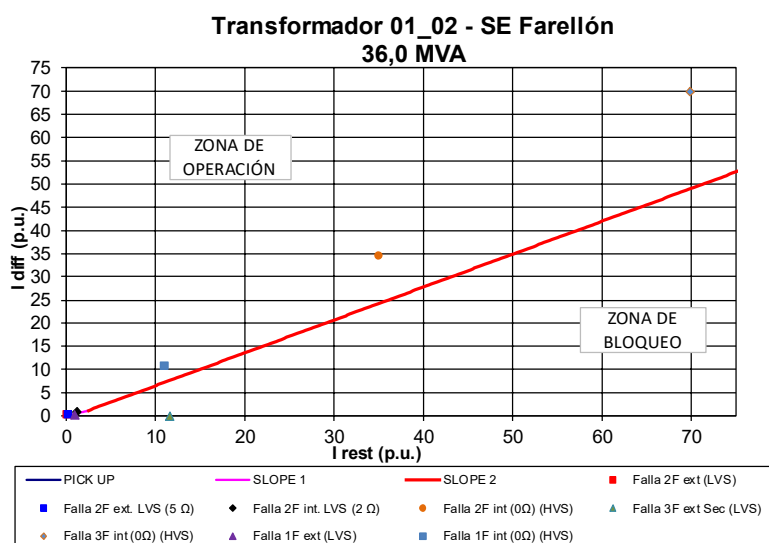
Nota:

- A) Corrientes hacia el transformador por lado de alta son de signo positivo (+) y por lado de baja son de signo negativo (-)  
B) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.  
C) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC  
D) Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja

Corrientes Matching en relé diferencial					
HV (220 kV)			LV (6,9 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC
1.016,20	-3.721,53	-1.352,67	373,00	373,00	525,00
37,24	53,41	19,35	1667,33	-935,67	-984,67
6.531,00	6.531,00	6.531,00	0,00	0,00	0,00
549,00	549,00	549,00	17492,00	17492,00	17492,00
-6.527,46	3.254,01	3.242,46	0,00	456,00	456,00
466,74	15,26	-483,00	14889,00	0,00	-15388,00
57,47	-3,15	-60,31	1856,00	-525,00	1807,00
130,35	91,09	53,56	457,00	525,00	556,00

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA

	IA HV Prim	IA LV Prim	IrefHV	IrefLV	KHV	KLV	IHV seq[°]	ILV seq[°]	ImH	ImM	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (0Ω) (HVS)	1016,20	373,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	1,0264	0,123	10,8638	0,1226	10,7412	10,9864	SI
Falla 1F ext (LVS)	37,24	1667,33	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,0376	0,550	0,3982	0,5480	0,1498	0,9461	NO
Falla 3F int (0Ω) (HVS)	6531,00	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	6,5963	0,000	69,8203	0,0000	69,8203	69,8203	SI
Falla 3F ext Sec (LVS)	549,00	17492,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,5545	5,772	5,8691	5,7489	0,1203	11,6180	NO
Falla 2F int (0Ω) (HVS)	3254,01	456,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	3,2865	0,150	34,7873	0,1499	34,6374	34,9371	SI
Falla 2F ext (LVS)	15,26	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,0154	0,000	0,1631	0,0000	0,1631	0,1631	NO
Falla 2F ext LVS (5 Ω)	-3,15	-525,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	-0,0032	-0,173	-0,0337	-0,1725	0,1388	0,2063	NO
Falla 2F int LVS (2 Ω)	91,09	525,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,0920	0,173	0,9738	0,1725	0,8013	1,1463	SI

**TRF 03\_S/E Farellones:**

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase y neutro							
	HV (220 kV)				LV (6,9 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (0Ω) (HVS)	-4.083,00	0,00	0,00	-4.083,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Falla 1F ext (LVS)	0,00	0,00	0,00	0,00	203,00	0,00	0,00	-203,00
Falla 3F int (0Ω) (HVS)	6.531,00	6.531,00	6.531,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 3F ext Sec (LVS)	541,00	541,00	541,00	0,00	17.236,00	17.236,00	17.236,00	0,00
Falla 2F int (0Ω) (HVS)	5.643,00	0,00	-5.643,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 2F ext (LVS)	-269,00	-269,00	539,00	0,00	-14.917,00	0,00	14.917,00	0,00
Falla 2F ext (5 Ω) LVS	-25,00	-25,00	49,00	0,00	-1.387,00	0,00	1.387,00	0,00
Falla 2F int (2 Ω) LVS	61,00	61,00	122,00	0,00	3.373,00	0,00	3.373,00	0,00

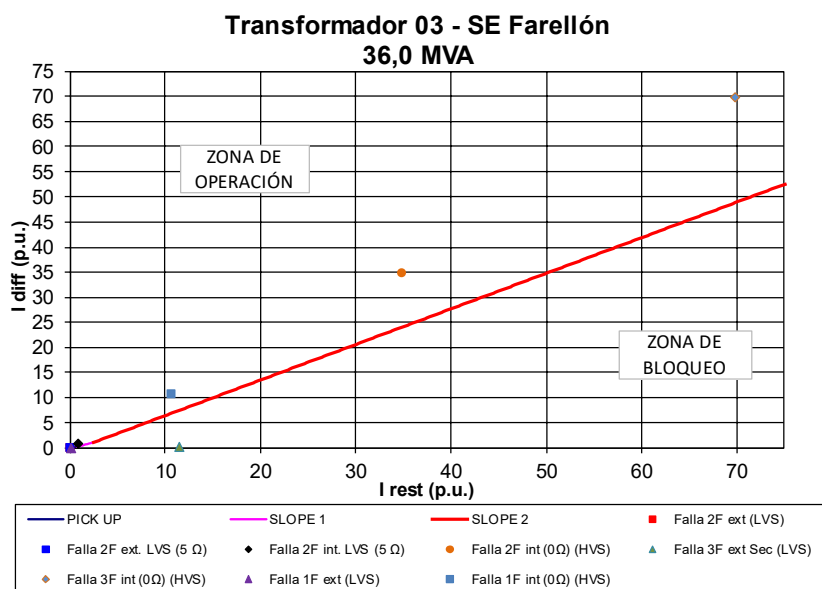
Nota:

- A) Corrientes hacia el transformador por lado de alta son de signo positivo (+) y por lado de baja son de signo negativo (-)
- B) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.
- C) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC
- D) Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja

Corrientes Matching en relé diferencial					
HV (220 kV)			LV (6,9 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC
996,32	-3.718,32	-1.361,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	270,67	67,67	67,67
6.531,00	6.531,00	6.531,00	0,00	0,00	0,00
541,00	541,00	541,00	17236,00	17236,00	17236,00
-6.515,98	3.257,99	3.257,99	0,00	0,00	0,00
466,83	0,33	-466,17	-14917,00	0,00	14917,00
42,39	-0,33	-43,06	-1387,00	0,00	1387,00
116,55	81,33	46,11	3373,00	0,00	3373,00

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA

	IA HV Prim	IA LV Prim	IrefHV	IrefLV	KHV	KLV	IHV seq["]	ILV seq["]	ImH	ImM	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (0Ω) (HVS)	996,32	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	1,0063	0,000	10,6513	0,0000	10,6513	10,6513	SI
Falla 1F ext (LVS)	0,00	270,67	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,0000	0,089	0,0000	0,0890	0,0890	0,0890	NO
Falla 3F int (0Ω) (HVS)	6531,00	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	6,5963	0,000	69,8203	0,0000	69,8203	69,8203	SI
Falla 3F ext Sec (LVS)	541,00	17236,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,5464	5,688	5,7836	5,6647	0,1189	11,4483	NO
Falla 2F int (0Ω) (HVS)	3257,99	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	3,2906	0,000	34,8299	0,0000	34,8299	34,8299	SI
Falla 2F ext (LVS)	0,33	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,0003	0,000	0,0036	0,0000	0,0036	0,0036	NO
Falla 2F ext LVS (5 Ω)	-0,33	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	-0,0003	0,000	-0,0036	0,0000	0,0036	0,0036	NO
Falla 2F int LVS (5 Ω)	81,33	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,0821	0,000	0,8695	0,0000	0,8695	0,8695	SI



## 7.14 Subestación Puri

## 7.14.1 Validación de función diferencial de Barra (ANSI 87B)

A continuación, se muestran los resultados de operación ante falla externa (línea Puri - Domeyko 220 kV) e internas sólidas y resistivas (25Ω, 30Ω, y 50Ω) en donde se consideran los aportes de cada paño a la falla en barra.

Los ajustes que se tienen y serán validados son los siguientes

TRANSFORMADORES DE MEDIDA CONECTADOS			
Secc.	Paño	Elemento conectado	Razón T/C
B1	J1	Línea Puri - O'Higgins	1000 / 5
	J2	Línea Puri - Domeyko	1000 / 5
	JT1	Transformador N°1	1000 / 5
	JT2	Transformador N°2	1000 / 5
	JT3	Transformador N°3 (nueva)	1000 / 5
BUSBAR DIFFERENTIAL PROTECTION (87B)			
.:12151:1: General:Mode			on
.:12151:101: General:Coupler trip w. bus-shunt			no
.:12151:102: General:Check zone			off
.:11821:101: Diff.Prot. general:Rated object current IrObj			1000 [A]
.:11821:102: Diff.Prot. general:Add. Trip criterion (p. ph.)			nonexistent
.:11821:103: Diff.Prot. general:Trip release supervision			off
.:11821:104: Diff.Prot. general:Superv. Add. Trip criterion			off
.:11821:105: Diff.Prot. general:Sens. Characteristic			nonexistent
.:11821:106: Diff.Prot. general:Superv. t.BI sens.char.			off
.:11911:100: Check zone:Threshold Idiff			0,5 I/IrObj
.:11911:101: Check zone:Threshold Id / sens.char.			0,4 I/IrObj
.:11911:102: Check zone:Threshold Is / sens.char.			0,5 I/IrObj
.:11911:103: Check zone:Thresh. Is / sens.char/BFP			0,5 I/IrObj
.:11911:104: Check zone:Stabilization factor k			50%
.:12091:100: Bus zone gen.:Threshold Idiff			0,5 I/IrObj
.:12091:101: Bus zone gen.:Threshold Id / sens.char.			0,4 I/IrObj
.:12091:102: Bus zone gen.:Threshold Is / sens.char.			4,00 I/IrObj
.:12091:103: Bus zone gen.:Thresh. Is / sens.char/BFP			4,00 I/IrObj
.:12091:104: Bus zone gen.:Stabilization factor k			70%

Nota: Los anteriores ajustes fueron tomados del estudio realizado por Systep mediante documento DOC. #OT2054-BHP-ECAP-EWSE-F01

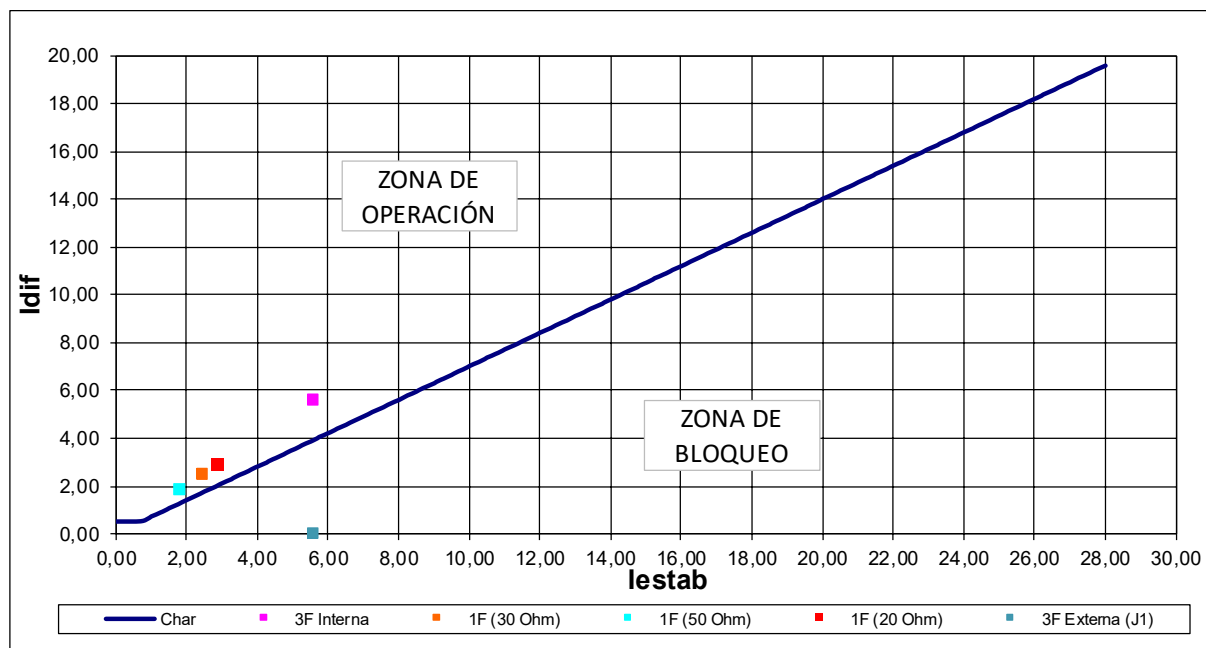
(\_:11821:102) Int. nom. objeto InomObj =  A

Falla Simulada	Total	Iprim				
		J1	J2	JT1	JT2	JT3
3F Interna	5684	2390	3300	0	0	0
3F Externa (J1)	5611	-3101	3102	0	0	0
1F (20 Ohm)	2971	948	2024	0	0	0
1F (30 Ohm)	2541	810	1731	0	0	0
1F (50 Ohm)	1906	608	1298	0	0	0

J1	Línea Puri - O'Higgins
J2	Línea Puri - Domeyko
JT1	Transformador N°1
JT2	Transformador N°2
JT3	Transformador N°3

I sec (considerando errores de 10%)						Id	Is	k*Is
J1	J2	JT1	JT2	JT3				
2,63	2,97	0,00	0,00	0,00		5,60	5,60	3,92
-2,79	2,79	0,00	0,00	0,00		0,00	5,58	3,91
1,04	1,82	0,00	0,00	0,00		2,86	2,86	2,01
0,89	1,56	0,00	0,00	0,00		2,45	2,45	1,71
0,67	1,17	0,00	0,00	0,00		1,84	1,84	1,29

Con los valores de Id e Is se puede establecer la posición de los valores de falla sobre la característica diferencial porcentual:



Como se puede observar con los ajustes actuales para la protección diferencial de barra (ANSI 87B) en la barra de la subestación Puri 220 kV, es estable ante falla externa sólidas trifásica, bifásicas a tierra y monofásicas y opera adecuadamente (en zona de disparo) ante fallas trifásicas y monofásicas resistivas de 25  $\Omega$ , 30  $\Omega$  y 50  $\Omega$  en la barra.

## 7.14.2 Validación de función diferencial de Transformador (ANSI 87T)

Este numeral presenta las validaciones de ajuste de la función de protección diferencial de transformador asociada a los ajustes existentes de los relés de la subestación Puri ante diferentes tipos de fallas en puntos de la subestación.

Los ajustes existentes de la función diferencial de transformador ANSI 87T de los transformadores TR1, TR2 y TR3 de la subestación Puri, fueron suministrados por Minera Escondida son los siguientes

### TRF 01, TR 02 y TR 03:

Sn (HV ONAF)=	36.000	kVA
Sn (LV ONAN)=	36.000	kVA
V HV=	220	kV
V LV=	6,9	kV
Vmin (max tap)	-5,00%	%
Vmax (min tap)	5,00%	%

	Prim	Sec	Precisión	ERROR CT
CT HV=	1000	5	10P	1,10
CT LV=	3000	5	10P	0,90

$$I_{HV\ Sec} = I_{HV\ Pma} \times \frac{1}{I_{CT\ HV}} \times \varepsilon$$

$$I_{LV\ Sec} = I_{LV\ Pma} \times \frac{1}{I_{CT\ LV}} \times \varepsilon$$

$$I_{ref\ HV} = I_{n\ HV}$$

$$I_{ref\ LV} = \frac{S_{n\ ref}}{U_{n\ LV} \times \sqrt{3}}$$

$$S_{n\ ref} = S_{n\ HV}$$

$$k_{HV} = \frac{I_{CT\ HV}}{I_{ref\ HV}}$$

$$k_{LV} = \frac{I_{CT\ LV}}{I_{ref\ LV}}$$

$$I_{mH} = k_{HV} \times I_{HV\ Sec}$$

$$I_{mL} = k_{LV} \times I_{LV\ Sec}$$

$$I_{diff} = |I_{mH} - I_{mL}|$$

$$I_{rest} = \max(|I_{mH}|, |I_{mL}|)$$

#### CÁLCULO DE Idiff>

Tap	VnHV	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idff	Ires
MAX	231000	89,98	3012,26	10,5848	0,9959	0,0909	0,994	0,9619	0,9900	0,0281	0,9900
0	220000	94,48	3012,26	10,5848	0,9959	0,0954	0,994	1,0100	0,9900	0,0200	1,0100
MIN	209000	99,45	3012,26	10,5848	0,9959	0,1004	0,994	1,0632	0,9900	0,0732	1,0632

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

Idiff>= 0,30  
Intersection 1 Irest= 0,71

#### CÁLCULO DE SLOPE 1

Tap	VnHV	IHV Prim	ILV Prim	KHV	KLV	IHV sec[*]	ILV sec[*]	ImH	ImL	Idff	Ires
MIN	231000	276,85	6951,37	10,5848	0,9959	0,3045	2,085	3,2234	2,0769	1,1465	3,2234
0	220000	290,69	6951,37	10,5848	0,9959	0,3198	2,085	3,3846	2,0769	1,3077	3,3846
MAX	209000	305,99	6951,37	10,5848	0,9959	0,3366	2,085	3,5628	2,0769	1,4858	3,5628

\* El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs

50% de corriente máxima de falla calculada con base a la uk del transformador

$$Slope\ (%) = \frac{I_{Diff}}{I_{Rest}} \times 100\ %$$

Slope1(%) calculado= 41,00  
SLOPE1= 41,00

Ramo de Car. a=	0,000	I/I0
SLOPE1=	41,00	%

#### CÁLCULO DE SLOPE 2

SLOPE2=	71,00	%
---------	-------	---

Intersection 2 Irest=	2,500	
Ramo de Car. b=	1.056	I/Io

Se hicieron simulaciones de fallas internas y externas para verificar la estabilidad de la protección diferencial.

Dependiendo del grupo de conexión de los devanados se deben hacer los cálculos para obtener las corrientes procesadas por el relé.

Se calculan las corrientes medidas por los TC en cada fase de cada devanado y en el neutro (IL1, IL2, IL3 y 3I0) y dependiendo del grupo vector se calculan las corrientes de Matching (IA, IB e IC) internas en el relé, para obtener los valores de corriente diferencial Idiff y corriente de restricción Irest. La forma general de las ecuaciones para el cálculo de las corrientes de Matching dependiendo de la conexión de los devanados de los transformadores TR 01, TR 02 y TR 03 de la subestación Puri son:

**Dyn1:**

Las matrices de corrección para el cálculo son las siguientes:

$$\text{Wye Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

$$\text{Delta Side: } \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -(1-\sqrt{3}) & -1 & -(1+\sqrt{3}) \\ -(1+\sqrt{3}) & -(1-\sqrt{3}) & -1 \\ -1 & -(1+\sqrt{3}) & -(1-\sqrt{3}) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \end{bmatrix}$$

Se hicieron las simulaciones para fallas en el devanado de Alta (220 kV) y el devanado de baja (6,9 kV) para comprobar la estabilidad de la protección diferencial ante fallas externas y la operatividad ante fallas internas, los resultados son los siguientes:

**TRF 01 y 02\_S/E Puri:**

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase y neutro							
	HV (220 kV)				LV (6,9 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (0Ω) (HVS)	-3.861,00	15,00	15,00	-3.857,00	352,00	359,00	516,00	0,01
Falla 1F ext (LVS)	44,00	16,00	45,00	0,00	1.674,00	-837,00	-898,00	190,00
Falla 3F int (0Ω) (HVS)	5.684,00	5.684,00	5.684,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 3F ext Sec (LVS)	401,00	401,00	401,00	0,00	12.790,00	12.790,00	12.790,00	0,00
Falla 2F int (0Ω) (HVS)	4.907,00	16,00	-4.921,00	0,00	0,00	447,00	447,00	0,00
Falla 2F ext (LVS)	-188,00	-213,00	401,00	0,00	10.835,00	0,00	-11.304,00	0,00
Falla 2F ext (5 Ω) LVS	-35,00	-34,00	63,00	0,00	1.780,00	-516,00	1.746,00	0,00
Falla 2F int (2 Ω) LVS	68,00	68,00	134,00	0,00	3.704,00	-516,00	3.703,00	0,00

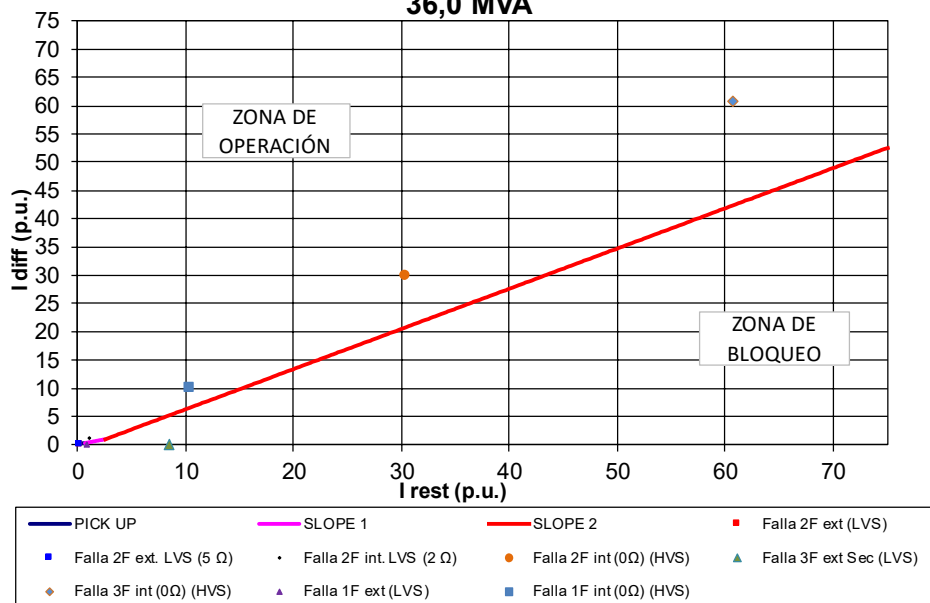
Nota:

- A) Corrientes hacia el transformador por lado de alta son de signo positivo (+) y por lado de baja son de signo negativo (-)  
 B) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.  
 C) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC  
 D) Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja

Corrientes Matching en relé diferencial					
HV (220 kV)			LV (6,9 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC
960,81	-3.514,81	-1.277,00	352,00	359,00	516,00
35,58	51,17	18,26	1610,67	-900,33	-961,33
5.684,00	5.684,00	5.684,00	0,00	0,00	0,00
401,00	401,00	401,00	12790,00	12790,00	12790,00
-5.673,53	2.824,49	2.851,04	0,00	447,00	447,00
340,06	14,43	-354,49	10835,00	0,00	-11304,00
54,58	-2,58	-58,00	1780,00	-516,00	1746,00
128,11	90,00	51,89	3704,00	-516,00	3703,00

**VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA**

	IA HV Prim	IA LV Prim	IrefHV	IrefLV	KHV	KLV	IHV seq[°]	ILV seq[°]	ImH	ImM	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (0Ω) (HVS)	960,81	352,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,9704	0,116	10,2716	0,1157	10,1559	10,3873	SI
Falla 1F ext (LVS)	35,58	1610,67	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,0359	0,532	0,3803	0,5294	0,1490	0,9097	NO
Falla 3F int (0Ω) (HVS)	5684,00	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	5,7408	0,000	60,7654	0,0000	60,7654	60,7654	SI
Falla 3F ext Sec (LVS)	401,00	12790,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,4050	4,221	4,2869	4,2035	0,0834	8,4905	NO
Falla 2F int (0Ω) (HVS)	2824,49	447,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	2,8527	0,148	30,1955	0,1469	30,0486	30,3424	SI
Falla 2F ext (LVS)	14,43	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,0146	0,000	0,1543	0,0000	0,1543	0,1543	NO
Falla 2F ext LVS (5 Ω)	-2,58	-516,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	-0,0026	-0,170	-0,0276	-0,1696	0,1420	0,1971	NO
Falla 2F int LVS (2 Ω)	90,00	-516,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,0909	-0,170	0,9622	-0,1696	1,1317	1,1317	SI

Transformador 01\_02 - SE Puri  
36,0 MVA

## TRF 03\_S/E Puri:

Ubicación de Falla	Corrientes medidas en los TC de fase y neutro							
	HV (220 kV)				LV (6,9 kV)			
	IL1	IL2	IL3	3I0	IL1	IL2	IL3	3I0
Falla 1F int (0Ω) (HVS)	-3.857,00	0,00	0,00	-3.857,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Falla 1F ext (LVS)	0,00	0,00	0,00	0,00	203,00	0,00	0,00	-203,00
Falla 3F int (0Ω) (HVS)	5.683,00	5.683,00	5.683,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 3F ext Sec (LVS)	537,00	537,00	537,00	0,00	17.135,00	17.135,00	17.135,00	0,00
Falla 2F int (0Ω) (HVS)	4.914,00	0,00	-4.914,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Falla 2F ext (LVS)	-268,00	-269,00	537,00	0,00	-14.830,00	0,00	14.830,00	0,00
Falla 2F ext (5 Ω) LVS	-25,00	-25,00	49,00	0,00	-1.368,00	0,00	1.368,00	0,00
Falla 2F int (2 Ω) LVS	61,00	61,00	122,00	0,00	3.324,00	0,00	3.324,00	0,00

Nota:

A) Corrientes hacia el transformador por lado de alta son de signo positivo (+) y por lado de baja son de signo negativo (-)

B) El valor calculado de la corriente secundaria incluye los errores máximos según la precisión de los CTs.

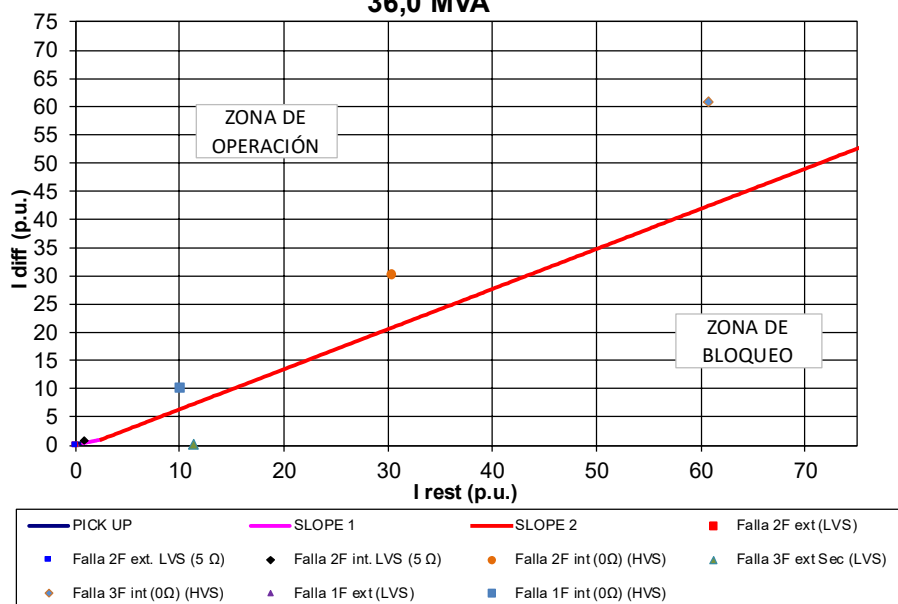
C) El error máximo de los transformadores de corriente (TC) de protección a corriente nominal es del 1% según la norma IEC 60044-1. Para fallas, el error se asume con base a la clase de precisión de los TC

D) Se asume error positivo para el TC del lado de alta y negativo para el TC del lado de baja

Corrientes Matching en relé diferencial					
HV (220 kV)			LV (6,9 kV)		
IA	IB	IC	IA	IB	IC
941,17	-3.512,51	-1.285,67	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	270,67	67,67	67,67
5.683,00	5.683,00	5.683,00	0,00	0,00	0,00
537,00	537,00	537,00	17135,00	17135,00	17135,00
-5.674,20	2.837,10	2.837,10	0,00	0,00	0,00
464,77	0,58	-465,34	-14830,00	0,00	14830,00
42,39	-0,33	-43,06	-1368,00	0,00	1368,00
116,55	81,33	46,11	3324,00	0,00	3324,00

## VERIFICACIÓN CARACTERÍSTICA

	IA HV Prim	IA LV Prim	IrefHV	IrefLV	KHV	KLV	IHV seq["]	ILV seq["]	ImH	ImM	Idff	Ires	Relé Opera
Falla 1F int (0Ω) (HVS)	941,17	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,9506	0,000	10,0617	0,0000	10,0617	10,0617	SI
Falla 1F ext (LVS)	0,00	270,67	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,0000	0,089	0,0000	0,0890	0,0890	0,0890	NO
Falla 3F int (0Ω) (HVS)	5683,00	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	5,7398	0,000	60,7547	0,0000	60,7547	60,7547	SI
Falla 3F ext Sec (LVS)	537,00	17135,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,5424	5,655	5,7409	5,6315	0,1093	11,3724	NO
Falla 2F int (0Ω) (HVS)	2837,10	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	2,8655	0,000	30,3303	0,0000	30,3303	30,3303	SI
Falla 2F ext (LVS)	0,58	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,0006	0,000	0,0062	0,0000	0,0062	0,0062	NO
Falla 2F ext LVS (5 Ω)	-0,33	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	-0,0003	0,000	-0,0036	0,0000	0,0036	0,0036	NO
Falla 2F int LVS (5 Ω)	81,33	0,00	89,98	3012,26	10,58	1,00	0,0821	0,000	0,8695	0,0000	0,8695	0,8695	SI

Transformador 03 - SE Puri  
36,0 MVA

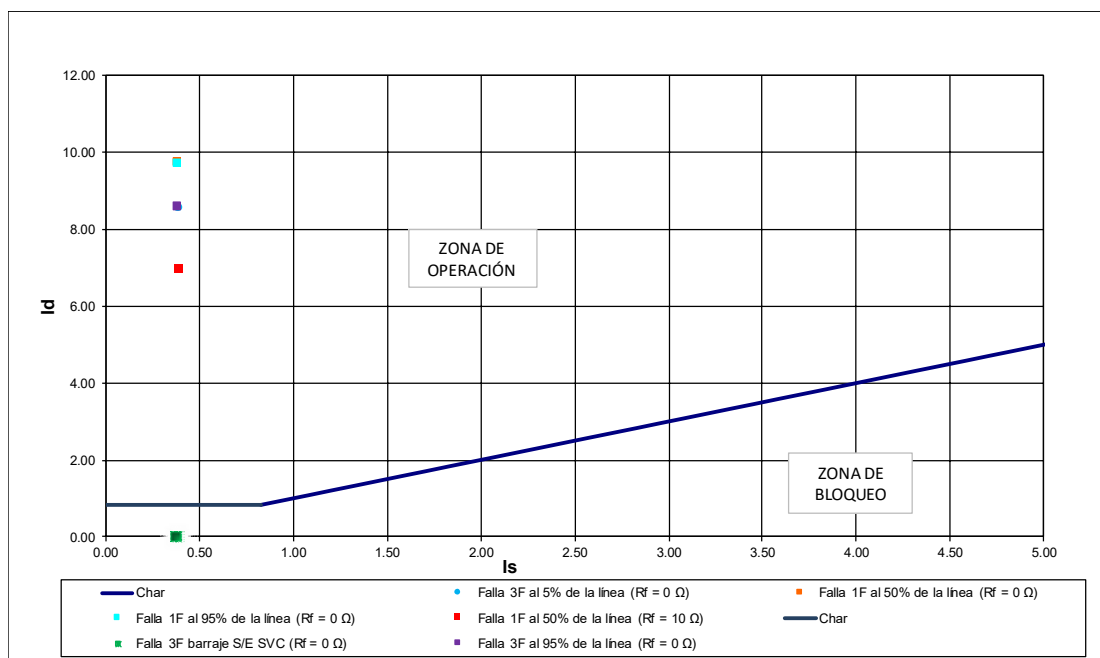
## 7.15 Subestación SVC\_Domeyko

## 7.15.1 Validación de función diferencial de línea (ANSI 87L)

Se hicieron simulaciones de fallas internas para la línea, al igual que fallas externas, es decir en la barra de la Subestación SVC\_Domeyko 220 kV.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tipo de falla		Corriente (Amperios Primarios)				Corriente (Amperios Secundarios)				Idiff [p.u.]	Irest [p.u.]
		SVC		Domeyko		SVC		Domeyko			
		Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]	Magnitud [A]	Ang [°]		
Interna	Falla 3F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	0.0	0.0	8612	-97.67	0.00	111.68	8.61	-97.67	8.61	0.380
Interna	Falla 3F al 5% de la línea (Rf = 0 Ω)	0.0	0.0	8596	-97.70	0.00	0.00	8.60	-97.70	8.60	0.380
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 0 Ω)	836	-107.30	8388	-98.58	1.39	-107.30	8.39	-98.58	9.78	0.380
Interna	Falla 1F al 95% de la línea (Rf = 0 Ω)	838	-107.37	8364	-98.55	1.40	-70.38	8.36	-98.55	9.76	0.380
Interna	Falla 1F al 50% de la línea (Rf = 10 Ω)	607	-77.12	6002	-68.35	1.01	-60.84	6.00	-68.35	7.01	0.380
Externa	Falla 3F barraje S/E SVC (Rf = 0 Ω)	8595	82.30	8595	-97.71	14.33	82.30	8.60	-97.71	0.00	0.380



De la anterior validación se observa una adecuada operación de la protección diferencial de línea para fallas internas y externa de alta y baja impedancia.

## 8 Conclusiones y Recomendaciones

- Se encontró que con los ajustes recomendados existe una adecuada coordinación y se cumple con los fundamentos básicos de seguridad y selectividad en la operación de protecciones a nivel de 220 kV basados en las buenas prácticas de ingeniería.
- Los esquemas de teleprotección se utilizan como complemento a las protecciones de línea para acelerar el disparo ante fallas resistivas dentro de la línea.
- Del análisis que se presentó en el numeral 6.1.1.1 con el fin de obtener el mismo tiempo de operación entre los relés SR 745 hacia los relés SIEMENS 7UT8 asociado a los transformadores 1 y 2 de la subestación escondida se recomiendan los siguientes valores de ajuste:

### FASES

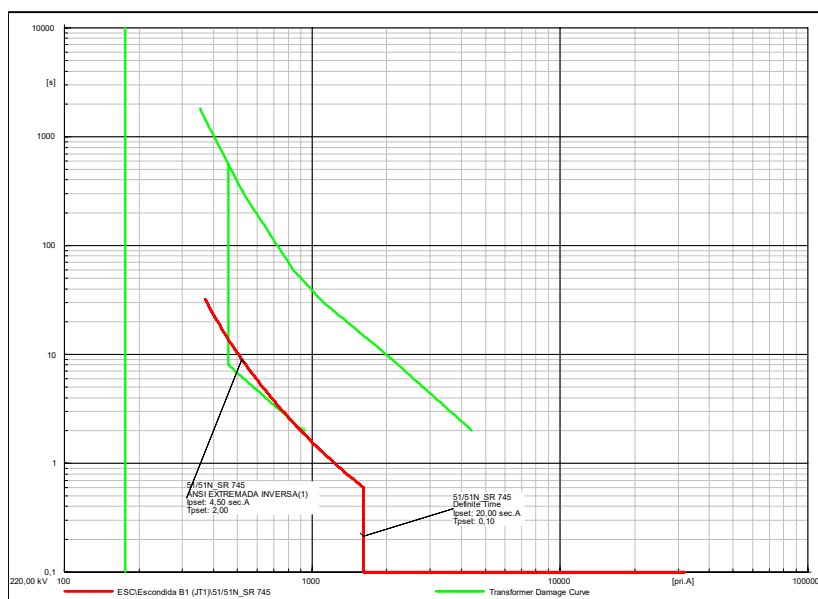
- Relé SIEMENS 7UT8 Lado de baja de TR 01 y TR 02:  
Dial recomendado =0,70

### TIERRA

- Relé SIEMENS 7UT8 Lado de baja de TR 01 y TR 02:  
Dial recomendado =1,16

Se aclara que con los anteriores diales de ajuste recomendados para la nueva protección SIEMENS se obtienen tiempos de operación similares a los obtenidos con la protección a reemplazar por lo que la coordinación con los dispositivos de protecciones ubicados aguas abajo del transformador no se verían afectados.

Del análisis de las curvas de daño del transformador 1 y 2 respecto a la curva característica de la función de tiempo inverso, se encontró que con el ajuste actual se presentaba un cruce entre ambas características, como se muestra a continuación:

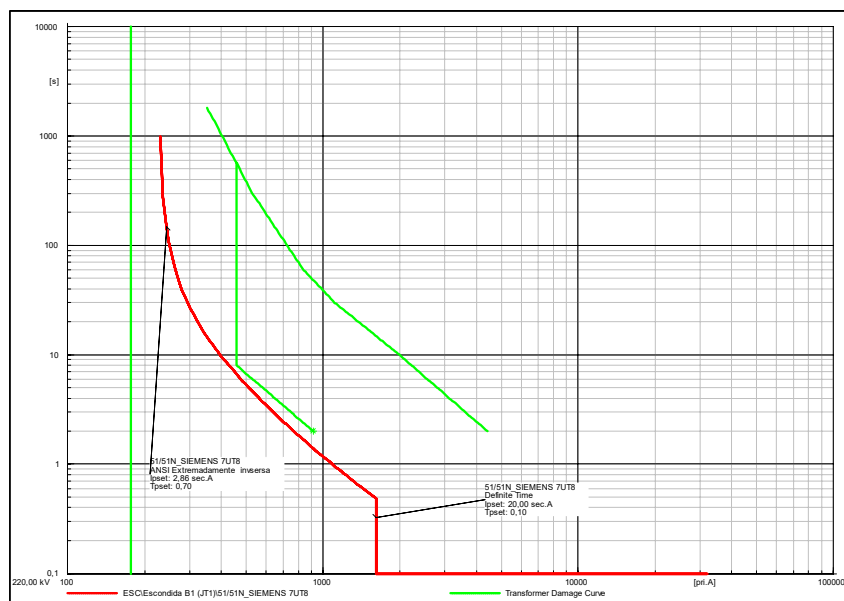


Por lo tanto, se recomiendan los siguientes ajustes para la función ANSI 51 asociada al lado de alta de los relés de los transformadores 1 y 2 de S/E Escondida:

Pick Up = 1,3 In Transformador de 67,2 MVA =  $1,3 \times 176,35 \text{ A} = 229,26 \text{ A}$  pri o 2,86 A sec

Curva = ANSI Extremada Inversa

Dial = 0,70



- Del análisis que se presentó en el numeral 6.1.1.2 con el fin de obtener el mismo tiempo de operación entre los relés SR 750/745 hacia los relés SIEMENS 7SJ8/7UT8 asociado a los transformadores 3 y 4 de la subestación escondida se recomiendan los siguientes valores de ajuste:

## FASES

- Relé SIEMENS 7SJ8 Lado de alta de TR 03 y TR 04:

Dial recomendado = 0,63

Tipo de curva recomendada = ANSI MI

- Relé SIEMENS 7UT8 Lado de baja de TR 03 y TR 04:

Dial recomendado = 0,49

## TIERRA

- Relé SIEMENS 7SJ8 Lado de alta de TR 03 y TR 04:

Dial recomendado = 0,18

- Del análisis que se presentó en el numeral 6.2.1.2 con el fin de obtener el mismo tiempo de operación entre los relés SR 750 hacia los relés SIEMENS 7SJ8/7UT8 asociado al reactor 1 de la subestación escondida se recomiendan los siguientes valores de ajuste:

## FASES

- Relé SIEMENS 7SJ8/7UT8 Reactor 1:

Dial recomendado = 0,06

Tipo de curva recomendada = ANSI Long Inverse

## TIERRA

- Relé SIEMENS 7SJ8 Reactor 1:

Dial recomendado = 0,22

Tipo de curva recomendada = ANSI Very Inverse

- Del análisis que se presentó en el numeral 6.2.1.2 con el fin de obtener el mismo tiempo de operación entre los relés SR 750 hacia los relés SIEMENS 7SJ8/7UT8 asociado a los reactores 1 y 2 de la subestación escondida se recomiendan los siguientes valores de ajuste:

## FASES

- Relé SIEMENS 7SJ8 Reactor 2 y 3:

Dial recomendado = 0,06

Tipo de curva recomendada = ANSI Long Inverse

## TIERRA

- Relé SIEMENS 7SJ8 Reactores 2 y 3:

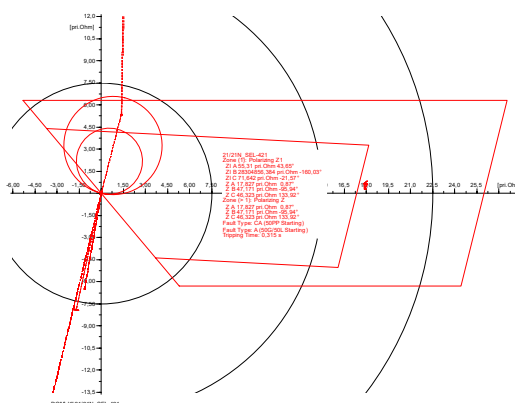
Dial recomendado = 0,65

Tipo de curva recomendada = ANSI Very Inverse

- Para obtener adecuados tiempos de operación y que se presentan en el Anexo 2 se propusieron los siguientes ajustes:

- **Subestación Domeyko:**

- De los resultados de las simulaciones realizadas, se encontró que el relé a reemplazar (SEL 421) de la Línea Domeyko-Laguna Seca (extremo Domeyko – paño J6) operaría en zona 2 para fallas monofásicas resistivas de más de 35 ohmios a la salida de la línea Domeyko – Laguna Seca (Extremo Domeyko):



Adicionalmente se encontró que para todos los porcentajes de fallas monofásicas resistivas de 50 ohmios en la línea Domeyko-Laguna Seca (extremo Domeyko – paño J6) no se produce la operación de la función distancia y en este caso las fallas solo serían despejadas por la función ANSI 67N del relé de la línea Domeyko-Laguna Seca (extremo Domeyko – paño J6), ya que el extremo de Laguna Seca es un terminal débil que no opera ante ningún tipo de falla monofásica.

Falla monofásica en la línea 220 kV Domeyko-Laguna Seca									
Resistencia de falla: 50 Ohm									
Ubicación de la falla medida desde: Domeyko									
Caso: Gen Nocturna/Dda Alta									
Subestación	Paño	Protección	Función	0 %	10 %	25 %	50 %	75 %	100 %
Domeyko 220 kV	J6 Domeyko-Laguna Seca	SEL-421	21/21N	---	---	---	---	---	---
Laguna Seca 220 kV	JL1 Lag Seca-Domeyko	SEL-421	21/21N	---	---	---	---	---	---
Domeyko 220 kV	J6 Domeyko-Laguna Seca	SIEMENS 7SA87	21N	---	---	---	---	---	---
Laguna Seca 220 kV	JL1 Lag Seca-Domeyko	SIEMENS 7SA87	21N	---	---	---	---	---	---
Domeyko 220 kV	J6 Domeyko-Laguna Seca	SIEMENS 7SA87	21	---	---	---	---	---	---
Laguna Seca 220 kV	JL1 Lag Seca-Domeyko	SIEMENS 7SA87	21	---	---	---	---	---	---
Domeyko 220 kV	J6 Domeyko-Laguna Seca	7SA87	67N	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400
Laguna Seca 220 kV	JL1 Lag Seca-Domeyko	7SA87	67N	---	---	---	---	---	---
Laguna Seca 220 kV	JL1 Lag Seca-Domeyko	7SD87 (S2)	67N	---	---	---	---	---	---

Para mejorar las anteriores condiciones mencionadas se recomienda aumentar el alcance resistivo de zona 2 y ajustar el alcance resistivo de zona 1 igual al de zona 2. Los criterios y ajustes recomendados son los siguientes:

Línea Domeyko-Laguna Seca (paño J6): Alcances resistivos de tierra de zona 1 y 2

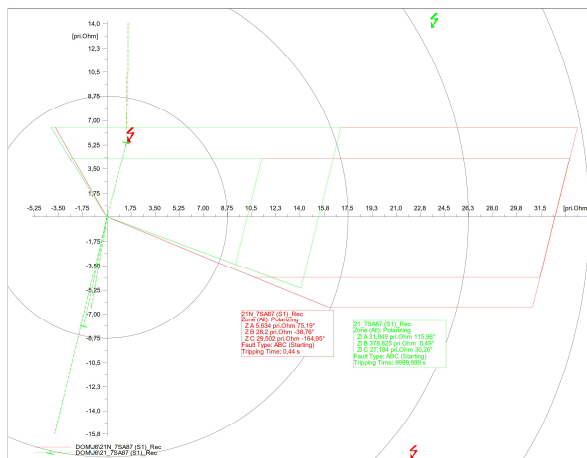
Alcance de resistivo Zona 2 = 5 veces alcance reactivo de zona 2

Alcance de resistivo Zona 2 =  $5 \times 6,5 \Omega_{pri} = 32,5 \Omega_{pri}$  o  $1,95 \Omega_{sec}$

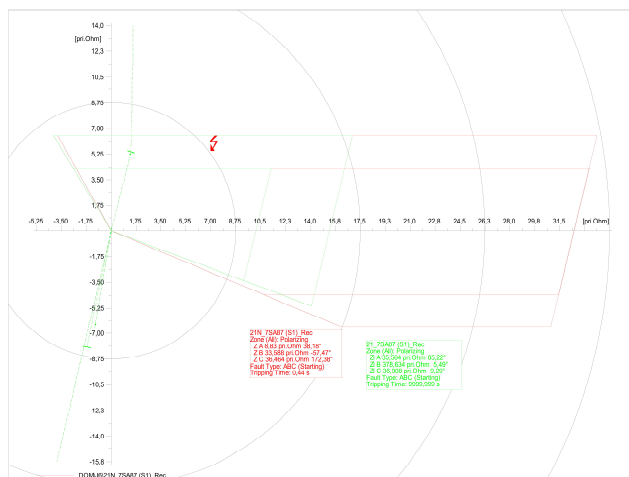
Alcance de resistivo Zona 1 = Alcance de resistivo Zona 2 =  $32,5 \Omega_{pri}$  o  $1,95 \Omega_{sec}$ .

Se realizó un análisis de fallas monofásicas resistivas de 0 hasta 30 Ohmios en el lado de alta de Transformadores S/E Laguna Seca para verificar la no operación de zona 1 con el incremento del alcance resistivo de tierra de zona 1 y zona 2 como se observa a continuación:

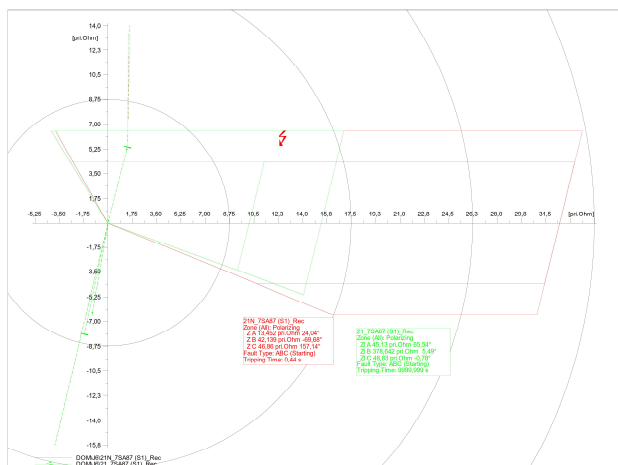
## Falla 1F de 0 Ohmios en lado de alta de Transformadores S/E Laguna Seca



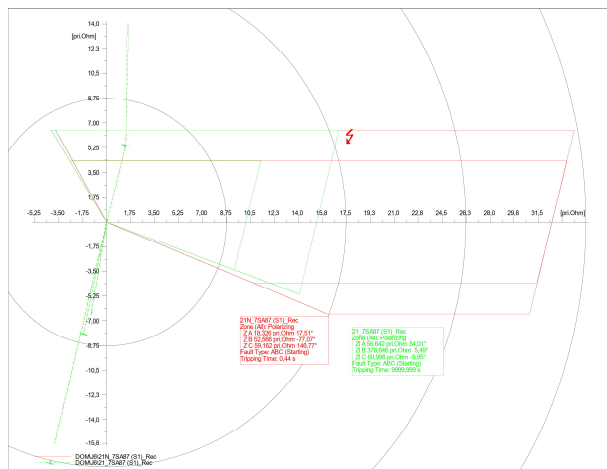
## Falla 1F de 10 Ohmios en lado de alta de Transformadores S/E Laguna Seca



## Falla 1F de 20 Ohmios en lado de alta de Transformadores S/E Laguna Seca



## Falla 1F de 30 Ohmios en lado de alta de Transformadores S/E Laguna Seca



Se encontró que el relé de la Línea Domeyko – Laguna Seca (extremo Domeyko) operaría en zona 1 ante fallas bifásicas a tierra de 25 Ohm entre el 90 y el 100 % de la propia línea desde el extremo de S/E Domeyko, para solucionar esta condición, se recomienda ajustar el alcance resistivo de tierra de zona 1 igual al alcance resistivo de fases de zona 1:

$$R_{ph-phZ1} = R_{ph-GndZ1} = 0,61 \text{ Ohm sec}$$

De los resultados de las simulaciones realizadas se encontró que el relé a reemplazar (SEL 421) de la Línea Domeyko - Planta Oxido (extremo Domeyko – paño J1) operaría en zona 1 para todos los tipos de fallas en la barra de 220 kV del Planta Oxido y ante fallas internas en los transformadores de la subestación Planta de Oxido:

## Falla en línea Domeyko– Planta Oxidos 220 KV

Falla trifásica en la línea 220 kV Domeyko-Planta Óxidos										
Resistencia de falla: 0 Ohm										
Ubicación de la falla medida desde: Domeyko 220										
Caso: Dda Alta										
Subestación	Paño	Protección	Función	0 %	10 %	25 %	50 %	75 %	90 %	100 %
Domeyko 220 220 kV	J1_Domeyko-Oxidos	SEL-421	21/21N	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
Domeyko 220 220 kV	J1_Domeyko-Oxidos	SIEMENS 7SA87	21N	---	---	---	---	---	---	---
Domeyko 220 220 kV	J1_Domeyko-Oxidos	SIEMENS 7SA87	21	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Domeyko 220 220 kV	J1_Domeyko-Oxidos	7SA87	67N	---	---	---	---	---	---	---
O'Higgins 220 kV	J2_Ohigg-Domey	SEL-421 - S1	21/21N	1,415	1,415	1,415	1,415	1,415	1,415	1,415
O'Higgins 220 kV	J2_Ohigg-Domey	SIEMENS 7SA87 - S1	21N	---	---	---	---	---	---	---
O'Higgins 220 kV	J2_Ohigg-Domey	SIEMENS 7SA87 - S1	21	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
Planta Óxidos 220 kV	JT1_oxidos	7SA76	51N	---	---	---	---	---	---	---
Planta Óxidos 220 kV	JT2_oxidos	7SA76	51N	---	---	---	---	---	---	---
Planta Óxidos 220 kV	JT1_oxidos	7SA76	51	---	---	---	---	---	---	---
Planta Óxidos 220 kV	JT2_oxidos	7SA76	51	---	---	---	---	---	---	---
O'Higgins 220 kV	J2_Ohigg-Domey	7SA87 - S1	67N	---	---	---	---	---	---	---
O'Higgins 220 kV	J2_Ohigg-Domey	7SA87 - S1	67	0,509	0,511	0,514	0,520	0,527	0,530	0,532
Laguna Seca 220 kV	JL1_Laguna Seca-Domeyko	SEL-421	21/21N	---	---	---	---	---	---	---
Laguna Seca 220 kV	JL1_Laguna Seca-Domeyko	SIEMENS 7SA87	21N	---	---	---	---	---	---	---
Laguna Seca 220 kV	JL1_Laguna Seca-Domeyko	SIEMENS 7SA87	21	---	---	---	---	---	---	---
Laguna Seca 220 kV	JL1_Laguna Seca-Domeyko	7SA87	67N	---	---	---	---	---	---	---
Laguna Seca 220 kV	JL1_Laguna Seca-Domeyko	7SD87 (S2)	67N	---	---	---	---	---	---	---
Escondida 220 220 kV	J1_Escondida-Domeyko	SEL-421	21/21N	0,315	0,315	0,315	0,315	0,315	0,315	0,315

## Falla Trifásica interna en transformador de S/E Planta de Oxido 220 KV

Subestación	Paño/Elemento	Protección	Función	T operación (s)
Domeyko	J1_Domeyko-Óxidos	SEL-421	21/21N	0,015
Domeyko	J1_Domeyko-Óxidos	SIEMENS 7SA87	21N	---
Domeyko	J1_Domeyko-Óxidos	SIEMENS 7SA87	21	0,040
Domeyko	J1_Domeyko-Óxidos	7SA87	67N	---
O'Higgins	J2_Ohigg-Domey	SEL-421 - S1	21/21N	1,415
O'Higgins	J2_Ohigg-Domey	SIEMENS 7SA87 - S1	21N	---
O'Higgins	J2_Ohigg-Domey	SIEMENS 7SA87 - S1	21	1,440
Planta Óxidos	JT1_óxidos	7SJ6	51N	---
Planta Óxidos	JT2_óxidos	7SJ6	51N	---
Planta Óxidos	JT1_óxidos	7SJ6	51	0,034
Planta Óxidos	JT2_óxidos	7SJ6	51	---
O'Higgins	J2_Ohigg-Domey	7SA87 - S1	67N	---
O'Higgins	J2_Ohigg-Domey	7SA87 - S1	67	0,533

Por lo anterior se recomienda ajustar el alcance reactivo de zona 1 en el nuevo relé SIEMENS 7SA87 de la subestación Domeyko al 80% de la impedancia de secuencia positiva de la línea Domeyko – Planta de Oxido; es decir:

Línea Domeyko-Oxido (paño J1): alcance reactivo de zona 1

80% de la  $X1L_n$  Domeyko – Planta de Oxido

$$0,8 \times 0,4174 \Omega \text{ pri} = 0,3339 \Omega \text{ pri o } 0,013356 \Omega \text{ sec.}$$

Con la anterior recomendación de ajustes se mejora la selectividad de las protecciones

Se detectó que para los escenarios de Generación diurna y nocturna ante falla monofásica de 10  $\Omega$  o más en la línea Domeyko - Sulfuros (ambos extremos) las funciones de distancia detectan la falla en zona 3 (temporizada en 1,2 s)

Falla monofásica en la línea 220 kV Domeyko-Sulfuros										
Resistencia de falla: 10 Ohm										
Ubicación de la falla medida desde: Domeyko										
Caso: Bda Alta										
Subestación	Paño	Protección	Función	0 %	10 %	25 %	50 %	75 %	90 %	100 %
Sulfuros 220 kV	J1_Sulfuros-Domeyko	SIEMENS 7SA6	21N	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240
Domeyko 220 kV	J8_Domeyko-sulfuros	SIEMENS 7SA87	21N	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240
Sulfuros 220 kV	J1_Sulfuros-Domeyko	SIEMENS 7SA6	21	---	---	---	---	---	---	---
Domeyko 220 kV	J8_Domeyko-sulfuros	SIEMENS 7SA87	21	---	---	---	---	---	---	---

Con el fin de mejorar la anterior condición se recomienda lo siguiente:

Línea Domeyko-Sulfuros (paño J8): Alcances resistivos de tierra de zona 2 y 3.

Ajustar alcance resistivo de tierra de Zona 2 = Alcance resistivo de tierra de zona 3

$$\text{Alcance de resistivo Zona 2} = 17,2 \Omega \text{ pri o } 1,376 \Omega \text{ sec}$$

$$\text{Alcance de resistivo Zona 3} = 17,2 \Omega \text{ pri o } 1,376 \Omega \text{ sec}$$

De los resultados de las simulaciones realizadas se encontró que para los escenarios de demanda alta/ y demanda baja el relé de distancia de la línea OGP1 – Domeyko (Extremo de subestación Domeyko) operaría en zona 3 para falla monofásica más de 25 ohmios en la propia línea OGP1 – Domeyko

Falla en línea OGP1 – Domeyko 220 KV:

Falla monofásica en la línea 220 kV Domeyko-OGP1										
Resistencia de falla: 25 Ohm										
Ubicación de la falla medida desde: Domeyko										
Caso: Dda Alta										
Subestación	Paño	Protección	Función	0 %	10 %	25 %	50 %	75 %	90 %	100 %
OGP1 220 220 kV	J2_OGP1-Domeyko	GE D60	21/21N	---	---	---	---	---	---	---
OGP1 220 220 kV	J2_OGP1-Domeyko	GE D60	67N	2,674	1,902	1,447	1,157	1,019	0,964	0,936
Domeyko 220 kV	J9_Domeyko-OGP1	GE D60	67N	0,835	0,835	0,835	0,835	0,854	0,875	0,888
Domeyko 220 kV	J9_Domeyko-OGP1	GE D60	21/21N	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330
Escondida 220 kV	J1_Escondida-Domeyko	SIEMENS 7SA87	21N	---	---	---	---	---	---	---
Escondida 220 kV	J1_Escondida-Domeyko	SIEMENS 7SA87	21	---	---	---	---	---	---	---
O'Higgins 220 kV	J2_Chigg-Domey	SIEMENS 7SA87 - S1	21N	0,640	0,640	1,440	1,440	---	---	---
O'Higgins 220 kV	J2_Chigg-Domey	SIEMENS 7SA87 - S1	21	---	---	---	---	---	---	---
O'Higgins 220 kV	J2_Chigg-Domey	7SA87 - S1	67N	1,220	1,220	1,220	1,220	1,220	1,220	1,220

Para evitar que se presente la anterior condición se recomienda aumentar el alcance resistivo de tierra de zona 2 del relé de la línea OGP1 – Domeyko (extremo Domeyko) al siguiente valor:

Línea Domeyko-OGP1 (paño J9): Alcance resistivo de tierra de zona 2

Alcance de resistivo Zona 2 = 4 veces alcance reactivo de zona 2

Alcance de resistivo Zona 2 =  $4 \times 1,05 \Omega \text{sec} = 4,20 \Omega \text{sec}$  o  $35,0 \Omega \text{pri}$

De los resultados de las simulaciones realizadas se encontró que para los escenarios de demanda alta/ y demanda baja el relé de distancia de la línea Domeyko-O'higgins (Extremo de subestación Domeyko) operaría en zona 3 para falla trifásica y bifásica aislada al 98% de la línea Domeyko-O'higgins desde el extremo de Domeyko:

Falla 3F en línea Domeyko-O'higgins 220 KV

Falla trifásica en la línea 220 kV O'Higgins -T.O. Est. de Bom. N°2										
Resistencia de falla: 0 Ohm										
Ubicación de la falla medida desde: O'Higgins										
Caso: Dda Alta										
Subestación	Paño	Protección	Función	0 %	10 %	25 %	50 %	75 %	90 %	100 %
O'Higgins 220 kV	J2_Chigg-Domey	SEL-421 - S1	21/21N	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
O'Higgins 220 kV	J2_Chigg-Domey	SIEMENS 7SA87 - S1	21N	---	---	---	---	---	---	---
O'Higgins 220 kV	J2_Chigg-Domey	SIEMENS 7SA87 - S1	21	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
O'Higgins 220 kV	J2_Chigg-Domey	7SA87 - S1	67N	---	---	---	---	---	---	---
Domeyko 220 kV	J2_Domeyko-O'higgins	SEL-421	21/21N	1,215	1,215	1,215	1,215	0,415	0,415	0,415
Domeyko 220 kV	J2_Domeyko-O'higgins	SIEMENS 7SA87	21N	---	---	---	---	---	---	---
Domeyko 220 kV	J2_Domeyko-O'higgins	SIEMENS 7SA87	21	1,240	1,240	1,240	1,240	0,440	0,440	0,440
Escondida 220 kV	J1_Escondida-Domeyko	SEL-421	21/21N	---	---	---	---	---	---	---
Escondida 220 kV	J1_Escondida-Domeyko	SIEMENS 7SA87	21N	---	---	---	---	---	---	---
Escondida 220 kV	J1_Escondida-Domeyko	SIEMENS 7SA87	21	---	---	---	---	---	---	---
Nueva Zaldívar 220 220 kV	J051_NZaldivar-Sulfuros	SIEMENS 7SA6	21N	---	---	---	---	---	---	---
Nueva Zaldívar 220 220 kV	J051_NZaldivar-Sulfuros	SIEMENS 7SA6	21	---	---	---	---	---	---	---
Nueva Zaldívar 220 220 kV	J051_NZaldivar-Sulfuros	7SA6	67N	---	---	---	---	---	---	---
Sulfuros 220 kV	J1_Sulfuros-Domeyko	SIEMENS 7SA6	21N	---	---	---	---	---	---	---
Sulfuros 220 kV	J1_Sulfuros-Domeyko	SIEMENS 7SA6	21	---	---	---	---	---	---	---

Se recomienda aumentar el alcance reactivo de zona 2 en el relé de distancia de la Línea Domeyko-O'higgins (paño J2): Alcances reactivo de zona 2.

105% de la X1Ln Domeyko – O'higgins

$1,05 \times 54,25 \Omega \text{ pri} = 57 \Omega \text{ pri}$

#### ○ Subestación Escondida:

De los resultados de las simulaciones realizadas se encontró que para los escenarios de demanda alta/ y demanda baja el relé de distancia de la línea Escondida – Domeyko (Extremo de subestación Escondida) operaría en zona 2 para falla monofásica de 10 o más ohmios en la propia línea Escondida – Domeyko:

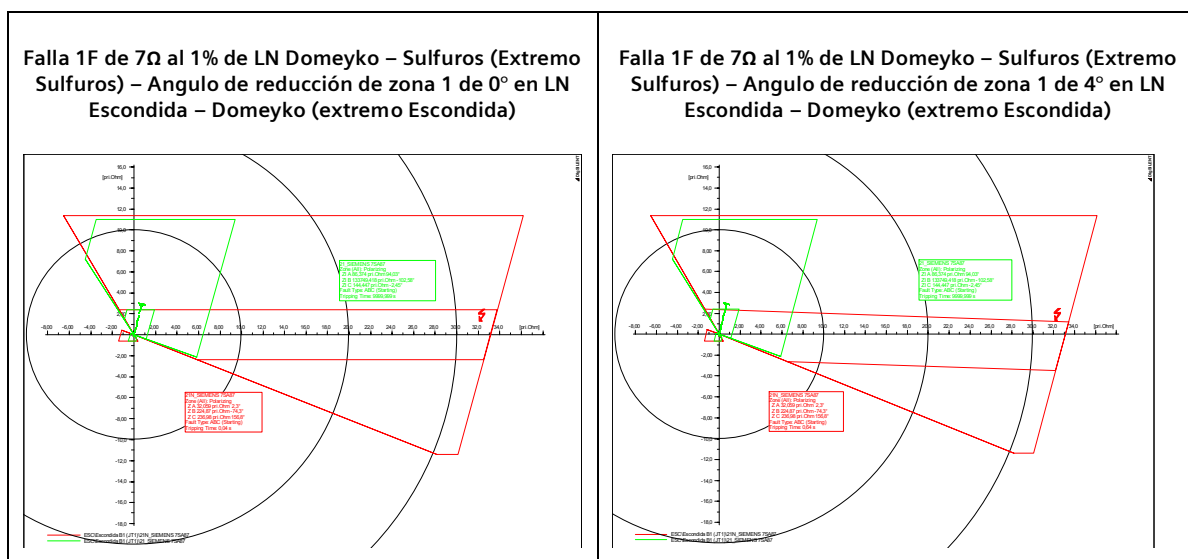
Falla en línea Escondida – Domeyko 220 KV

Subestación	Paño	Protección	Función	0 %	10 %	25 %	50 %	75 %	90 %	100 %
Escondida 220 kV	J1 Escondida-Domeyko	SEL-421	21/21N	---	---	0,315	0,315	0,315	0,315	0,315
Escondida 220 kV	J1 Escondida-Domeyko	SIEMENS 7SA87	21N	---	---	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340
Escondida 220 kV	J1 Escondida-Domeyko	SIEMENS 7SA87	21	---	---	---	---	---	---	---
Domeyko 220 kV	J5 Domeyko-Escondida	SEL-421	21/21N	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,315	0,315
Domeyko 220 kV	J5 Domeyko-Escondida	SIEMENS 7SA87	21N	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,340	0,340
Domeyko 220 kV	J5 Domeyko-Escondida	SIEMENS 7SA87	21	---	---	---	---	---	---	---
Domeyko 220 kV	J5 Domeyko-Escondida	7SA87	67N	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Escondida 220 kV	JT1_TRF 01 Escondida	SIEMENS 7UT8	51/51N	---	---	---	---	---	---	---
Escondida 220 kV	JT3_TRF 03 Escondida	SIEMENS 78J8	51N	---	---	---	---	---	---	---
Escondida 220 kV	JT3_TRF 03 Escondida	SIEMENS 78J8	51	---	---	---	---	---	---	---

Para mejorar la anterior condición se recomienda aumentar el alcance resistivo de tierra de zona 1 del relé de la línea Escondida – Domeyko (extremo Escondida) y ajustar igual al alcance resistivo que se tiene ajustado para la zona 2; es decir:

**Alcance Resistivo de Zona 1 = Alcance Resistivo de Zona 2 = 33,125Ω pri o 2,65 Ω sec**

Se verificó que con el ajuste del alcance resistivo de tierra de zona 1 propuesto no se presente sobrealcance de zona 1 para fallas en las líneas ubicadas en la subestaciones adyacentes a la subestación Escondida y se encontró que adicionalmente se deberá ajustar un ángulo de reducción de zona 1 de 4°, con el fin de evitar que el relé de distancia de la línea Escondida – Domeyko (extremo Escondida) opere en zona 1 para fallas monofásicas desde 1 hasta 7 Ω a la salida de la línea Domeyko – Sulfuros (Extremo Domeyko):



Adicionalmente de los resultados de las simulaciones realizadas se encontró que para los escenarios de demanda alta/ y demanda baja el relé de distancia de la línea Escondida – Domeyko (Extremo de subestación Escondida) operará en zona 2 para falla trifásica, bifásica aislada, bifásica a tierra y monofásica en cualquier punto de la línea Domeyko-Sulfuros:

Falla en línea Nueva Domeyko– Sulfuros 220 KV

Falla trifásica en la línea 220 kV Domeyko-Sulfuros										
Resistencia de falla: 0 Ohm										
Ubicación de la falla medida desde: Domeyko										
Caso: Dda Alta										
Subestación	Paño	Protección	Función	0 %	10 %	25 %	50 %	75 %	90 %	100 %
Sulfuros 220 kV	J1_Sulfuros-Domeyk	SIEMENS 7SA6	21N	---	---	---	---	---	---	---
Domeyko 220 kV	J8_Domeyko-sulfuros	SIEMENS 7SA87	21N	---	---	---	---	---	---	---
Sulfuros 220 kV	J1_Sulfuros-Domeyk	SIEMENS 7SA6	21	0,440	0,440	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Domeyko 220 kV	J8_Domeyko-sulfuros	SIEMENS 7SA87	21	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Sulfuros 220 kV	J1_Sulfuros-Domeyk	7SA6	67N	---	---	---	---	---	---	---
Domeyko 220 kV	J8_Domeyko-sulfuros	7SA87	67N	---	---	---	---	---	---	---
Nueva Zaldívar 220 220 kV	J05L_NZaldívar-Sulfuros	SIEMENS 7SA6	21N	---	---	---	---	---	---	---
Nueva Zaldívar 220 220 kV	J05L_NZaldívar-Sulfuros	SIEMENS 7SA6	21	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640
Nueva Zaldívar 220 220 kV	J05L_NZaldívar-Sulfuros	7SA6	67N	---	---	---	---	---	---	---
Escondida 220 kV	J1_Escondida-Domeyko	SEL-421	21/21N	0,315	0,315	0,315	0,315	0,315	0,315	0,315
Escondida 220 kV	J1_Escondida-Domeyko	SIEMENS 7SA87	21N	---	---	---	---	---	---	---
Escondida 220 kV	J1_Escondida-Domeyko	SIEMENS 7SA87	21	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340
Zaldivar 220 kV	J1_Zaldiva-Escondida	GE D60	21N	---	---	---	---	---	---	---
Zaldivar 220 kV	J1_Zaldiva-Escondida	GE D60	21	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040
Zaldivar 220 kV	J1_Zaldiva-Escondida	GE D60	67N	---	---	---	---	---	---	---
Falla bifásica aislada en la línea 220 kV Domeyko-Sulfuros										
Resistencia de falla: 0 Ohm										
Ubicación de la falla medida desde: Domeyko										
Caso: Dda Alta										
Subestación	Paño	Protección	Función	0 %	10 %	25 %	50 %	75 %	90 %	100 %
Sulfuros 220 kV	J1_Sulfuros-Domeyk	SIEMENS 7SA6	21N	---	---	---	---	---	---	---
Domeyko 220 kV	J8_Domeyko-sulfuros	SIEMENS 7SA87	21N	---	---	---	---	---	---	---
Sulfuros 220 kV	J1_Sulfuros-Domeyk	SIEMENS 7SA6	21	0,440	0,440	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Domeyko 220 kV	J8_Domeyko-sulfuros	SIEMENS 7SA87	21	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Sulfuros 220 kV	J1_Sulfuros-Domeyk	7SA6	67N	---	---	---	---	---	---	---
Domeyko 220 kV	J8_Domeyko-sulfuros	7SA87	67N	---	---	---	---	---	---	---
Nueva Zaldívar 220 220 kV	J05L_NZaldívar-Sulfuros	SIEMENS 7SA6	21N	---	---	---	---	---	---	---
Nueva Zaldívar 220 220 kV	J05L_NZaldívar-Sulfuros	SIEMENS 7SA6	21	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640
Nueva Zaldívar 220 220 kV	J05L_NZaldívar-Sulfuros	7SA6	67N	---	---	---	---	---	---	---
Escondida 220 kV	J1_Escondida-Domeyko	SEL-421	21/21N	0,315	0,315	0,315	0,315	0,315	0,315	0,315
Escondida 220 kV	J1_Escondida-Domeyko	SIEMENS 7SA87	21N	---	---	---	---	---	---	---
Escondida 220 kV	J1_Escondida-Domeyko	SIEMENS 7SA87	21	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340
Zaldivar 220 kV	J1_Zaldiva-Escondida	GE D60	21N	---	---	---	---	---	---	---
Zaldivar 220 kV	J1_Zaldiva-Escondida	GE D60	21	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040
Zaldivar 220 kV	J1_Zaldiva-Escondida	GE D60	21	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040
Falla bifásica a tierra en la línea 220 kV Domeyko-Sulfuros										
Resistencia de falla: 0 Ohm										
Ubicación de la falla medida desde: Domeyko										
Caso: Dda Alta										
Subestación	Paño	Protección	Función	0 %	10 %	25 %	50 %	75 %	90 %	100 %
Sulfuros 220 kV	J1_Sulfuros-Domeyk	SIEMENS 7SA6	21N	0,440	0,440	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Domeyko 220 kV	J8_Domeyko-sulfuros	SIEMENS 7SA87	21N	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Sulfuros 220 kV	J1_Sulfuros-Domeyk	SIEMENS 7SA6	21	0,440	0,440	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Domeyko 220 kV	J8_Domeyko-sulfuros	SIEMENS 7SA87	21	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Sulfuros 220 kV	J1_Sulfuros-Domeyk	7SA6	67N	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Domeyko 220 kV	J8_Domeyko-sulfuros	7SA87	67N	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Nueva Zaldívar 220 220 kV	J05L_NZaldívar-Sulfuros	SIEMENS 7SA6	21N	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640
Nueva Zaldívar 220 220 kV	J05L_NZaldívar-Sulfuros	SIEMENS 7SA6	21	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640
Nueva Zaldívar 220 220 kV	J05L_NZaldívar-Sulfuros	7SA6	67N	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Escondida 220 kV	J1_Escondida-Domeyko	SEL-421	21/21N	0,315	0,315	0,315	0,315	0,315	0,315	0,315
Escondida 220 kV	J1_Escondida-Domeyko	SIEMENS 7SA87	21N	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340
Escondida 220 kV	J1_Escondida-Domeyko	SIEMENS 7SA87	21	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340
Zaldivar 220 kV	J1_Zaldiva-Escondida	GE D60	21N	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040
Zaldivar 220 kV	J1_Zaldiva-Escondida	GE D60	21	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040
Zaldivar 220 kV	J1_Zaldiva-Escondida	GE D60	21	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040
Falla monofásica en la línea 220 kV Domeyko-Sulfuros										
Resistencia de falla: 0 Ohm										
Ubicación de la falla medida desde: Domeyko										
Caso: Dda Alta										
Subestación	Paño	Protección	Función	0 %	10 %	25 %	50 %	75 %	90 %	100 %
Sulfuros 220 kV	J1_Sulfuros-Domeyk	SIEMENS 7SA6	21N	0,440	0,440	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Domeyko 220 kV	J8_Domeyko-sulfuros	SIEMENS 7SA87	21N	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Sulfuros 220 kV	J1_Sulfuros-Domeyk	SIEMENS 7SA6	21	0,440	0,440	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Domeyko 220 kV	J8_Domeyko-sulfuros	SIEMENS 7SA87	21	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Sulfuros 220 kV	J1_Sulfuros-Domeyk	7SA6	67N	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Domeyko 220 kV	J8_Domeyko-sulfuros	7SA87	67N	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Nueva Zaldívar 220 220 kV	J05L_NZaldívar-Sulfuros	SIEMENS 7SA6	21N	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640
Nueva Zaldívar 220 220 kV	J05L_NZaldívar-Sulfuros	SIEMENS 7SA6	21	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640
Nueva Zaldívar 220 220 kV	J05L_NZaldívar-Sulfuros	7SA6	67N	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Escondida 220 kV	J1_Escondida-Domeyko	SEL-421	21/21N	0,315	0,315	0,315	0,315	0,315	0,315	0,315
Escondida 220 kV	J1_Escondida-Domeyko	SIEMENS 7SA87	21N	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340
Escondida 220 kV	J1_Escondida-Domeyko	SIEMENS 7SA87	21	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340
Zaldivar 220 kV	J1_Zaldiva-Escondida	GE D60	21N	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040
Zaldivar 220 kV	J1_Zaldiva-Escondida	GE D60	21	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040
Zaldivar 220 kV	J1_Zaldiva-Escondida	GE D60	21	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040

Con el fin de evitar que se presente este traslapo de zona 2 entre los relés de las subestaciones Domeyko y Escondida, se recomienda lo siguiente:

### Aumentar la temporización de zona 2 en el relé de la línea Escondida – Domeyko (Extremo de subestación Escondida) de 300 ms a 600 ms.

Se revisó que existan operaciones coordinadas entre la temporización propuesta para zona 2 de 600 ms en el relé de línea Escondida-Domeyko en la subestación Escondida y la zona 2 de los relés de las líneas ubicados en las subestaciones adyacentes a Escondida para falla en la línea Escondida-Domeyko.

#### ○ Subestación Sulfuros:

Se detectó que para los escenarios de Generación diurna y nocturna ante falla monofásica de 10 Ω o más en la línea Domeyko-Sulfuros (ambos

extremos) las funciones de distancia detectan la falla en zona 3 (temporizada en 1,2 s):

Falla monofásica en la línea 220 kV Domeyko-Sulfuros										
Resistencia de falla: 10 Ohm										
Ubicación de la falla medida desde: Domeyko										
Caso: Dda Alta										
Subestación	Paño	Protección	Función	0 %	10 %	25 %	50 %	75 %	90 %	100 %
Sulfuros 220 kV	J1_Sulfuros-Domeyk	SIEMENS 7SA6	21N	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240
Domeyko 220 kV	J8_Domeyko-sulfuros	SIEMENS 7SA87	21N	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240	1,240
Sulfuros 220 kV	J1_Sulfuros-Domeyk	SIEMENS 7SA6	21	---	---	---	---	---	---	---
Domeyko 220 kV	J8_Domeyko-sulfuros	SIEMENS 7SA87	21	---	---	---	---	---	---	---

Con el fin de mejorar la anterior condición se recomienda lo siguiente:

Línea Domeyko-Sulfuros (paño J1): Alcances resistivo de tierra de zona 2

Alcance de resistivo Zona 2 = 80 % del alcance Alcance resistivo de zona 3

Alcance de resistivo Zona 3 = 58,65  $\Omega$ pri

Alcance de resistivo Zona 2 = 0,8 x 58,65  $\Omega$ pri = 46,92  $\Omega$ pri

Línea Domeyko-Sulfuros (paño J1): Temporización de la zona 2 de la función ANSI 21/21N en 300 ms

#### ○ Subestación O'higgins:

- De las simulaciones realizadas y que se presentan en el Anexo 5 para todo tipo de fallas en el lado de alta del transformador TRF 02 de la subestación Coloso (Coordinación con ajustes existentes) se encontró que para ambos escenarios de generación se obtuvo un paso de coordinación inferior a 300 ms entre la zona 2 de la función ANSI 21/21N de las protecciones de los relés de distancia de la Línea O'higgins-Coloso C1 y C2 (extremo O'higgins – paños J3 y J4) y la función de sobrecorriente ANSI 50/51 asociada al lado de alta del transformador 02 de la S/E Coloso:

#### Falla en Lado de alta del transformador 02 de la S/E Coloso a nivel de 220 KV

Falla trifásica en Lado de baja de TRF 02 COLOSO - LADO 220 KV  
Resistencia de falla: 0 Ohm  
Caso: GenDiurna-DemAlta

				Ajuste Existente
Subestación	Paño/Elemento	Protección	Función	t Operación (s)
O'Higgins	J3_Ohigg-Coloso	SEL-421 - S1-S2	21/21N	0,32
O'Higgins	J3_Ohigg-Coloso	7SA87 - S1-S2	21N	---
O'Higgins	J3_Ohigg-Coloso	7SA87 - S1-S2	21	0,34
O'Higgins	J3_Ohigg-Coloso	7SA87 S1-S2	51EN	---
O'Higgins	J3_Ohigg-Coloso	7SA87 S1-S2	51E	0,57
O'Higgins	J3_Ohigg-Coloso	7SA87 - S1-S2	67N	---
O'Higgins	J3_Ohigg-Coloso	SEL 421 - S1-S2	67N	---
Coloso	J1_Coloso-O'higgins	SEL-421	21/21N	---
Coloso	J1_Coloso-O'higgins	SIEMENS 7SA87	21N	---
Coloso	J1_Coloso-O'higgins	SIEMENS 7SA87	21	---
Coloso	J1_Coloso-O'higgins	SIEMENS 7SA87	51EN	---
Coloso	J1_Coloso-O'higgins	SIEMENS 7SA87	51E	0,57
Coloso	J1_Coloso-O'higgins	SEL 421	67N	---
Coloso	J1_Coloso-O'higgins	SIEMENS 7SA87	67N	---
O'Higgins	J4_O'HI-COLO (C2)	7SA87	21N	---
O'Higgins	J4_O'HI-COLO (C2)	7SA87	21	0,34
O'Higgins	J4_O'HI-COLO (C2)	7SA87	51E	0,57
O'Higgins	J4_O'HI-COLO (C2)	7SA87	67N	---
Coloso	JT2_TRF 02 COLOSO	7SJ86 JT2	51/51N	0,10
Coloso	JT3_TRF 03 COLOSO	7SJ86 JT3	51/51N	---
Coloso	CT3_TRF 03 COLOSO	SR 750	51/51N	---
Coloso	CT2_TRF 02 COLOSO	SR 750	51/51N	---

Por lo anterior, con el fin de obtener un delta de coordinación de mínimo 300 ms entre la función de sobrecorriente asociada al relé ubicado en el lado de alta del transformador TRF 02 de la subestación Coloso y los relés de distancia de la línea O'higgins-Coloso C1 y C2 (extremo O'higgins – paños J3 y J4) **se recomienda temporizar la zona 2 del relé de la línea O'higgins-Coloso C1 y C2 (extremo O'higgins) en 400 ms.**

- Se encontró que para los escenarios de demanda alta y demanda baja el relé de distancia de la línea O'higgins -Farellones (Extremo de subestación O'higgins) operaría en zona 1 para falla bifásica a tierra de alta impedancia entre el 90% al 100% de la línea O'higgins -Farellones desde el extremo de O'higgins.

Para evitar que se presente un sobrealcance de zona 1 para la protección de distancia de la línea O'higgins -Farellones (Extremo de subestación O'higgins) se recomienda disminuir el alcance resistivo de tierra de zona 1 al siguiente valor:

**1,58% de la X1 Ln O'higgins -Farellones**

$$1,58 \times 12,62 \, \Omega \, \text{pri} = 19.940 \, \Omega \, \text{pri}$$

- Se recomienda ajustar un ángulo de reducción de **zona 1 de 5°** con el fin de que ante fallas bifásicas a tierra de 25 Ohm o más al 99% de la línea O'higgins - Puri (Extremo O'higgins), el relé del extremo de O'higgins no opere en zona 1

- **Subestación Farellones:**

- Se recomienda aumentar la temporización de la zona 2 en el relé de la línea Chimborazo – Farellones (paño J2) en 700, con el fin de evitar que se produzca un traslapo con la zona 2 del relé de la línea Chimborazo - Domeyko (Extremo Chimborazo) para fallas monofásicas resistivas de 0 y más ohmios en la línea Chimborazo – Domeyko

Línea Chimborazo – Farellones (paño J2): Temporización de zona 2 de la función ANSI 21/21N en 700 ms

- En los paños donde se tenían dos zonas de protección hacia adelante y ninguna en dirección reversa, se habilitará una zona en reversa con los mismos ajustes de zona 2 y con un tiempo de operación infinito, con el fin de que el “Transient Block” quede operativo.
- Se recomienda habilitar y ajustar la función de Eco y Disparo por Fuente Débil (Echo and tripping on weak infeed) en las subestaciones que no operen enmalladas con otras subestaciones del Sistema de Eléctrico Nacional, y posean bajos aportes de generación permanente dentro de su zona de influencia. Las subestaciones de los nuevos relés SIEMENS considerados para el esquema Weak Infeed dado su bajo aporte de corriente fueron:

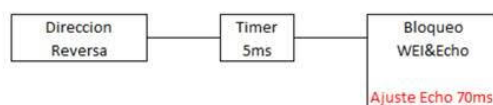
- Línea Coloso – O'higgins (Subestación Coloso):

Debido a que el paño de línea Coloso – O'higgins 1 corresponde a un extremo débil y más aún cuando el circuito 2 O'Higgins – Coloso se encuentra fuera de servicio y viceversa, se deberá activar la función de eco y disparo por fuente débil para la condición de operación normal y para la condición N-1.

La Función Eco debe habilitarse cuando se presente la condición de apertura de la línea paralela, mantenimiento de interruptores o se detecte una

condición de fuente débil. En estos casos la señal permisiva recibida puede emitirse nuevamente al extremo remoto permitiendo un disparo rápido en el relé del mismo, para fallas ocurridas más allá del alcance de zona 1 de dicha protección.

La lógica de weak-Infeed proporciona un disparo rápido para ambas terminales de la línea para fallas internas cerca del terminal débil. La lógica de disparo por condición de fuente débil (Weak-Infeed) se activa cuando la tensión sea inferior al umbral de ajuste recomendado. Cuando el voltaje de falla es menor al umbral de la protección por diseño constructivo, no se podría discriminar la direccionalidad, y por ende, el bloqueo de zona reversa no se activa. Por lo anterior se recomienda el ajuste de una lógica CFC según lo siguiente:



Los bloques de dicha lógica permitirán:

- ✓ Dirección Reversa: Permite identificar la condición reserva
- ✓ Timer 5 ms: permite eliminar o filtrar posibles ruidos durante el evento
- ✓ Bloqueo WEI&Echo: Bloque funcional WEI&Echo de la protección, y ajustado el envío de la señal echo con retardo de 70ms. Este tiempo es de seguridad y permite dar tiempo a la operación a los equipos vistos en zona reversa (barra y transformadores).

○ Línea Laguna Seca – Domeyko (Subestación Laguna Seca).

Se recomienda bloquear la función Echo and Trip de la protección, y ajustado el envío de la señal echo con retardo de 70ms. Este tiempo es de seguridad y permite dar tiempo a la operación a los equipos vistos en zona reversa (barra y transformadores).

- Se aclara que las funciones 51E y 51EN asociadas a las líneas que son presentadas en el anexo 2 y en el presente documento corresponden a funciones de sobrecorriente de emergencia que se emplean como respaldo a la protección de distancia en el caso de pérdida de las medidas de potencial.
- Debido a que la línea O'higgins – Coloso 1 tiene la misma longitud y parámetros que la línea O'higgins – Coloso 2, se recomienda ajustar el sistema 1 y 2 de los dos circuitos con los mismos ajustes para las principales funciones de los relés. En el Anexo 3 son indicadas las funciones de ajuste de la línea O'higgins – Coloso 1, y estos ajustes deberán implementarse en los relés de la línea O'higgins – Coloso 2.
- Para las siguientes líneas se tienen implementados dos grupos de ajustes. Estos grupos de ajustes serán idénticos en todas las funciones salvo en la función 67N . En el Anexo 3.2 se indican los valores de ajuste

S/E	Bahía	Línea
Farellón	J2	Chimborazo
Puri	J2	Domeyko
Chimborazo	J2	Domeyko
Atacama	J3	O'Higgins cto 1

	J10	O'Higgins cto 2
O'Higgins	J5	Puri
	J6	Atacama cto 1
	J8	Atacama cto 2
	J9	Farellón

La siguiente tabla indica los escenarios operacionales del sistema de transmisión en los cuales deben ser activados los distintos grupos de ajustes de las protecciones anteriormente indicadas:

Tabla Resumen Grupos de Ajustes									
Condición Operacional del sistema de transmisión	Atacama J3	Atacama J10	O'Higgins J6	O'Higgins J8	O'Higgins J5	Puri J2	O'Higgins J9	Farellón J2	Chimborazo J2
Circuitos en operación normal	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1
Circuito 1, Línea 2x220 [kV] Atacama - O'Higgins FSPT <sup>21</sup>	-	SG2	SG2	-	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1
Circuito 2, Línea 2x220 [kV] Atacama - O'Higgins FSPT	SG2	-	-	SG2	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1
Circuito 1, línea 2x220 [kV] O'Higgins - Coloso FSPT	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1
Circuito 2, línea 2x220 [kV] O'Higgins - Coloso FSPT	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1
Circuito 1, línea 2x220 [kV] Kapatur - O'Higgins FSPT	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1
Circuito 2, línea 2x220 [kV] Kapatur - O'Higgins FSPT	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1
Línea 1x220 [kV] O'Higgins - Puri FSPT	SG2	SG2	SG1	SG1	-	SG1	SG2	SG2	SG2
Línea 1x220 [kV] Puri - Domeyko FSPT	SG1	SG1	SG1	SG1	SG1	-	SG2	SG2	SG2
Línea 1x220 [kV] O'Higgins - Farellón FSPT	SG1	SG1	SG1	SG1	SG2	SG2	-	SG1	SG1
Línea 1x220 [kV] Chimborazo - Domeyko FSPT	SG1	SG1	SG1	SG1	SG2	SG2	SG1	SG1	-
Línea 1x220 [kV] Farellón - Chimborazo FSPT	SG1	SG1	SG1	SG1	SG2	SG2	SG1	-	SG1

Tabla tomada del estudio realizado por KAS Ingeniería mediante Documento "IT-KI-010-15-R6 ECAP EWS\_Firmado"

Se realizó una validación de los adecuados tiempos de operación entre las funciones ANSI 67N de las líneas donde se recomendó habilitar un segundo grupo de ajustes.

De las validaciones se encontró que con el segundo grupo de ajustes se obtiene una adecuada operación como se indica en las siguientes tablas de coordinación:

Tiempos de operación de protecciones para Segundo Grupo de Ajustes														
línea Atacama - O'higgins C2 fuera de servicio y aterrizada en ambos extremos de la línea														
FALLA MONOFÁSICA 1 % LN ATACAMA- O'HIGGINS C1 DESDE SUBESTACIÓN O'HIGGINS														
Línea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N			Función 50N		
					Aprim	Asec			Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Kapetur-O'Higgins C1	220			2281	1000	5	0,45	IEC NI	200	1,00	1,263	OFF	OFF	---
LN O'Higgins - Atacama C1	220			9097	1000	5	0,30	IEC NI	230	1,15	0,680	OFF	OFF	---
FALLA MONOFÁSICA 1 % LN FARELLÓN- O'HIGGINS DESDE SUBESTACIÓN O'HIGGINS														
Línea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N			Función 50N		
					Aprim	Asec			Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Atacama - O'Higgins C1	220			1576	800	5	1,27	IEC VI	109	0,68	1,274	OFF	OFF	---
LN O'Higgins - Farellón	220			10062	1000	5	1,27	IEC VI	292	1,46	0,902	OFF	OFF	---
FALLA MONOFÁSICA 1 % LN PURI- O'HIGGINS DESDE SUBESTACIÓN O'HIGGINS														
Línea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N			Función 50N		
					Aprim	Asec			Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Atacama - O'Higgins C1	220			1525	800	5	1,27	IEC VI	109	0,68	1,320	OFF	OFF	---
LN O'Higgins - Puri	220			9731	1000	5	0,65	IEC VI	134	0,67	0,462	OFF	OFF	---
línea Puri - O'higgins fuera de servicio y aterrizada en ambos extremos de la línea														
FALLA MONOFÁSICA 1 % LN FARELLÓN- O'HIGGINS DESDE SUBESTACIÓN O'HIGGINS														
Línea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N			Función 50N		
					Aprim	Asec			Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Atacama-O'Higgins C1 y C2	220			1660	800	5	1,27	IEC VI	109	0,68	1,205	OFF	OFF	---
LN O'Higgins - Farellón	220			11875	1000	5	1,27	IEC VI	292	1,46	0,902	OFF	OFF	---
FALLA MONOFÁSICA 1 % LN FARELLÓN- CHIMBORAZO DESDE SUBESTACIÓN FARELLÓN														
Línea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N			Función 50N		
					Aprim	Asec			Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste	Asec	t Oper. (s)
LN O'Higgins - Farellón	220			2685	1000	5	1,27	IEC VI	292	1,46	2,092	OFF	OFF	---
LN Farellón - Chimborazo	220			2676	1000	5	1,25	IEC VI	100	0,50	0,888	OFF	OFF	---
FALLA MONOFÁSICA 1 % LN CHIMBORAZO- DOMEYKO DESDE SUBESTACIÓN CHIMBORAZO														
Línea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N			Función 50N		
					Aprim	Asec			Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Farellón - Chimborazo	220			824	1000	5	1,25	IEC VI	100	0,50	2,331	OFF	OFF	---
LN Chimborazo - Domeyko	220			808	1000	5	0,60	IEC VI	100	0,50	1,144	OFF	OFF	---
línea Puri - Domeyko fuera de servicio y aterrizada en ambos extremos de la línea														
FALLA MONOFÁSICA 1 % LN FARELLÓN- O'HIGGINS DESDE SUBESTACIÓN O'HIGGINS														
Línea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N			Función 50N		
					Aprim	Asec			Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Atacama-O'Higgins C1 y C2	220			1660	800	5	1,27	IEC VI	109	0,68	1,205	OFF	OFF	---
LN O'Higgins - Farellón	220			10833	1000	5	1,27	IEC VI	292	1,46	0,902	OFF	OFF	---
FALLA MONOFÁSICA 1 % LN FARELLÓN- CHIMBORAZO DESDE SUBESTACIÓN FARELLÓN														
Línea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N			Función 50N		
					Aprim	Asec			Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste	Asec	t Oper. (s)
LN O'Higgins - Farellón	220			2685	1000	5	1,27	IEC VI	292	1,46	2,092	OFF	OFF	---
LN Farellón - Chimborazo	220			2676	1000	5	1,25	IEC VI	100	0,50	0,888	OFF	OFF	---
FALLA MONOFÁSICA 1 % LN CHIMBORAZO- DOMEYKO DESDE SUBESTACIÓN CHIMBORAZO														
Línea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N			Función 50N		
					Aprim	Asec			Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste	Asec	t Oper. (s)
LN Farellón - Chimborazo	220			824	1000	5	1,25	IEC VI	100	0,50	2,331	OFF	OFF	---
LN Chimborazo - Domeyko	220			808	1000	5	0,60	IEC VI	100	0,50	1,144	OFF	OFF	---
línea O'higgins - Farellones fuera de servicio y aterrizada en ambos extremos de la línea														
FALLA MONOFÁSICA 1 % LN PURI- O'HIGGINS DESDE SUBESTACIÓN O'HIGGINS														
Línea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N			Función 50N		
					Aprim	Asec			Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste	Asec	t Oper. (s)
LN O'Higgins - Puri	220			1233	1000	5	0,65	IEC VI	134	0,67	1,070	OFF	OFF	---
LN Puri - Domeyko	220			1214	1000	5	0,55	IEC VI	100	0,50	0,667	OFF	OFF	---
línea Chimborazo - Domeyko fuera de servicio y aterrizada en ambos extremos de la línea														
FALLA MONOFÁSICA 1 % LN PURI- O'HIGGINS DESDE SUBESTACIÓN O'HIGGINS														
Línea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N			Función 50N		
					Aprim	Asec			Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste	Asec	t Oper. (s)
LN O'Higgins - Puri	220			1233	1000	5	0,65	IEC VI	134	0,67	1,070	OFF	OFF	---
LN Puri - Domeyko	220			1214	1000	5	0,55	IEC VI	100	0,50	0,667	OFF	OFF	---
línea Chimborazo - Farellón fuera de servicio y aterrizada en ambos extremos de la línea														
FALLA MONOFÁSICA 1 % LN PURI- O'HIGGINS DESDE SUBESTACIÓN O'HIGGINS														
Línea	Nivel de Tensión (kV)	Pot. Nom (kVA)	In	310 (A)	RTC		Time dial	Tipo de curva	Función 51N			Función 50N		
					Aprim	Asec			Iajuste		t Oper. (s)	Iajuste	Asec	t Oper. (s)
LN O'Higgins - Puri	220			1233	1000	5	0,65	IEC VI	134	0,67	1,070	OFF	OFF	---
LN Puri - Domeyko	220			1214	1000	5	0,55	IEC VI	100	0,50	0,667	OFF	OFF	---

## 9 Referencias

- [1] DIgSILENT versión 20
- [2] Corrientes de Cortocircuito en Redes Trifásicas: Por Richard Roeper, Berna Ehmcke y Alfred Webs. 2ª. Edición revisada, 1985
- [3] Corrientes de cortocircuito en redes trifásicas - SIEMENS
- [4] Manual de protecciones SIPROTEC 5 Protección de distancia, diferencial de línea y Gestión del interruptor para disparo mono/tripolar 7SA87, 7SJ85, 7SD87, 7SL87, 7VK87 a partir de V7.00
- [5] Manual de protecciones Schweitzer Protección de distancia SEL-421
- [6] Manual de protecciones GE SR 745 y 750 Protección de sobrecorriente y diferencial
- [7] Manual de protecciones Alstom Micom P142 Protección de sobrecorriente y falla interruptor.
- [8] GII-SIMS-750-NE-0002.rar; con información de ajuste de línea Crucero-Laberinto C1 (Extremo de subestación Crucero).
- [9] Planos unilineales de subestaciones: Atacama, Bombeos, Chimborazo, Coloso, Crucero, Domeyko, Escondida, Farellón, Laguna Seca, Mejillones, OGP1, O'Higgins, Óxido, Puri, Sulfuros y SVC.
- [10] "REG-GII-TTL-119" con Documentación Protecciones y Comunicación SLRP (Actualización).
- [11] "REG-GII-TTL- 121"; con base de datos BHP-ECAP EWSE final\_v17.06.2019.pfd.
- [12] <https://infotecnica.coordinador.cl/>

## ANEXOS

---

# ANEXO 1

## Diagrama unifilar del SING

## **ANEXO 2**

# **Verificación de Tiempos de Operación de Protecciones de Sobrecorriente y Distancia**

---

## ANEXO 3

---

## ANEXO 3.1

### Ajuste de relés propuestos

## ANEXO 3.2

### Ajuste de relés existente vs propuestos

## **ANEXO 4**

### **Verificación operación de funciones mediante curvas de sobrecorriente en transformadores y reactores (nuevos relés)**

## ANEXO 5

# Fallas en devanados de transformadores y en reactores

---

## ANEXO 6

### Graficas de distancia de nuevos relés a modernizar

## ANEXO 7

### Plantillas de ajuste de relés

## ANEXO 8

### Diagramas Tiempo – Distancia de relés

## ANEXO 9

### Curva de daño de Transformadores vs Funciones de sobrecorriente

---