



ESTUDIO DE COORDINACIÓN Y AJUSTES DE PROTECCIONES

ECAP N°024/2024

PROYECTO:

**S/E ALAMEDA
MNR REEMPLAZO PROTECCIONES PAÑOS BT1, BT2, CT1 y CT2,
INSTALACIÓN DE NUEVOS TTCC EN PAÑOS BT1 y BT2**

NUP 4229

REVISIÓN A

ABRIL 2024

Este documento fue preparado para CGE Transmisión por Harris & Fuentes Ltda.

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó	Aprobó
A	01-04-2024	Documento emitido para revisión	AHB	PFC	

Contenido

1. INTRODUCCION	4
2. OBJETIVO.....	7
3. MODELACIÓN DIGSILENT ZONA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO	8
4. PARAMETROS DEL SISTEMA.....	9
4.1 Líneas 66 kV del área de influencia.....	9
4.2 Datos de Transformadores	10
4.3 Transformadores de corriente para nuevas protecciones	12
4.4 Transformadores de potencial lado 66 kV para relés SEL 311L	12
4.5 Ajustes actuales de protecciones analizadas en este estudio	12
5. TOPOLOGÍAS - RUTAS DE ANÁLISIS - INSTALACIONES A VERIFICAR	13
5.1 Definición de Topologías de Operación.....	13
5.2 Tipos de fallas para verificar coordinación	14
5.3 Instalaciones analizadas.....	15
5.4 Rutas de verificación para los escenarios propuestos	16
6. AJUSTES PROPUESTOS PARA NUEVAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL TRANSFORMADOR N°1.....	26
6.1 S/E Alameda - Paño BT1- Relé SEL 311L Funciones 21T/21NT	27
6.2 S/E Alameda - Paño BT1 Relé SEL 311L Funciones 51/50/51N/50N Relé SEL 387 (W1 y W3) Funciones 51/50/51N/50N/51G	31
6.3 S/E Alameda Transformador T1 Relé SEL 387 Función 87T	36
6.4 S/E Alameda - Paño CT1 Relés SEL 387 (W2) y SEL 351A Funciones 51/50TD/51N.....	43
6.5 S/E Alameda - Paño CT1 - Relés 351A y SEL 387(W2) Función 50BF.....	46
7. AJUSTES PROPUESTOS PARA NUEVAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL TRANSFORMADOR N°2.....	48
7.1 S/E Alameda - Paño BT2- Relé SEL 311L Funciones 21T/21NT	49
7.2 S/E Alameda - Paño BT2 Relé SEL 311L Funciones 51/50/51N/50N Relé SEL 387 (W1 y W3) Funciones 51/50/51N/50N/51G	53
7.3 S/E Alameda Transformador T2 Relé SEL 387 Función 87T	58
7.4 S/E Alameda - Paño CT1 Relés SEL 387 (W2) y SEL 351A Funciones 51/50TD/51N.....	65
7.5 S/E Alameda - Paño CT2 - Relés 351A y SEL 387(W2) Función 50BF.....	68
8. AJUSTES PROPUESTOS PARA PROTECCIONES EXISTENTES	70
8.1 S/E Alameda Unidades de Control C. Power Form 4C Paños C1, C3, C4, C6, C8....	70
9. CURVAS TIEMPO CORRIENTE DE COORDINACIÓN PROPUESTAS.....	71
10. CÁLCULO DE NIVELES DE CORTOCIRCUITO	83
11. VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	85
12. MODELACIÓN RELÉS SEL 311C EN BD DIgSILENT	86
13. CONCLUSIONES.....	87
ANEXO A	88
ANEXO B	89
ANEXO C	90
ANEXO D	91
ANEXO E	94
ANEXO F.....	95

1. INTRODUCCION

El presente informe corresponde al ECAP desarrollado a propósito del proyecto NUP 4229 “S/E Alameda MNR Reemplazo protecciones paños BT1, BT2, CT1 y CT2, instalación de nuevos TTCC en paños BT1 y BT2” consiste en el reemplazo de las protecciones asociadas a los transformadores N°1 y N°2 por protecciones digitales de tipo numérica; también se instalan nuevos TTCC en los paños BT1 y BT2 y nuevos TTPP en la barra N°1 de 66 kV.

Los esquemas de protecciones que se retiran en S/E Alameda, son los siguientes:

- Paño T1 – Relés G.E. BDD
- Paño T2 – Relés G.E. BDD
- Paño CT1 -Relé G.E. DDP
- Paño CT2 -Relé G.E. DDP

Los esquemas de protecciones que se instalan en reemplazo de las anteriores en S/E Alameda y que requieren de especificación de ajustes sistémicos, son los siguientes:

Paño BT1 - Relé SEL 311L

Funciones: 21T/21NT/51/50/51N/50N

Paños BT1 - T1 - CT1 Relé SEL 387

Funciones:

- Lado 66kV: 51/50/51N/50N/51G (TC neutro lado 15kV transformador)
- Transformador: 87T
- Lado 15kV: 51/50TD/51N/50BF (52CT1→52BT1)

Paño CT1 Relé SEL 351A

Funciones: 51/50TD/51N/50BF (52CT1→52BT1)

Paño BT2 - Relé SEL 311L

Funciones: 21T/21NT/51/50/51N/50N

Paños BT2 – T2 – CT2 Relé SEL 387

Funciones:

- Lado 66kV: 51/50/51N/50N/51G (TC neutro lado 15kV transformador)
- Transformador: 87T
- Lado 15kV: 51/50TD/51N/50BF (52CT2→52BT2)

Paño CT2 Relé SEL 351A

Funciones: 51/50TD/51N/50BF (52CT2→52BT2)

Por otra parte y con el propósito de normalizar a los criterios establecidos por CGET, los ajustes de protecciones de los paños de cabecera de media tensión de los alimentadores que cuentan con unidades de control Cooper Power modelo Form 4C, es decir, los paños C1, C3, C4, C6 y C8 de S/E Alameda se proponen las siguientes modificaciones:

- La función de sobrecorriente instantánea de fases actualmente se encuentra operativa para la primera operación. Se propone habilitar también para la segunda operación.
- La función SEF (Sensitive Earth Fault) actualmente considera la reconexión automática ante su operación. Se propone modificar el ajuste a “sin reconexión”.

En el estudio se verifica la adecuada coordinación de los ajustes que se proponen para las nuevas protecciones con los relés de los paños que se indican a continuación, para los escenarios e instalaciones que se detallarán en el capítulo 5 del presente documento:

- S/E Rancagua Paños BT1, BT4, B5 y B6
- S/E Punta de Cortés Paños BT3, B4 y B5
- S/E Alameda Paños BT1, BT2, CT1, CT2, C1, C3, C4, C6, C8, C9, C10 y C11

La siguiente tabla muestra los esquemas de protecciones que participan en la verificación de coordinación del presente estudio.

Se resaltan los relés que presentan modificación de sus ajustes, los equipos que se retiran y los nuevos esquemas de protecciones que se habilitan con ocasión del proyecto:

Quien Desarrolla	SE	Paño	Sistema (S1-S2-S3- etc)	Relé (Marca)	Relé (Modelo)	ID INFOTÉCNICA	Nombre ID (INFOTÉCNICA)	Función	Ajustes Modificados (si/no)
Harris Fuentes Ltda	Rancagua	AT1-BT1	S1	SEL	387	2570	SP S/E RANCAGUA AT1-S1	87T/51/51N	No
Harris Fuentes Ltda	Rancagua	AT4-BT4	S1	SEL	387	2571	SP S/E RANCAGUA AT4-S1	87T/51/51N	No
Harris Fuentes Ltda	Rancagua	BT1	Principal	SEL	311C	2328	SP S/E RANCAGUA BT1	21/21N/51/51N	No
Harris Fuentes Ltda	Rancagua	BT4	Principal	SEL	311C	2329	SP S/E RANCAGUA BT4	21/21N	No
Harris Fuentes Ltda	Rancagua	B5	S1	MCOM	P543	25957	SP S/E RANCAGUA B5-S1	87L/51/51N	No
Harris Fuentes Ltda	Rancagua	B5	S2	SEL	311C	722	SP S/E RANCAGUA B5-S2	21/21N/51/51N	No
Harris Fuentes Ltda	Rancagua	B5	S3	SEL	351A	No tiene	No tiene	51/51N	No
Harris Fuentes Ltda	Rancagua	B6	S1	MCOM	P543	25958	SP S/E RANCAGUA B5-S1	87L/51/51N	No
Harris Fuentes Ltda	Rancagua	B6	S2	SEL	311C	723	SP S/E RANCAGUA B6-S2	21/21N/51/51N	No
Harris Fuentes Ltda	Punta de Cortés	A15-BT3	S2	G.E.	T60	19346	SP S/E PUNTA DE CORTES A15-S2	51/51N	No
Harris Fuentes Ltda	Punta de Cortés	BT3	S1	SEL	311C	12003	SP S/E PUNTA DE CORTES BT3	21/21N/51/51N	No
Harris Fuentes Ltda	Punta de Cortés	B4	Principal	SEL	311C	515	SP S/E PUNTA DE CORTES B4	21/21N/51/67N	No
Harris Fuentes Ltda	Punta de Cortés	B5	Principal	SEL	311C	519	SP S/E PUNTA DE CORTES B5	21/21N/51/67N	No
Harris Fuentes Ltda	Alameda	BT1	Principal	GE	BDD	2373	SP S/E ALAMEDA BT1	87	Se retira
Harris Fuentes Ltda	Alameda	BT1	S1	SEL	387	26142	SP S/E ALAMEDA BT1-S1	87/51/50/51N/50N/51G/50BF	Nuevo
Harris Fuentes Ltda	Alameda	BT1	S2	SEL	311C	26143	SP S/E ALAMEDA BT1-S2	21/21T/51/50/51N/50N	Nuevo
Harris Fuentes Ltda	Alameda	BT2	Principal	GE	BDD	2374	SP S/E ALAMEDA BT2	87	Se retira
Harris Fuentes Ltda	Alameda	BT2	S1	SEL	387	26145	SP S/E ALAMEDA BT2-S1	87/51/50/51N/50N/51G/50BF	Nuevo
Harris Fuentes Ltda	Alameda	BT2	S2	SEL	311C	26146	SP S/E ALAMEDA BT2-S2	21/21T/51/50/51N/50N	Nuevo
Harris Fuentes Ltda	Alameda	CT1	Principal	GE	DDP	197	SP S/E ALAMEDA CT1	51/51N	Se retira
Harris Fuentes Ltda	Alameda	CT1	S1	SEL	351A	26144	SP S/E ALAMEDA CT1-S1	51/50TD/51N/50BF	Nuevo
Harris Fuentes Ltda	Alameda	CT2	Principal	GE	DDP	198	SP S/E ALAMEDA CT2	51/51N	Se retira
Harris Fuentes Ltda	Alameda	CT2	S1	SEL	351A	26147	SP S/E ALAMEDA CT2-S1	51/50TD/51N/50BF	Nuevo
Harris Fuentes Ltda	Alameda	C1	Principal	C. Power	Form 4C	No tiene	No tiene	51/50/51N/SEF/79	Si
Harris Fuentes Ltda	Alameda	C3	Principal	C. Power	Form 4C	No tiene	No tiene	51/50/51N/SEF/79	Si
Harris Fuentes Ltda	Alameda	C4	Principal	C. Power	Form 4C	No tiene	No tiene	51/50/51N/SEF/79	Si
Harris Fuentes Ltda	Alameda	C6	Principal	C. Power	Form 4C	No tiene	No tiene	51/50/51N/SEF/79	Si
Harris Fuentes Ltda	Alameda	C8	Principal	C. Power	Form 4C	No tiene	No tiene	51/50/51N/SEF/79	Si
Harris Fuentes Ltda	Alameda	C9	Principal	S. Electric	P3F30	23960	SP S/E ALAMEDA C9	51/50/51N/SEF/79	No
Harris Fuentes Ltda	Alameda	C10	Principal	S. Electric	P3F30	23961	SP S/E ALAMEDA C10	51/50/51N/SEF/79	No
Harris Fuentes Ltda	Alameda	C11	Principal	S. Electric	P3F30	23962	SP S/E ALAMEDA C11	51/50/51N/SEF/79	No

2. OBJETIVO

El objetivo de este informe es mostrar el Estudio de Coordinación y Ajustes de Protecciones que considera el proyecto NUP 4229 “S/E Alameda MNR Reemplazo protecciones paños BT1, BT2, CT1 y CT2, instalación de nuevos TTCC en paños BT1 y BT2” que consiste en el reemplazo de las protecciones asociadas a los transformadores N°1 y N°2 por protecciones digitales de tipo numérica.

El alcance del estudio es determinar los ajustes a implementar para las nuevas protecciones que se instalan en S/E Alameda y verificar que exista adecuada coordinación de las protecciones principales de la instalación en falla con los relés distantes localizados hasta dos niveles de adyacencia.

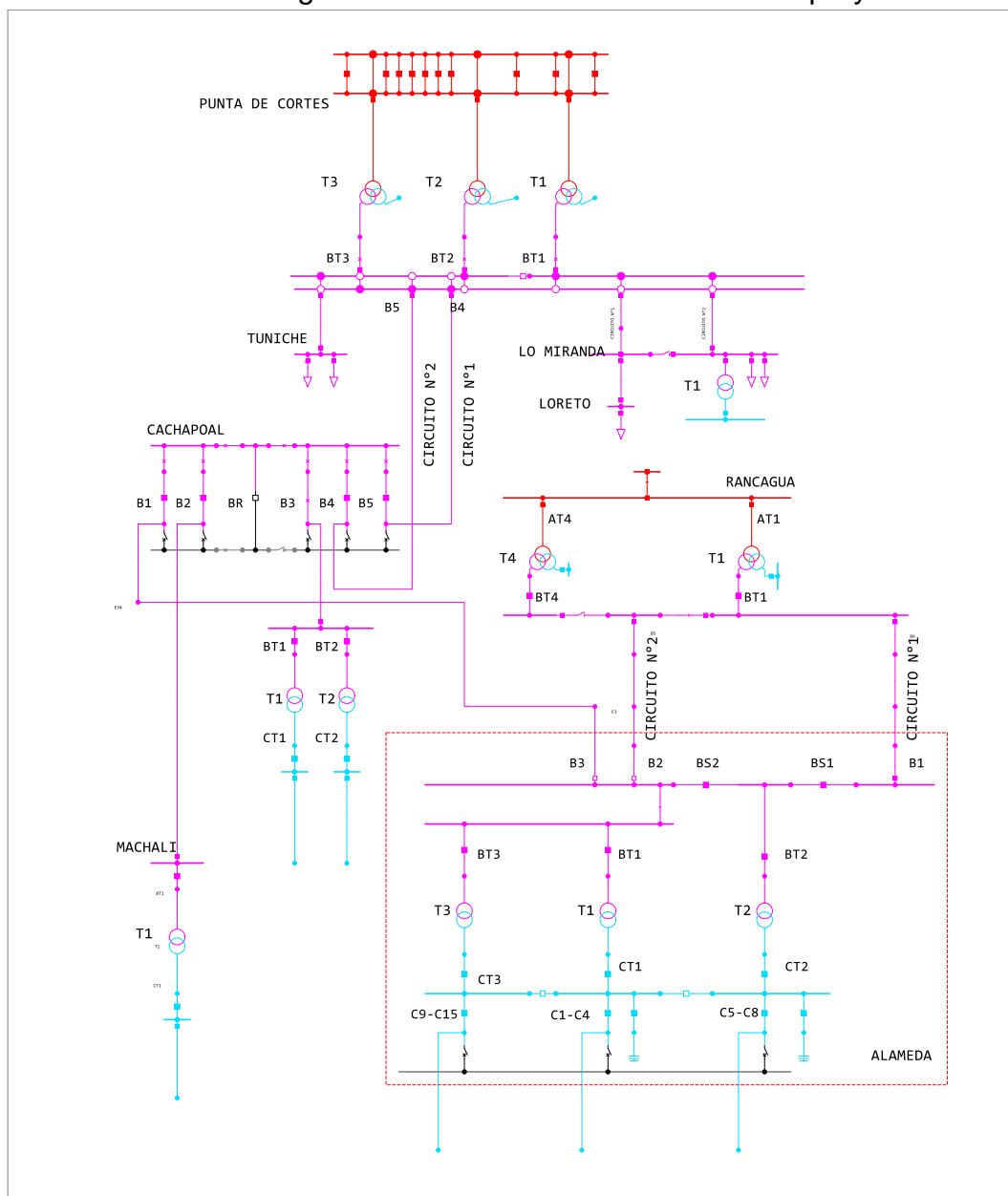
El estudio se desarrolla realizando simulaciones con el software DlgSILENT 2023 SP5, a partir de la base de datos proporcionada por el CEN en su página web. La base de datos utilizadas es (2311-BD-OP-COORD-DMAP), correspondiente a Noviembre de 2023.

3. MODELACIÓN DIGSILENT ZONA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Se presentan las instalaciones modeladas en detalle en la base de datos DigSILENT para el desarrollo del estudio.

En el anexo E, documento emitido por separado, se presenta el diagrama unilineal funcional del proyecto.

Modelación DigSILENT de la zona de influencia del proyecto



4. PARAMETROS DEL SISTEMA

Las instalaciones existentes del área de influencia del proyecto fueron modeladas en detalle en la base de datos DIgSILENT, obteniéndose sus parámetros desde la plataforma Infotécnica del CEN, **excepto donde se indica**.

4.1 Líneas 66 kV del área de influencia

Líneas de Transmisión Zonal																	
Línea	Tramo	Id Infotécnica	Nivel Tensión [kV]	Conductor	Longitud Conductor [Km]	R1 [Ohms]	X1 [Ohms]	B1 [μS]	R0 [Ohms]	X0 [Ohms]	B0 [μS]	R1 [Ohms/km]	X1 [Ohms/km]	B1 [μS/km]	R0 [Ohms/km]	X0 [Ohms/km]	B0 [μS/km]
RANCAGUA - ALAMEDA C1 66KV	RANCAGUA - ALAMEDA 66KV C1	363	66	2 x AAAC BUTTE	0.1790	0.018974	0.047614	0.780977	0.044571	0.233595	0.302689	0.10600	0.26600	4.3630	0.24900	1.30500	1.6910
RANCAGUA - ALAMEDA C2 66KV	RANCAGUA - ESTRUCTURA 3 66KV C2	344	66	Cu 3/0 AWG	0.1700	0.036539	0.006339	0.524806	0.028722	0.266822	0.211588	0.21500	0.03730	3.0880	0.16900	1.57000	1.2450
	ESTRUCTURA 3 - ALAMEDA C2	4401	66	2 x AAAC Cairo	0.1300	0.009230	0.033800	0.577460	0.027950	0.180700	0.243230	0.07100	0.26000	4.4420	0.21500	1.39000	1.8710
ALAMEDA - CACHAPOAL	ALAMEDA - ESTRUCTURA N°3	4402	66	2 x AAAC Cairo	0.1300	0.009230	0.033800	0.577460	0.027950	0.180700	0.243230	0.07100	0.26000	4.4420	0.21500	1.39000	1.8710
	ESTRUCTURA 3 - ESTRUCTURA 34 66KV C1	346	66	Cu 3/0 AWG	3.0592	0.657732	1.107438	9.774208	1.095201	4.567415	3.958631	0.21500	0.36200	3.1950	0.35800	1.49300	1.2940
	ESTRUCTURA 34 - CACHAPOAL 66KV C1	345	66	AAAC BUTTE	0.7559	0.160251	0.272881	2.431740	0.266834	1.071870	0.991745	0.21200	0.36100	3.2170	0.35300	1.41800	1.3120
CACHAPOAL - MACHALI 66KV	CACHAPOAL - MACHALI 66KV C1	553	66	AAAC CAIRO	10.7450	1.536535	3.545850	38.252200	3.073070	16.719220	13.667640	0.14300	0.33000	3.5600	0.28600	1.55600	1.2720
PUNTA DE CORTES - CACHAPOAL 66KV	PUNTA DE CORTES - CACHAPOAL 66KV C1	348	66	AAAC BUTTE	8.6900	1.842280	3.241370	27.156250	3.093640	13.234870	14.877280	0.21200	0.37300	3.1250	0.35600	1.52300	1.7120
PUNTA DE CORTES - CACHAPOAL 66KV	PUNTA DE CORTES - CACHAPOAL 66KV C2	668	66	AAAC BUTTE	8.6900	1.842280	3.241370	27.156250	3.093640	13.234870	14.877280	0.21200	0.37300	3.1250	0.35600	1.52300	1.7120
PUNTA DE CORTES - LO MIRANDA 66KV L1	PUNTA DE CORTES - LO MIRANDA 66KV L1 C1	350	66	Cu 2 AWG	5.2430	2.852192	2.091957	15.241401	3.622913	9.238166	6.773956	0.5440	0.3990	2.9070	0.691	1.762	1.2920
	EST. 44 - LO MIRANDA L1 C1	4790	66	AAAC Butte	0.6500	0.137150	0.221000	2.233400	0.232700	1.119300	0.878800	0.2110	0.3400	3.4360	0.358	1.722	1.3520
PUNTA DE CORTES - LO MIRANDA 66KV L2	PUNTA DE CORTES - LO MIRANDA 66KV L2 C1	351	66	AAAC BUTTE	6.0200	1.270220	2.155160	19.378380	2.149140	10.143700	8.205260	0.2110	0.3580	3.2190	0.357	1.685	1.3630
PUNTA DE CORTES - TUNICHE 66KV	PUENTE ALTA - TUNICHE 66KV C1	354	66	AAAC BUTTE	8.0600	1.704690	2.889510	26.161954	2.860494	12.141584	10.785892	0.2115	0.3585	3.2459	0.3549	1.5064	1.3382
	PUNTA DE CORTES - PUENTE ALTA 66KV C1	355	66	Cu 2 AWG	4.7400	2.490870	2.018766	14.415288	3.176748	7.235610	7.093410	0.5255	0.4259	3.0412	0.6702	1.5265	1.4965
LO MIRANDA - LORETO 66KV	LO MIRANDA - LORETO 66KV C1	358	66	AAAC 3/0 AWG	15.2600	6.012440	5.646200	48.069000	8.240400	25.789400	19.685400	0.394	0.37	3.1500	0.54	1.69	1.2900

4.2 Datos de Transformadores

Los parámetros de impedancia del transformador T3 de S/E Punta de Cortés y de los transformadores T1 y T2 de S/E Alameda se encuentran objetados en la plataforma Infotécnica.

Sobre lo anterior, para efectos de la modelación en detalle, se han considerado los siguientes valores:

- Impedancia de secuencia positiva obtenidas de fotos de placa de los equipos.
- Impedancias de secuencia cero calculadas como el 85% de la impedancia de secuencia positiva, de acuerdo a lo indicado en la guía técnica “Información Técnica del Sistema Eléctrico Nacional, Descripción y Respaldo de Parámetros” del CEN.

En el Anexo D se presentan extractos de las placas de los transformadores T3 de S/E Punta de Cortes y de los transformadores T1 y T2 de S/E Alameda.

S/E RANCAGUA – TRANSFORMADOR T1

S/E Rancagua Transformador 1 Efacec 154/69/14,8 kV 60/75 MVA YN0yn0d1		Impedancia Sec + [%]				Impedancia Sec 0 [%]			
		Infotécnica		Modelacion DigSilent		Infotécnica		Modelacion DigSilent	
		Impedancia Sec + [%]	S base [MVA]	Impedancia Sec + [%]	S base [MVA]	Impedancia Sec 0 [%]	S base [MVA]	Impedancia Sec 0 [%]	S base [MVA]
HV-MV	Zps	9,740	60	12,175	75	9,390	60,00	11,738	75
MV-LV	Zst	4,900	60	2,042	25	4,810	60,00	2,004	25
HV-LV	Zpt	16,500	60	6,875	25	14,900	60,00	6,208	25

S/E RANCAGUA – TRANSFORMADOR T4

S/E Rancagua Transformador 4 Crompton Greaves 154/69/14,8 kV 45/60/75 MVA YN0yn0d1		Impedancia Sec + [%]				Impedancia Sec 0 [%]			
		Infotécnica		Modelacion DigSilent		Infotécnica		Modelacion DigSilent	
		Impedancia Sec + [%]	S base [MVA]	Impedancia Sec + [%]	S base [MVA]	Impedancia Sec 0 [%]	S base [MVA]	Impedancia Sec 0 [%]	S base [MVA]
HV-MV	Zps	15,070	75	15,070	75	7,864	75	7,864	75
MV-LV	Zst	3,050	25	3,050	25	4,667	75	1,556	25
HV-LV	Zpt	8,690	25	8,690	25	13,294	75	4,431	25

S/E PUNTA DE CORTÉS – TRANSFORMADOR T3

S/E Punta de Cortés Transformador 3 SEA 154/69/14,8 kV 60/75 MVA YN0yn0d1		Impedancia Sec + [%]				Impedancia Sec 0 [%]			
		Infotécnica Datos de Placa		Modelacion DigSilent		85% Z1		Modelacion DigSilent	
		Impedancia Sec + [%]	S base [MVA]	Impedancia Sec + [%]	S base [MVA]	Impedancia Sec 0 [%]	S base [MVA]	Impedancia Sec 0 [%]	S base [MVA]
HV-MV	Zps	9,327	60	11,659	75	7,928	60	9,910	75
MV-LV	Zst	5,718	60	2,383	25	4,860	60	2,025	25
HV-LV	Zpt	15,771	60	6,571	25	13,405	60	5,586	25

S/E ALAMEDA – TRANSFORMADOR T1

S/E Alameda Transformador T1 Tusan 69/15kV 15/20/25 MVA Dyn1		Impedancia Sec + [%]				Impedancia Sec 0 [%]			
		Infotécnica Datos de Placa		Modelacion DigSilent		85% Z1		Modelacion DigSilent	
		Impedancia Sec + [%]	S base [MVA]	Impedancia Sec + [%]	S base [MVA]	Impedancia Sec 0 [%]	S base [MVA]	Impedancia Sec 0 [%]	S base [MVA]
HV-LV	Zps	9,92	15	9,920	15	8,432	15	8,432	15

S/E ALAMEDA – TRANSFORMADOR T2

S/E Alameda Transformador T2 Tusan 69/15kV 15/20/25 MVA Dyn1		Impedancia Sec + [%]				Impedancia Sec 0 [%]			
		Infotécnica Datos de Placa		Modelacion DigSilent		85% Z1		Modelacion DigSilent	
		Impedancia Sec + [%]	S base [MVA]	Impedancia Sec + [%]	S base [MVA]	Impedancia Sec 0 [%]	S base [MVA]	Impedancia Sec 0 [%]	S base [MVA]
HV-LV	Zps	10,00	15	10,000	15	8,50	15	8,500	15

4.3 Transformadores de corriente para nuevas protecciones

Se presentan las características de los transformadores de corriente que serán utilizados por los esquemas de protecciones proyectados y su relación de transformación operativa considerada:

Paño sobre el que opera la función del relé	Relé	Función Protección	Relación operativa	Ubicación TT/CC	Denominación TT/CC	Núcleo	Precisión	Burden
BT1	SEL 311L	21T/21NT 51/50/51N/50N	300 /5 A	Paño BT1	TCBT1-1	N4	10P20	60 VA
BT1	SEL 387	87 51/50/51N/50N	300 /5 A	Paño BT1	TCBT1-1	N3	10P20	60 VA
BT1		51G	1200 /5 A	Bushing neutro X0 Lado 15 kV T1	TCCT1N t.b.	p20	10P20	30 VA
CT1		87 51/50TD/51N 50BF (a 52BT1)	1200 /5 A	Paño CT1	TCCT1-4	N2	C400	100 VA
CT1	SEL 351A	51/50TD/51N 50BF (a 52BT1)	1200 /5 A	Bushings X1-X2-X3 Lado 15 kV T1	TCCT1-1 t.b.	p21-p22-p23	10P20	30 VA

Paño sobre el que opera la función del relé	Relé	Función Protección	Relación operativa	Ubicación TT/CC	Denominación TT/CC	Núcleo	Precisión	Burden
BT2	SEL 311L	21T/21NT 51/50/51N/50N	300 /5 A	Paño BT2	TCBT2-1	N4	10P20	60 VA
BT2	SEL 387	87 51/50/51N/50N	300 /5 A	Paño BT2	TCBT2-1	N3	10P20	60 VA
BT2		51G	1200 /5 A	Bushing neutro X0 Lado 15 kV T2	TCCT2N t.b.	p20	10P20	30 VA
CT2		87 51/50TD/51N 50BF (a 52BT2)	1200 /5 A	Paño CT2	TCCT2-4	N2	C400	100 VA
CT2	SEL 351A	51/50TD/51N 50BF (a 52BT2)	1200 /5 A	Bushings X1-X2-X3 Lado 15 kV T2	TCCT2-1 t.b.	p21-p22-p23	10P20	30 VA

4.4 Transformadores de potencial lado 66 kV para relés SEL 311L

Para los transformadores de potencial lado 66kV se considera la siguiente relación de transformación operativa para ser utilizada por los relés SEL 311L asociados a los paños BT1 y BT2:

$$\text{Relación de transformación } 66/\sqrt{3}:0.110/\sqrt{3} \text{ kV} = \mathbf{600}$$

4.5 Ajustes actuales de protecciones analizadas en este estudio

En el Anexo A, documento que se emite por separado, se presenta en detalle la información con los ajustes actuales de las protecciones analizadas en este estudio.

5. TOPOLOGÍAS - RUTAS DE ANÁLISIS - INSTALACIONES A VERIFICAR

Se realizan verificaciones de coordinación de protecciones para el siguiente escenario base y topologías de operación.

5.1 Definición de Topologías de Operación

Se considera el escenario de demanda alta para día laboral en la base de datos del coordinador y se crean las topologías de acuerdo a las condiciones que se desea analizar.

a) Topologías 1 (TO1_RAT1 y TO1_RAT4)

S/E Alameda conectada de manera radial a través del circuito N°1 de la línea 2x66 kV Rancagua - Alameda, estando el circuito N°2 abierto en el extremo de S/E Alameda. La línea 1x66 kV Alameda - Cachapoal abierta en el extremo Alameda. Cerrados los interruptores 52BS1 y 52BS2 de S/E Alameda. Los transformadores de S/E Alameda operan de forma independiente.

- Topología **TO1_RAT1**: Alimentación desde el transformador N°1 de S/E Rancagua
- Topología **TO1_RAT4**: Alimentación desde el transformador N°4 de S/E Rancagua

b) Topologías 2 (TO2_RAT1 y TO2_RAT4)

S/E Alameda conectada de manera radial a través del circuito N°2 de la línea 2x66 kV Rancagua - Alameda, estando el circuito N°1 abierto en el extremo de S/E Alameda. La línea 1x66 kV Alameda - Cachapoal abierta en el extremo Alameda. Cerrados los interruptores 52BS1 y 52BS2 de S/E Alameda. Los transformadores de S/E Alameda operan de forma independiente.

- Topología **TO2_RAT1**: Alimentación desde el transformador N°1 de S/E Rancagua
- Topología **TO2_RAT4**: Alimentación desde el transformador N°4 de S/E Rancagua

c) Topología 3 (TO3_PCT3)

S/E Alameda conectada de manera radial desde el T3 de S/E Punta de Cortés (transformador que presenta los mayores aportes de niveles de cortocircuito) a través de la línea Alameda - Cachapoal, estando ambos circuitos de la línea 2x66 kV Rancagua - Alameda desconectados en el extremo Rancagua. La línea 1x66 kV Alameda - Cachapoal cerrada en ambos extremos. La línea 2x66 kV Punta de Cortés - Cachapoal cerrada en ambos extremos. Los transformadores de S/E Alameda operan de forma independiente.

5.2 Tipos de fallas para verificar coordinación

Los siguientes tipos de fallas serán analizados, realizando los cálculos de cortocircuito según el método IEC 60909 (2001), para verificar la coordinación de protecciones:

- Trifásica (3F)
- Bifásica (2F)
- Bifásica a tierra (2FT)
- Bifásica a tierra con resistencia de falla de 25 Ohms (1FTR25)
- Bifásica a tierra con resistencia de falla de 50 Ohms (1FTR50)
- Monofásica (1FT)
- Monofásica con resistencia de falla de 25 Ohms (1FTR25)
- Monofásica con resistencia de falla de 50 Ohms (1FTR50)

5.3 Instalaciones analizadas

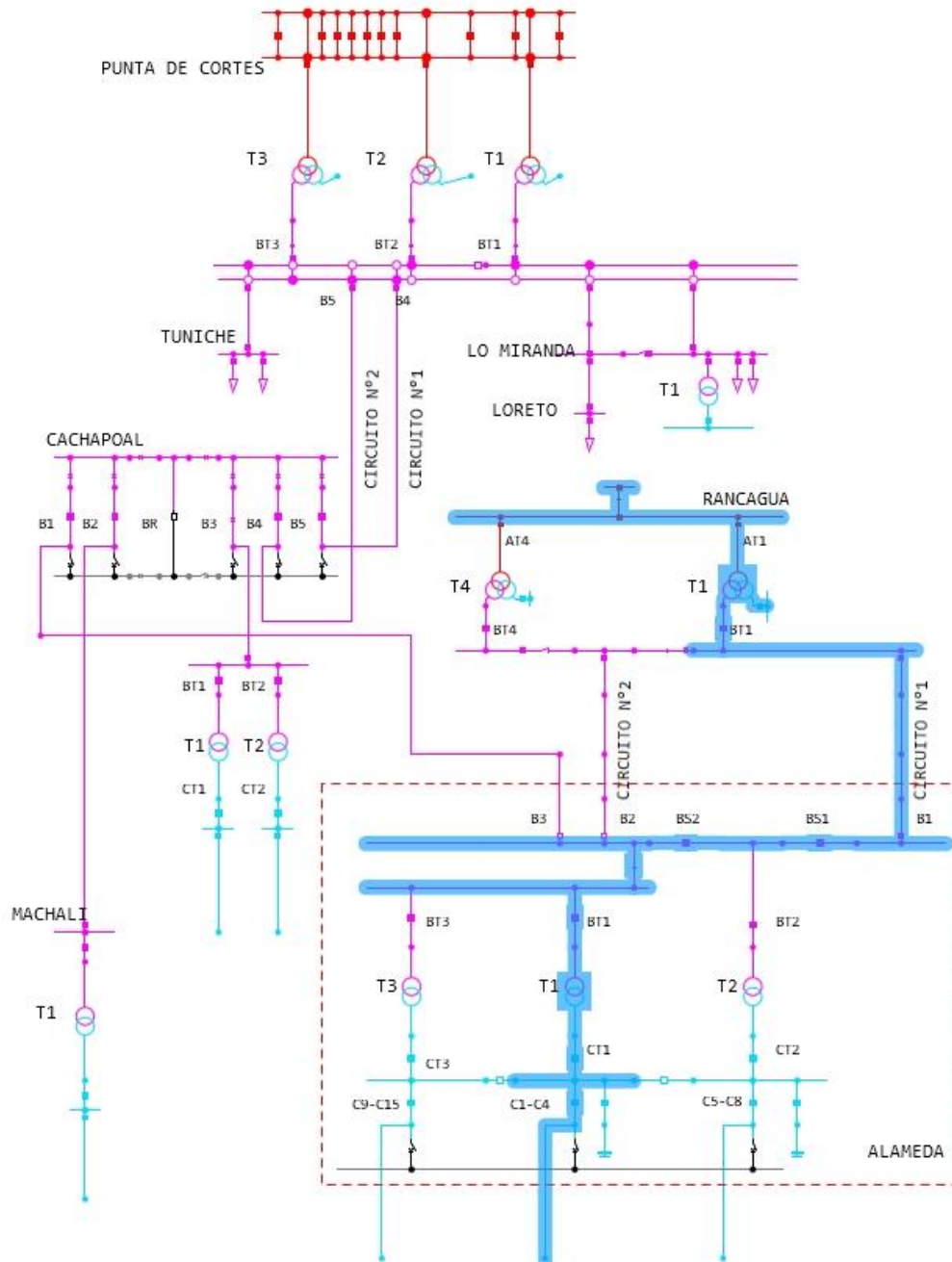
Se realizan verificaciones de coordinación de protecciones en las siguientes instalaciones, según topología a analizar:

- Línea 2x66 kV Rancagua – Alameda al 1%, 25%, 50%, 75% y 99%.
- Línea 2x66 kV Punta de Cortés - Cachapoal al 1%, 25%, 50%, 75% y 99%.
- Línea 1x66 kV Cachapoal - Alameda al 1%, 25%, 50%, 75% y 99%.
- Barra 66 kV de S/E Rancagua
- Barra 66 kV de S/E Punta de Cortés
- Barra 66 kV de S/E Cachapoal
- Barra 66 kV de S/E Alameda
- Devanados de alta y media tensión de los transformadores T1 y T2 de S/E Alameda
- Barra 15 kV de S/E Alameda
- Alimentador 15 kV genérico de S/E Alameda, 10 km de extensión, cable de cobre 2/0 AWG, al 1%, 25%, 50%, 75% y 99%, sobre el cual se modelaron las protecciones de todas las cabeceras con el propósito de realizar análisis simultáneo.

5.4 Rutas de verificación para los escenarios propuestos

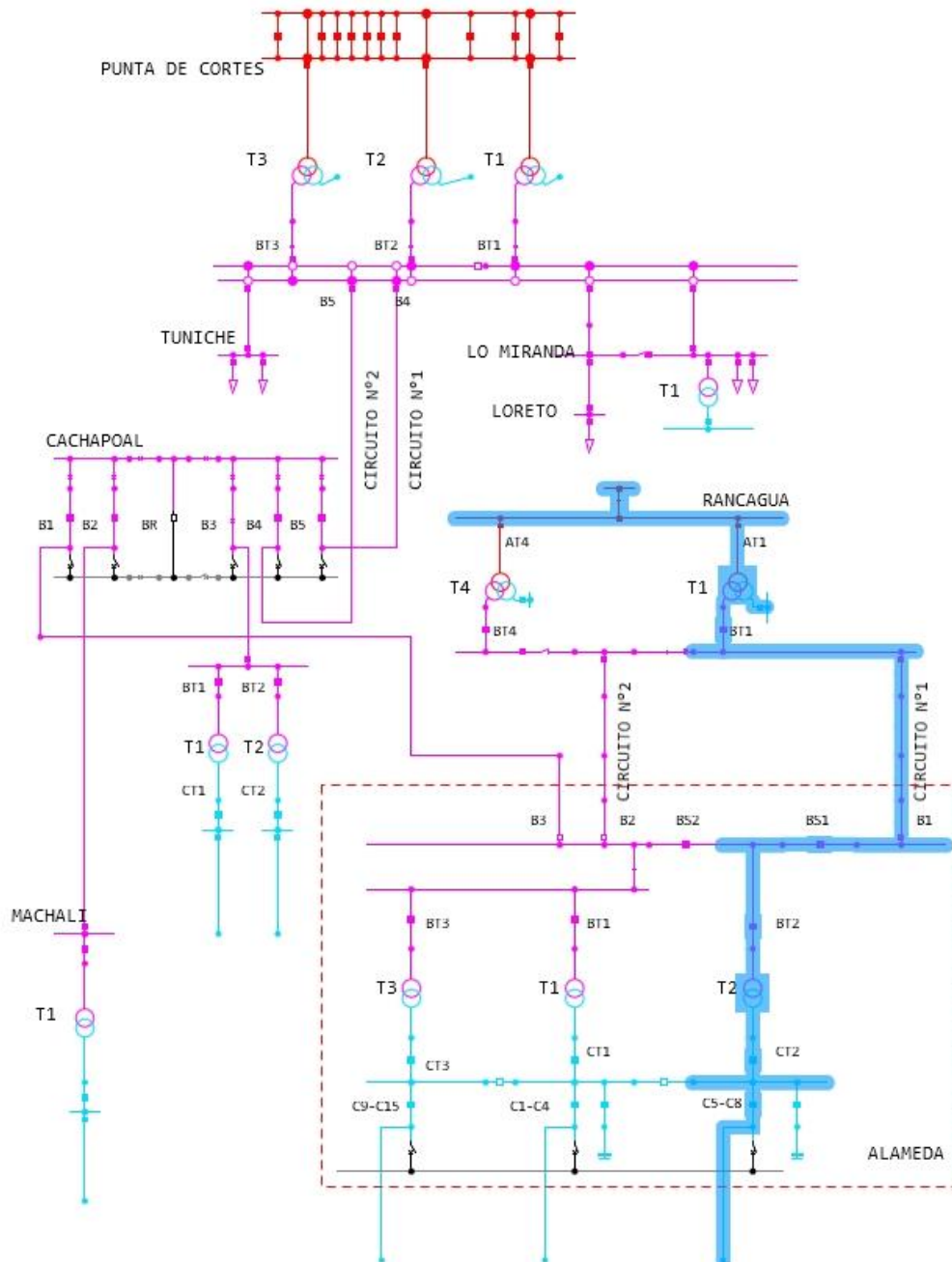
Ruta 1

- S/E Rancagua: AT1 - BT1 – B6.
- Circuito N°1 LT 66 kV Rancagua – Alameda.
- S/E Alameda: B1 - Barra 66 kV – BT1 – T1 – CT1 – C1/C3/C4/C6/C8/C9/C10/C11 – 10 km red MT Cable Cu 2/0 AWG.



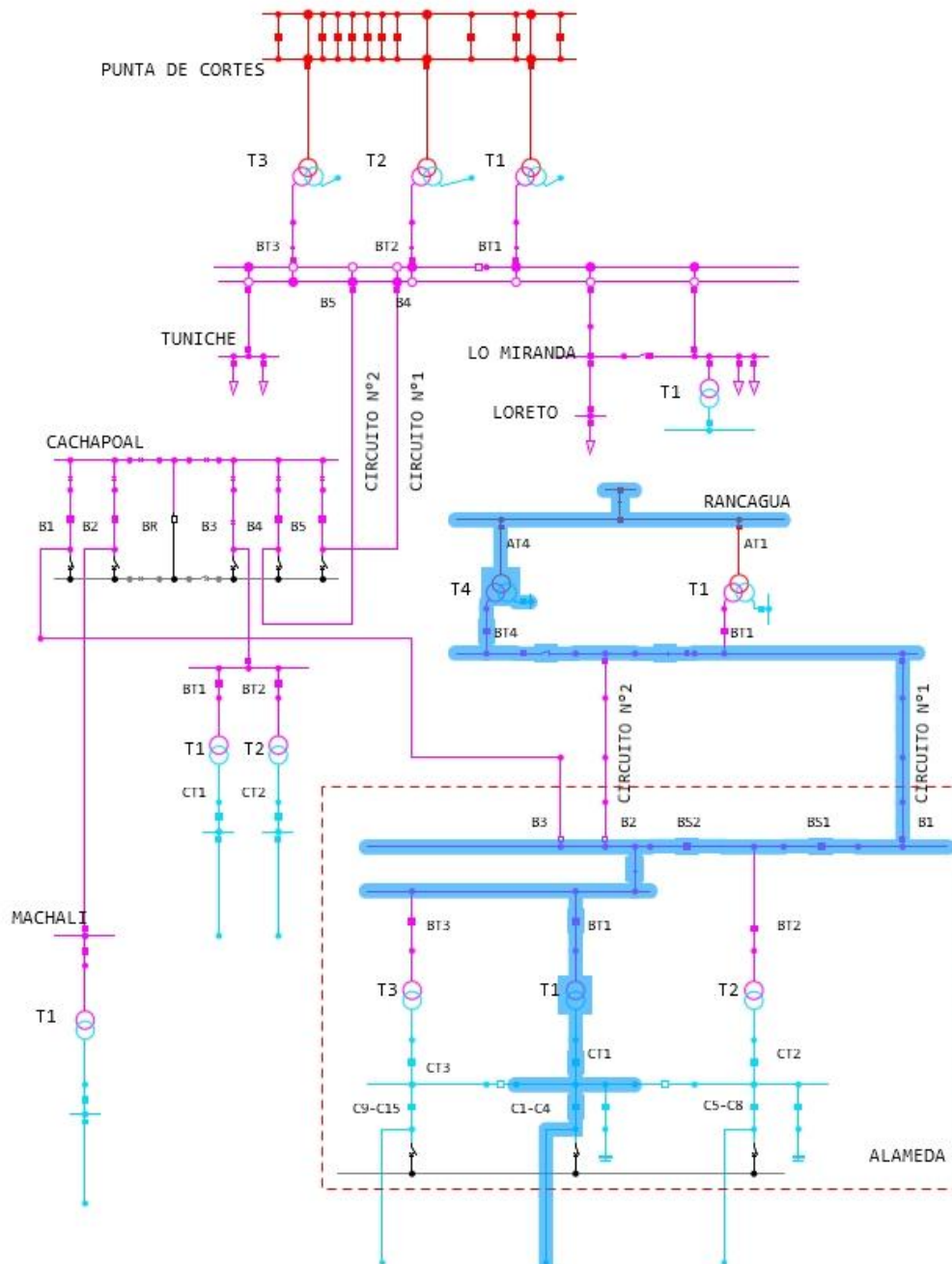
Ruta 2

- S/E Rancagua: AT1 - BT1 – B6.
- Circuito N°1 LT 66 kV Rancagua – Alameda.
- S/E Alameda: B1 - Barra 66 kV – BT2 – T2 – CT2 – C1/C3/C4/C6/C8/C9/C10/C11 – 10 km red MT Cable Cu 2/0 AWG.



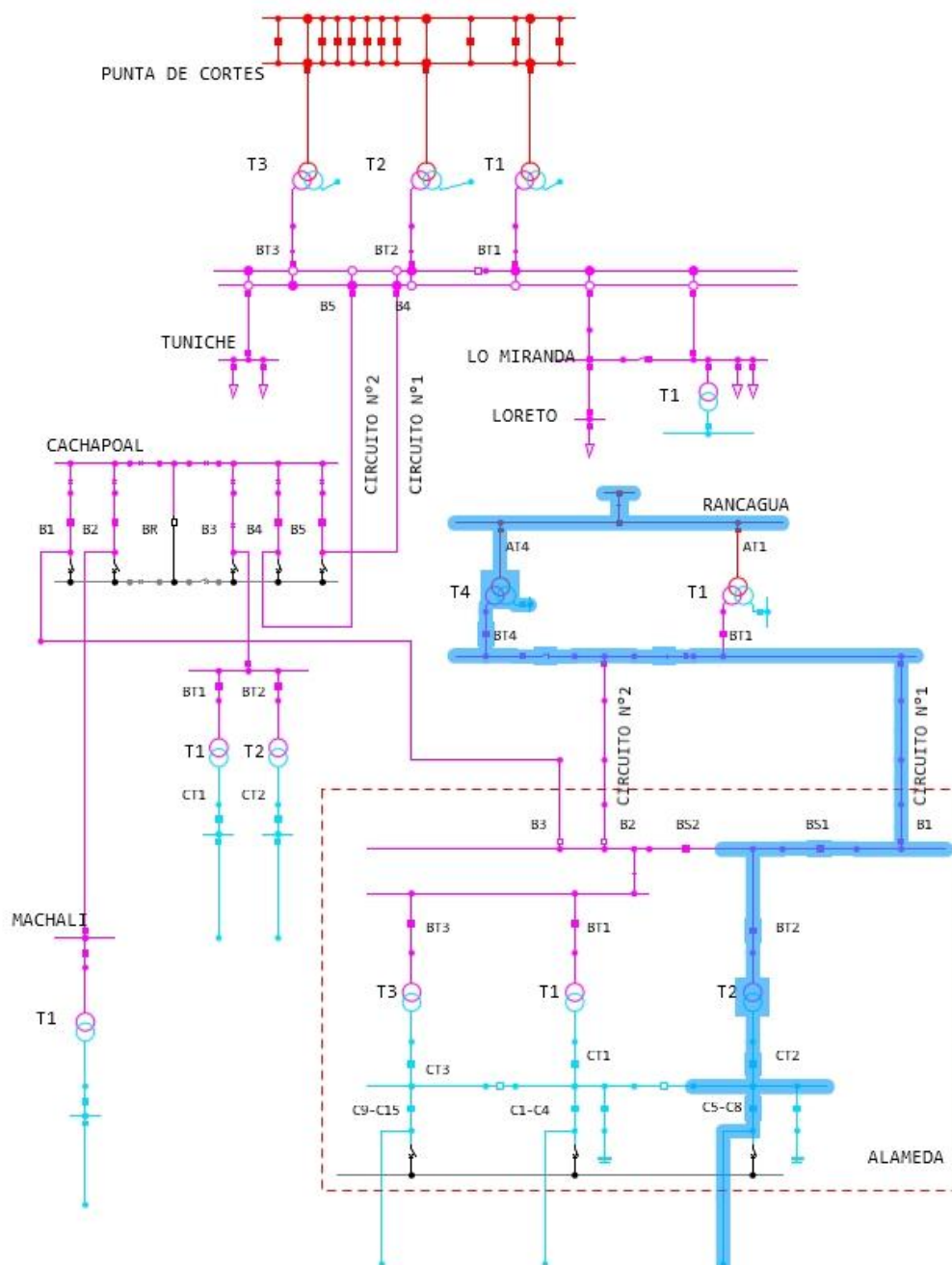
Ruta 3

- S/E Rancagua: AT4 – BT4 – B6.
- Circuito N°1 LT 66 kV Rancagua – Alameda.
- S/E Alameda: B1 - Barra 66 kV – BT1 – T1 – CT1 – C1/C3/C4/C6/C8/C9/C10/C11 – 10 km red MT Cable Cu 2/0 AWG.



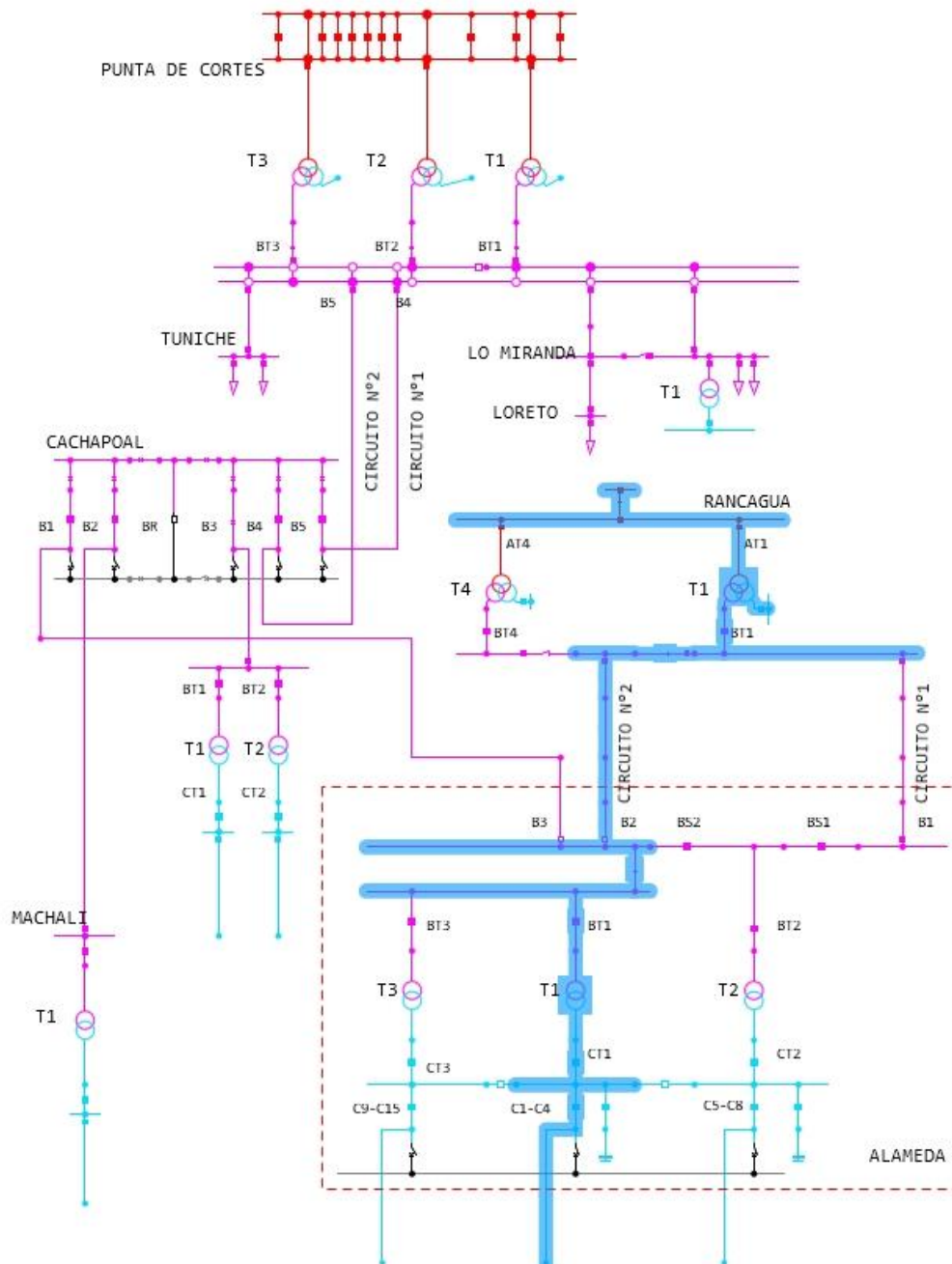
Ruta 4

- S/E Rancagua: AT4 – BT4 – B6.
- Circuito N°1 LT 66 kV Rancagua – Alameda.
- S/E Alameda: B1 - Barra 66 kV – BT2 – T2 – CT2 – C1/C3/C4/C6/C8/C9/C10/C11 – 10 km red MT Cable Cu 2/0 AWG.



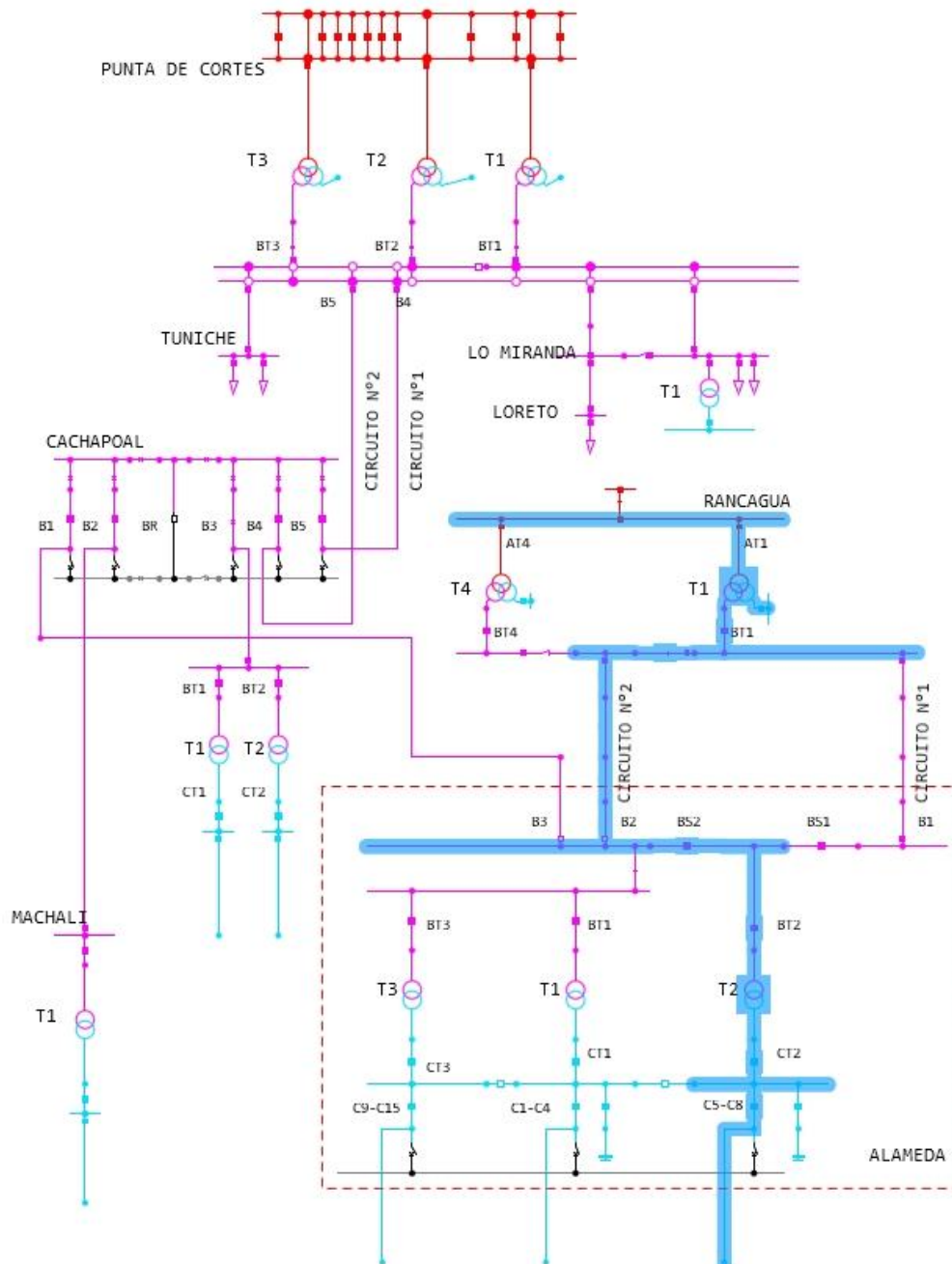
Ruta 5

- S/E Rancagua: AT1 - BT1 – B5.
- Circuito N°2 LT 66 kV Rancagua – Alameda.
- S/E Alameda: B2 - Barra 66 kV – BT1 – T1 – CT1 – C1/C3/C4/C6/C8/C9/C10/C11 – 10 km red MT Cable Cu 2/0 AWG.



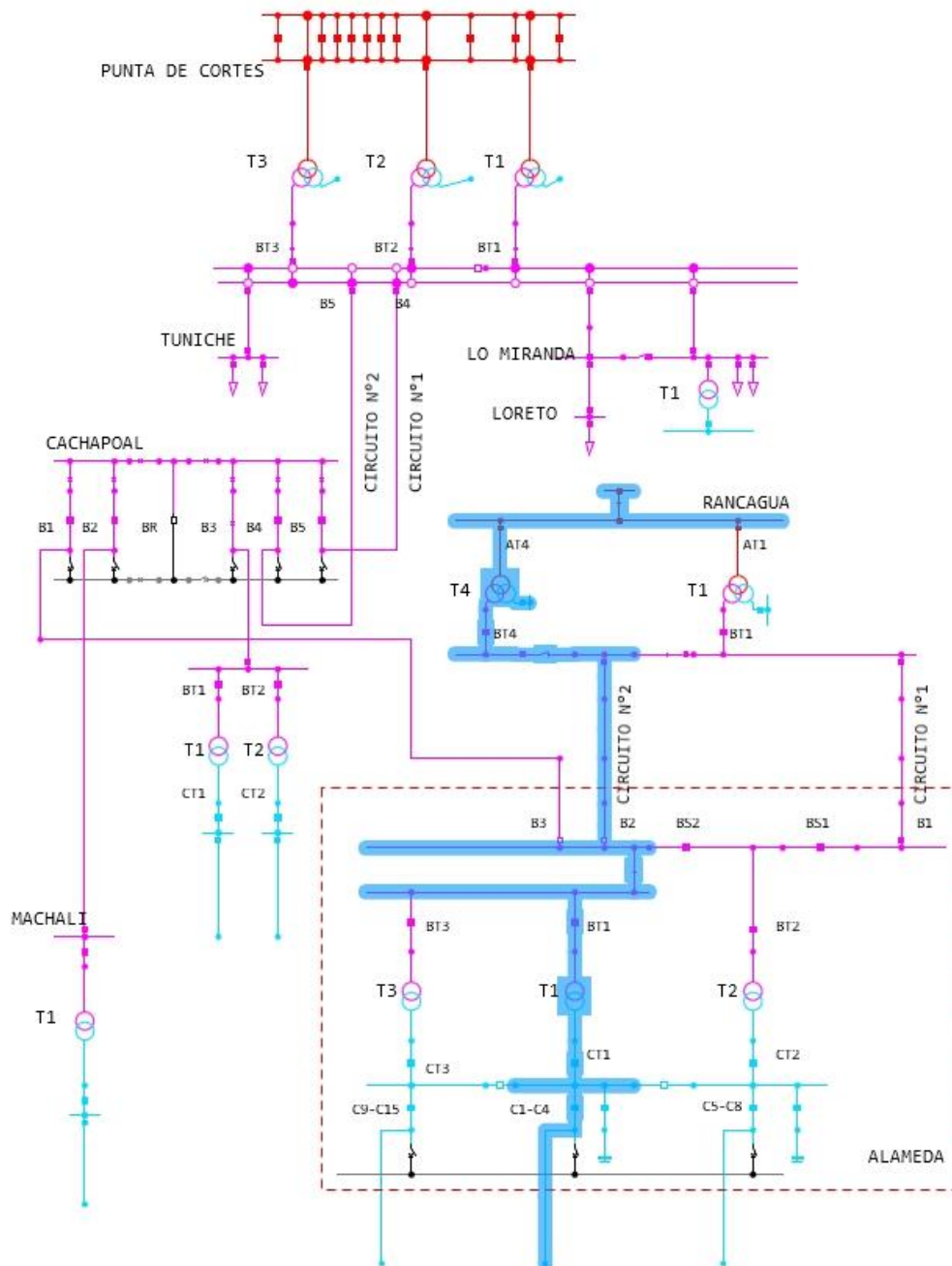
Ruta 6

- S/E Rancagua: AT1 - BT1 – B5.
- Circuito N°2 LT 66 kV Rancagua – Alameda.
- S/E Alameda: B2 - Barra 66 kV – BT2 – T2 – CT2 – C1/C3/C4/C6/C8/C9/C10/C11 – 10 km red MT Cable Cu 2/0 AWG.



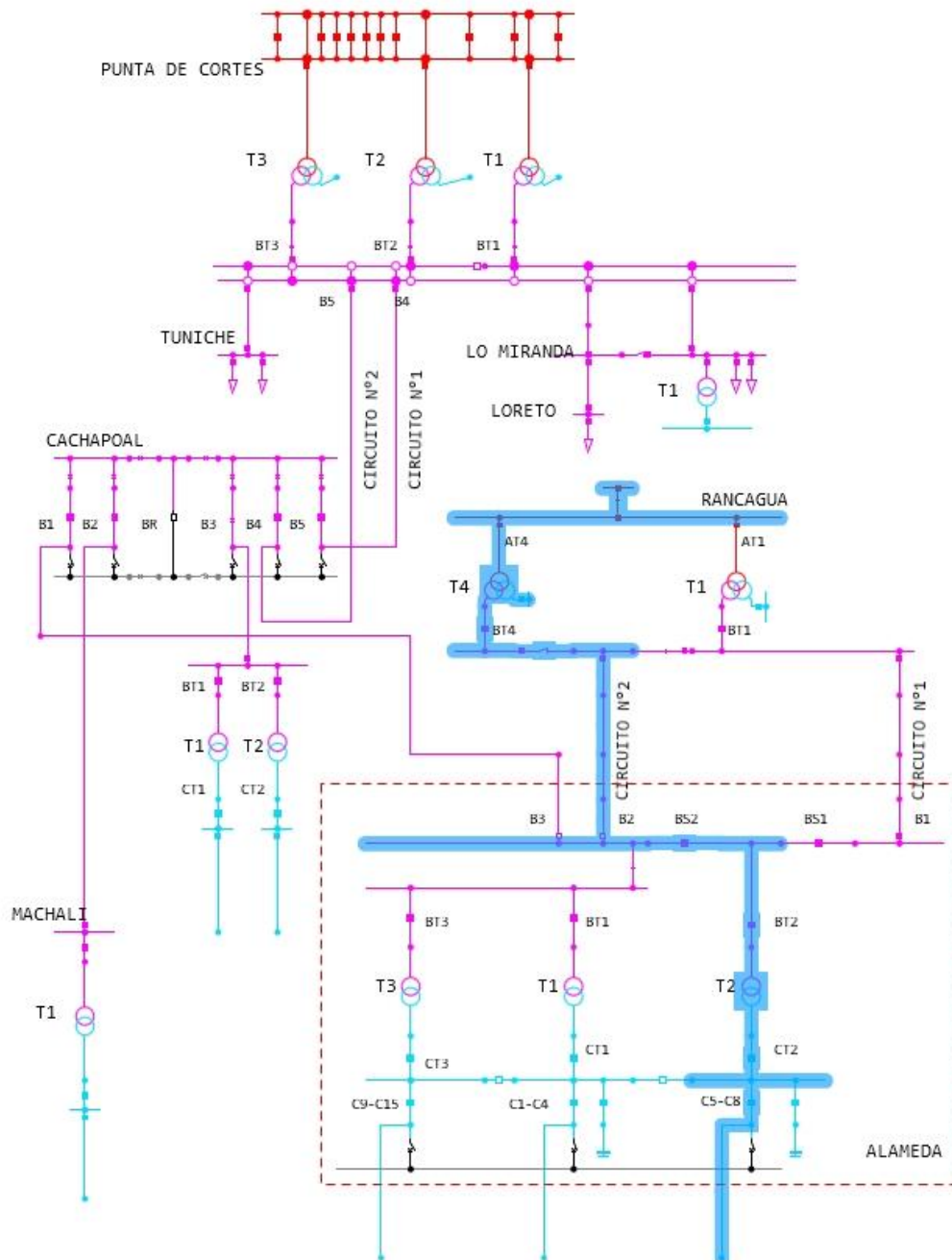
Ruta 7

- S/E Rancagua: AT4 – BT4 – B5.
- Circuito N°2 LT 66 kV Rancagua – Alameda.
- S/E Alameda: B2 - Barra 66 kV – BT1 – T1 – CT1 – C1/C3/C4/C6/C8/C9/C10/C11 – 10 km red MT Cable Cu 2/0 AWG.



Ruta 8

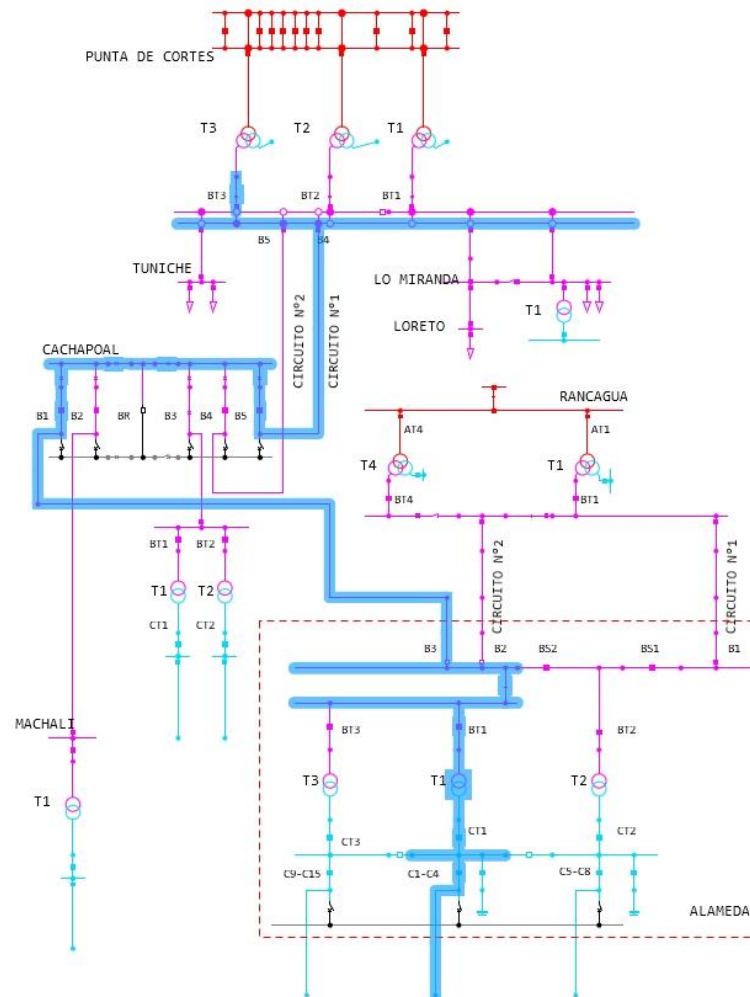
- S/E Rancagua: AT4 – BT4 – B5.
- Circuito N°2 LT 66 kV Rancagua – Alameda.
- S/E Alameda: B2 - Barra 66 kV – BT2 – T2 – CT2 – C1/C3/C4/C6/C8/C9/C10/C11 – 10 km red MT Cable Cu 2/0 AWG.



Ruta 9

- S/E Punta de Cortés: BT3 – B4.
- Circuito N°1 LT 66 kV Punta de Cortés – Cachapoal.
- S/E Cachapoal: B5 - Barra 66 kV – B1.
- LT 66 kV Cachapoal - Alameda.
- S/E Alameda: B3 - Barra 66 kV - BT1 – T1 – CT1 -
C1/C3/C4/C6/C8/C9/C10/C11 – 10 km red MT Cable Cu 2/0 AWG

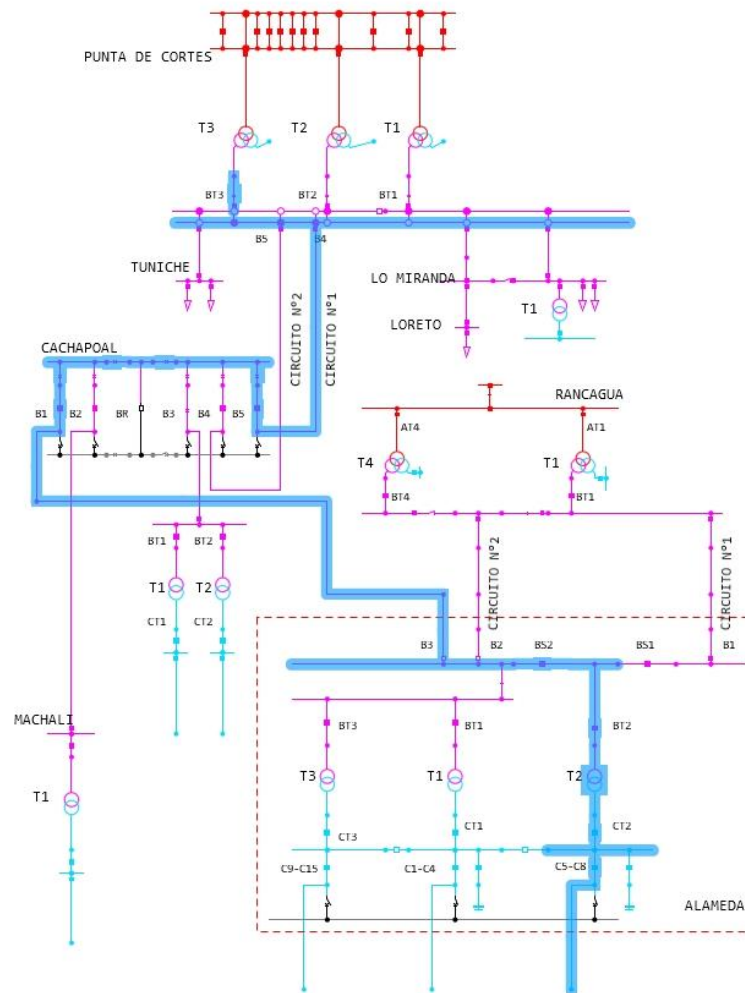
Debido a que los dos circuitos de la línea 2x66 kV Punta de Cortés – Cachapoal tienen idénticos parámetros técnicos y a que, salvo diferencias marginales en alcances de las funciones de distancia, las protecciones de los paños B4 (circuito N°1 de la línea) y B5 (circuito N°2 de la línea) tienen los mismos ajustes, la ruta a través del paño B5 de S/E Punta de Cortés no se analiza por presentar resultados equivalentes a la ruta a través del del paño B4.



Ruta 10

- S/E Punta de Cortés: BT3 – B4.
- Circuito N°1 LT 66 kV Punta de Cortés – Cachapoal.
- S/E Cachapoal: B5 - Barra 66 kV – B1.
- LT 66 kV Cachapoal - Alameda.
- S/E Alameda: B3 - Barra 66 kV – BT2 – T2 – CT2 -
C1/C3/C4/C6/C8/C9/C10/C11 – 10 km red MT Cable Cu 2/0 AWG

Debido a que los dos circuitos de la línea 2x66 kV Punta de Cortés – Cachapoal tienen idénticos parámetros técnicos y a que, salvo diferencias marginales en alcances de las funciones de distancia, las protecciones de los paños B4 (circuito N°1 de la línea) y B5 (circuito N°2 de la línea) tienen los mismos ajustes, la ruta a través del paño B5 de S/E Punta de Cortés no se analiza por presentar resultados equivalentes a la ruta a través del del paño B4.



6. AJUSTES PROPUESTOS PARA NUEVAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL TRANSFORMADOR N°1

Para los nuevos relés de protección asociados al transformador N°1 se habilitarán las funciones que se indican:

Paño BT1

Relé SEL 311L

Funciones: 21T/21NT/51/50/51N/50N

Paños BT1 -T1 – CT1

Relé SEL 387

Funciones:

- Lado 66 kV: 51/50/51N/50N/51G (TC neutro lado 15 kV transformador)
- Transformador: 87T
- Lado 15 kV :51/50TD/51N/51G/50BF(52CT1→52BT1)

Paño CT1

Relé SEL 351A

Funciones: 51/50TD/51N/50BF(52CT1→52BT1)

6.1 S/E Alameda - Paño BT1- Relé SEL 311L Funciones 21T/21NT

Se proponen 2 zonas de operación, en dirección forward, con características tipo mho para la función de fases y mho/cuadrilátera para la función residual.

Funciones de distancia de fases y residual

Se ajustan los parámetros de impedancia de secuencia positiva y cero al valor de impedancia del transformador T1 y se modifican sus ángulos a 75° con objeto de variar ángulo de torque máximo del relé para asegurar la detección de fallas residuales con resistencia de falla en bushings de 66 kV del transformador.

Se propone un alcance en primera zona para las funciones de fases y residual ajustándolo al 70% de la impedancia de secuencia positiva del tap central del CDBC (9.92%) con tiempo de operación instantáneo.

S/E Alameda – Paño BT1 – Relé SEL 311L Alcance Zona 1 - Fase y Residual

Subestación Alameda Paño BT1 Protección de distancia transformador T1 Relé SEL 311L	
Razón TT/PP	600
Razón TT/CC	60
Zona	1
Alcance programado	70% $Z1_{imp \text{ transformador tap central CDBC}}$
$Z1_{primaria \text{ transformador tap central}}$	9,92 %
	V base: 69 kV
	P base: 15 MVA
	0,000 +j 31,486
Alcance primario calculado	22,04 Ω pri
Alcance secundario a programar	2,20 Ω sec

Se propone un alcance en segunda zona para las funciones de fases y residual ajustándolo al 110% de la impedancia de secuencia positiva del tap central del CDBC (9.92%) con tiempo de operación de 1.5 segundos.

S/E Alameda – Paño BT1 – Relé SEL 311L
Alcance Zona 2 - Fase y Residual

Subestación Alameda	
Paño BT1	
Protección de distancia transformador T1	
Relé SEL 311L	
Razón TT/PP	600
Razón TT/CC	60
Zona	2
Alcance programado	110% $Z1_{imp \text{ transformador tap central CDBC}}$
$Z1_{primaria \text{ transformador tap Central}}$	9,92 %
	V base: 69 kV
	P base: 15 MVA
	0,000 +j 31,486
Alcance primario calculado	34,63 Ω pri
Alcance secundario a programar	3,46 Ω sec

Alcance resistivo característica cuadrilátera residual y ángulo no homogéneo

Con el propósito de detectar fallas monofásicas con resistencia de al menos 50 ohms en bushings 66 kV del T1 se propone ajustar el alcance resistivo de la característica cuadrilátera residual en 60 ohms primarios (6 ohms secundarios) para ambas zonas.

Se considera un ángulo no homogéneo de la característica cuadrilátera residual ajustado en 0°.

Factor de compensación residual (k_0) y parámetros de secuencia positiva y cero.

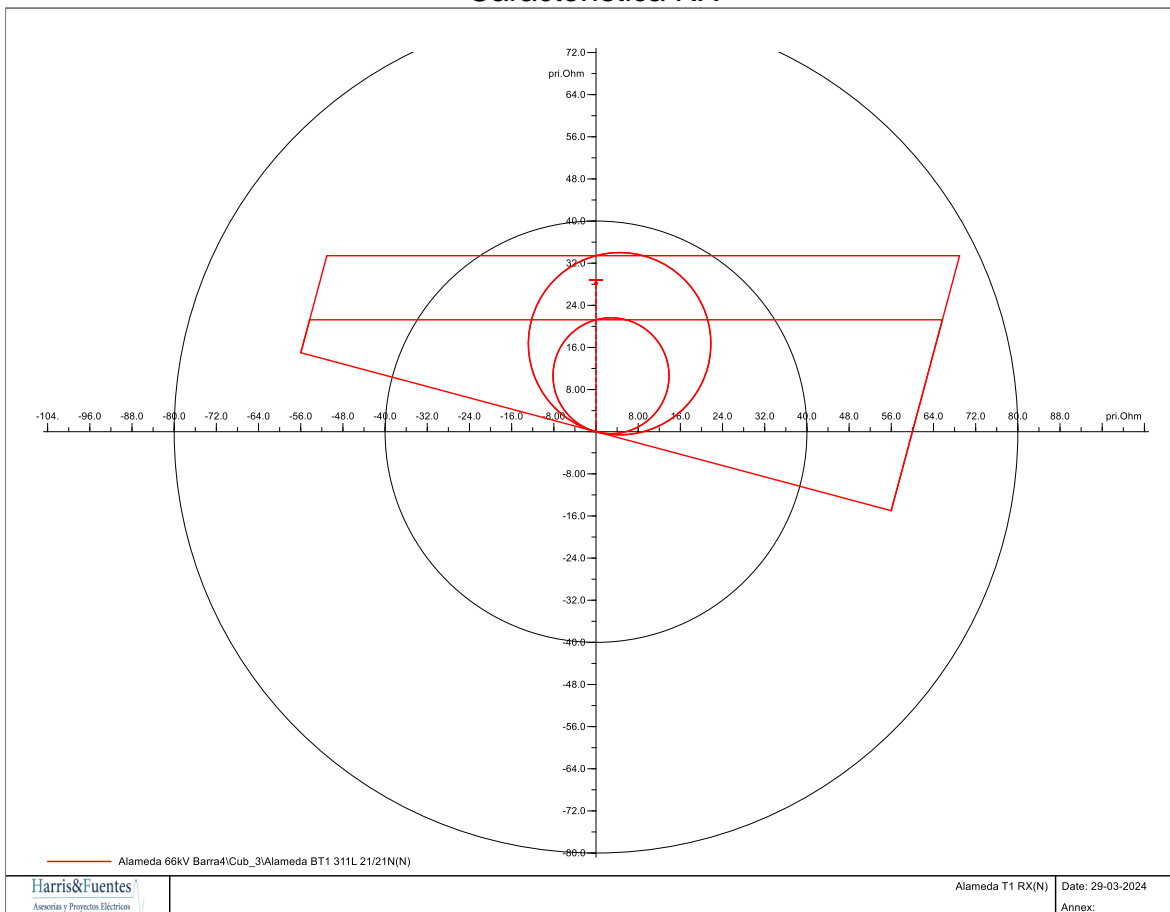
Se propone ajustar el factor de compensación residual (k_0) al valor 0.0L0° (se considera sólo la reactancia del transformador).

Detectores de corriente de falla de funciones de distancia

Se propone ajustar el detector de corriente de falla de distancia de fases de la Zona 1 (50PP1) al valor de pickup de la función de sobrecorriente de fases de tiempo inverso, (4.7 amperes secundarios), valor que se indica más adelante.

Se propone ajustar el detector de falla de distancia de fases de la zona 2 (50PP2) y los detectores de falla de distancia residual de las Zonas 1 y 2 (50L1, 50L2, 50GZ1 y 50GZ2), al mínimo valor ajustable en el relé (0.5 amperes secundarios).

S/E Alameda – Paño BT1 – Relé SEL 311L
Característica RX



S/E Alameda
Ajustes relé SEL311L– Paño BT1
Funciones 21T/21NT

Protección de Distancia y Sobrecorriente Subestación Paño Marca /Modelo Relé Grupo ajustes	Ajustes Propuestos Alameda BT1 General 66 kV T1 SEL 311L 1			
Ajustes Generales				
Relación TT/CC	300 / 5 A 60			
Relación TT/PP Barra	66000 v	:	110 v	
Rotación de fases (PHROT)	600 ABC			
Función de Distancia				
Generales				
Impedancia sec. positiva secundario	3,15	L	75,00 °	
Impedancia sec. cero secundario	2,68	L	75,00 °	
Longitud línea	1,00 km			
Angulo torque máximo	línea			
TANG	0,0 °			
K0	0,000	L	0,00 °	
Detectores de corriente de falla				
Característica de fases Zona 1 (50PP1)	4,70 A sec			
Característica residual Z1(50L1 y 50GZ1)	0,50 A sec			
Característica de fases Zona 2 (50PP2)	0,50 A sec			
Característica residual Z2(50L2 y 50GZ2)	0,50 A sec			
Elemento de Fase Característica Mho				
Zonas habilitadas	2			
	Dirección	Alcance		Tiempo op.
Primera Zona	Forward	2,20 Ω sec		0 ciclos
Segunda Zona	Forward	3,46 Ω sec		75 ciclos
Tercera Zona	NO	NO		NO
Cuarta Zona	NO	NO		NO
Elemento Residual Característica Mho				
Zonas habilitadas	2			
	Dirección	Alcance		Tiempo op.
Primera Zona	Forward	2,20 Ω sec		0 ciclos
Segunda Zona	Forward	3,46 Ω sec		75 ciclos
Tercera Zona	NO	NO		NO
Cuarta Zona	NO	NO		NO
Elemento Residual Característica Cuadrilateral				
Zonas habilitadas	2			
	Dirección	X	R	Tiempo op.
Primera Zona	Forward	2,20 Ω sec	6,00 Ω sec	0 ciclos
Segunda Zona	Forward	3,46 Ω sec	6,00 Ω sec	75 ciclos
Tercera Zona	NO	NO	NO	NO
Cuarta Zona	NO	NO	NO	NO

6.2 S/E Alameda - Paño BT1

Relé SEL 311L Funciones 51/50/51N/50N

Relé SEL 387 (W1 y W3) Funciones 51/50/51N/50N/51G

Estas funciones se implementan en el relé SEL 311L y también en el relé diferencial SEL 387 (W1).

Sobrecorriente de fase (51)

Se propone un valor de pickup de fase en el valor equivalente a aproximadamente un 135% de la capacidad de paso ONAF del transformador T1 (282 amperes, 33.70 MVA en 69 kV).

La curva de sobrecorriente de fases propuesta debe ubicarse por sobre la característica de sobrecorriente de fases del paño CT1 correspondiente al lado 15 kV, con un tiempo que asegure coordinación. Esta curva debe ser lo suficientemente elevada para permitir la energización del transformador de poder, de modo que se pueda conectar sin la operación indeseada de esta protección y se debe situar por debajo de su curva de daño, para protegerlo adecuadamente contra fallas pasantes externas que pueden producir daños térmicos y mecánicos.

Sobrecorriente instantánea de fase (50)

Se habilita una función de sobrecorriente instantánea ante fallas de fases que ocurran en el transformador. El valor se ajusta considerando que no debe detectar fallas en la barra 15 kV, como tampoco debe tener una falsa operación por corriente de inrush.

La máxima falla en barra 15 kV, reflejada en el lado de 66 kV, simulada en DlgSILENT es de 1.077 amperes y corresponde a una falla trifásica para la topología TO2_RAT1. Por otro lado, la corriente inrush se estima en 1.255 amperes considerando que puede llegar a ser 10 veces la corriente del transformador en su potencia ONAN.

Entonces, el ajuste dado al pickup de la función 50 es de 1.800 amperes primarios (30 A sec), lo que asegura que responderá correctamente ante fallas en el transformador y no detectará fallas en el lado 15 kV con un margen de seguridad de un 67% respecto a la topología de mayor aporte en niveles de cortocircuito (TO2_RAT1) .

Sobrecorriente residual (51N)

Se ajusta el pickup de la protección de sobrecorriente residual en 30 amperes primarios (mínimo valor posible de programar en el relé SEL 387), valor equivalente a un 14.3% de la corriente nominal del transformador de poder en régimen ONAF.

La curva se debe ubicar por debajo de la curva de daño del transformador de poder.

Sobrecorriente instantánea residual (50N)

Se habilita una función de sobrecorriente instantánea ante fallas residuales que ocurran en el transformador. Se ajusta su valor de pickup a 360 amperes primarios (6 A sec).

Debido al tipo de conexión Dyn1 del transformador de poder, las funciones de sobrecorriente residuales no requieren coordinar con las protecciones del lado 15 kV.

Sobrecorriente residual de neutro (51G)

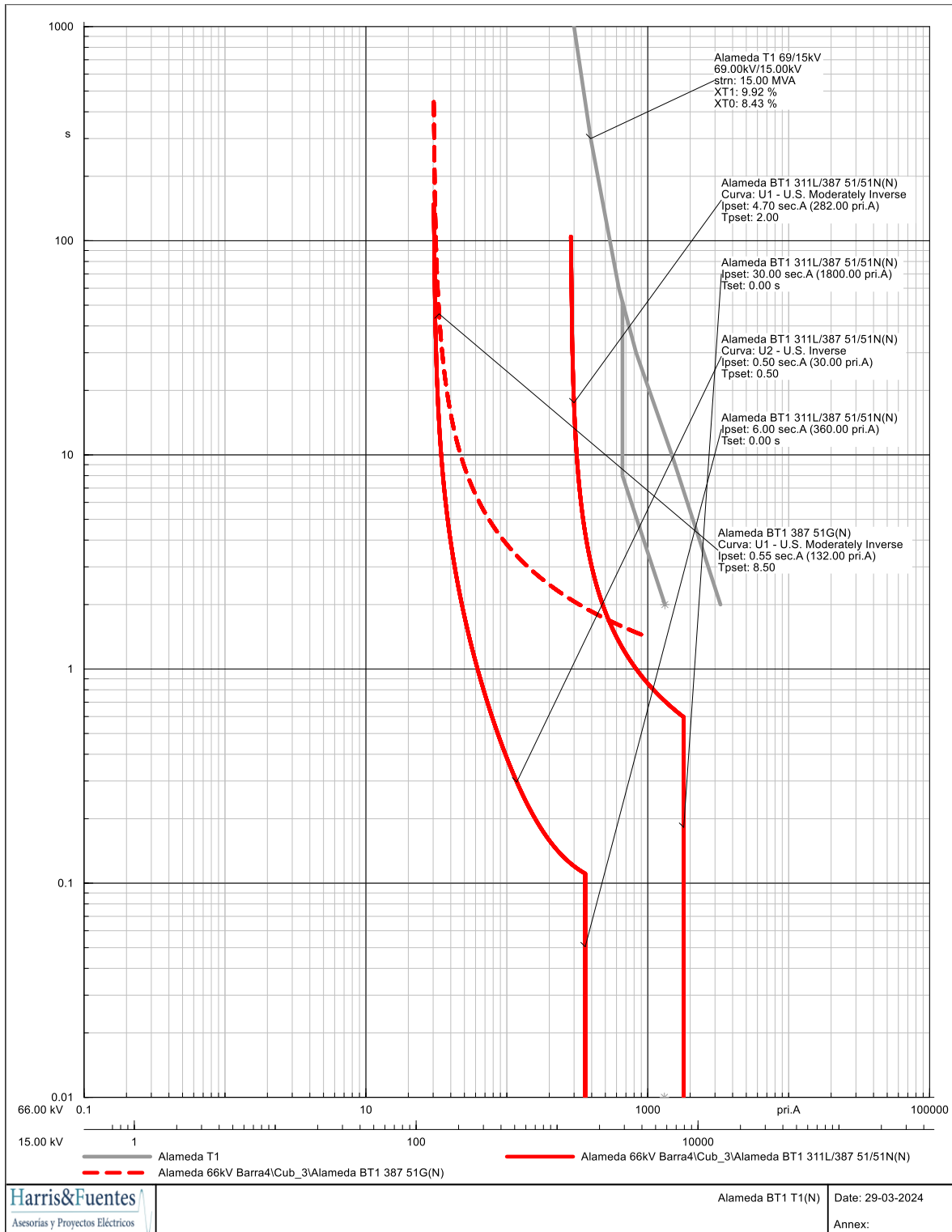
Se propone habilitar en el relé SEL 387 una característica de tiempo inverso residual tomando una señal de corriente desde el TC ubicado en el bushing X0 del transformador T1.

Esta función brindará disparo sobre el interruptor 52BT1 de manera coordinada con las protecciones que dan desenganche sobre el interruptor 52CT1 y tienen como propósito principal detectar fallas residuales con resistencia de al menos 50 ohms ubicadas entre los bushings del lado MT (15kV) del transformador de poder y el interruptor 52CT1.

Los ajustes consideran:

- ✓ Utilización del TC denominado TCCT1N t.b. (p20) ubicado en el bushing X0 del transformador en relación 1200/5 A.
- ✓ Utilización del W3 del relé SEL 387 para la input de corriente del neutro del transformador.
- ✓ Disparo sobre interruptor 52BT1 incorporando la función a la lógica de disparo habilitada.
- ✓ Determinación de valores de pickup, time dial para la característica 51G para conseguir adecuada coordinación con las protecciones de adyacencias superiores e inferiores.

S/E Alameda – Paño BT1– Relés SEL 311L y SEL 387 (W1+W3) Característica Tiempo – Corriente



S/E Alameda
Ajustes relé SEL 311L– Paño BT1
Funciones 51/50/51N/50N

Protección de Distancia y Sobrecorriente Subestación Paño Marca /Modelo Relé Grupo ajustes		Ajustes Propuestos Alameda BT1 General 66 kV T1 SEL 311L 1		
Ajustes Generales				
Relación TT/CC		300 / 5 A 60		
Función de Sobrecorriente				
Elemento de Fase				
Tiempo Sobrecorriente	C. Torque	1		
	Curva	U1		
	Pickup	4,70 A sec		
	Time dial	2		
Tiempo definido	Tiempo definido 1	C. Torque	Pickup	Tiempo op.
		1	30,00 A sec	0 ciclos
Elemento Residual				
Tiempo Sobrecorriente	C. Torque	1		
	Curva	U2		
	Pickup	0,50 A sec		
	Time dial	0,5		
Tiempo definido	Tiempo definido 1	C. Torque	Pickup	Tiempo op.
		1	6,00 A sec	0 ciclos

S/E Alameda
Ajustes relé SEL 387(W1+W3) Paño BT1
Funciones 51/50/51N/50N/51G

Protección Diferencial de Transformador y Sobrecorriente		Ajustes Propuestos	
Subestación		Alameda	
Transformador		T1	
Marca /Modelo Relé		SEL 387	
Grupo ajustes		Grupo 1	
Características transformador de corriente			
Relación TT/CC		300 / 5 A	
Función de sobrecorriente		BT1	
Winding secundario relé		W1	
Elemento de Fase			
Tiempo Inverso	C. Torque	1	
	Curva	U1	
	Pickup	4,70 A sec	
	Time dial	2	
Tiempo definido	C. Torque	1	
	Pickup	30,00 A sec	
	Tiempo op.	0 ciclos	
Elemento Residual			
Tiempo Inverso	C. Torque	1	
	Curva	U2	
	Pickup	0,50 A sec	
	Time dial	0,5	
Tiempo definido	C. Torque	1	
	Pickup	6,00 A sec	
	Tiempo op.	0 ciclos	
Función de sobrecorriente		Bushing X0 T1	
Winding secundario relé		Winding 3	
		TRIP sobre BT1	
Elemento Residual de Neutro (51G)			
Relación de TT/CC (TC bushing neutro lado 15 kV)		240	
Tiempo Inverso	C. Torque	1	
	Curva	U1	
	Pickup	0,55 A sec	
	Time dial	8,5	

6.3 S/E Alameda Transformador T1 Relé SEL 387 Función 87T

Datos considerados para los ajustes:

Transformador de Poder T1 en relación 69/15 kV en tap neutral del CDBC
Potencia: 25 MVA
Grupo de conexión: Dyn1

Transformadores de Corriente lado 69 kV
Conexión secundaria en Y (estrella)
Precisión núcleo protección: 10P20
Razón de transformación (W1): 300/5 = 60

Transformadores de Corriente lado 15 kV
Conexión secundaria en Y (estrella)
Precisión núcleo de protección: C400
Razón TC conectado a enrollado 2 (W2): 1200/5 = 240

Cálculo de los taps con que se ajustará en el relé SEL-387:

La potencia máxima del transformador es 25 MVA, en régimen ONAF.

Para calcular los Taps, el relé utiliza la siguiente fórmula:

$$TAPn = \frac{MVA * 1000}{\sqrt{3} * VWDG * CTRn} * C$$

Donde:

$$C = \begin{cases} 1, & \text{si el ajuste } WnCT = Y \text{ (Estrella)} \\ \sqrt{3}, & \text{si el ajuste } WnCT = D \text{ (Delta)} \end{cases}$$

C: Factor según la conexión usada en los TTCC.

MVA: ajuste de máxima capacidad de potencia del transformador.

VWDGn: ajuste de voltaje línea-línea, en kV.

CTRn: ajuste de razón de TC.

Los taps calculados arrojaron los siguientes valores:

TAP1= 3.49

TAP2= 4.01

Se debe cumplir de acuerdo con manual del relé que, $\frac{TAP_{max}}{TAP_{min}} \leq 7.5$

$$\frac{4.01}{3.49} = 1.15 \leq 7.5$$

Compensaciones por los desfases angulares:

El transformador de poder tiene grupo de conexión Dyn1 y sus bushings del lado 66 kV estarán conectados al paño BT1 utilizando la siguiente secuencia:

H1 Fase 1 SEN
H2 Fase 2 SEN
H3 Fase 3 SEN

Los secundarios de los TTCC de protección serán conectados en estrella, por lo que se considera el siguiente ajuste:

PHROT =ABC

W1CTC = 12

W2CTC = 1

Ajuste del porcentaje del slope de retención SLP1, SLP2 y IRS1:

Para la primera parte de la curva (SLP1), se ajusta un slope de 35%. Este valor considera un error de TTCC clase 10P20 de un 10%, el margen máximo del CDBC de un 13%, un margen de seguridad de un 10% por error de medida del relé y un error por corriente de excitación de un 2%.

SLP1 = 35

Para la segunda parte de la curva (SLP2), se considera un valor de 50%, debido a la eventualidad que un transformador de corriente se sature en fallas con alta corriente y con ello se genere una orden de trip incorrecta.

SLP2 = 50

Para el límite de operación de la primera zona de la curva (SLP1), punto IRS1, donde se interceptan ambos slope, el fabricante recomienda un valor de 3 veces el tap.

IRS1 = 3.0

Se comprueba según lo solicitado por el manual del fabricante que:

$$TAP_{max} \cdot IRS1 \leq 155.0$$

$$4.01 \cdot 3.0 = 12.03 \leq 155$$

Ajuste de pickup de la corriente diferencial O87P:

Se ajustará un valor de 0.30, verificando que este valor es lo suficientemente sensible para detectar fallas monofásicas con resistencia de hasta 18 ohms dentro de la zona de operación.

$$\mathbf{O87P = 0.30}$$

Se comprueba según lo solicitado por el manual del fabricante que:

$$TAP_{min} \cdot O87P \geq 0.1 \cdot I_n$$

$$3.49 \cdot 0.30 = 1.047 \geq 0.1 \cdot 5 = 0.5$$

Umbral de operación sin retención U87P:

Se debe ajustar a un valor mayor que la corriente de inrush esperada y en lo posible inferior a la corriente de cortocircuito de paso esperada para fallas del transformador a proteger.

La corriente nominal del transformador en régimen ONAN es de 125.5 A en el lado 69 kV. Suponiendo que la corriente de inrush puede llegar a ser 10 veces la corriente nominal, se tendría una corriente de energización de 1.255 A.

Por lo anterior, se ajusta un valor equivalente a aproximadamente un 17% por sobre la corriente de inrush esperada:

$$U87P > \frac{I}{RTC_n \cdot Tap_n} = \frac{1.255}{60 \cdot 3.49} = 5.99, \quad \text{se ajusta } \mathbf{U87P = 7}$$

Ajuste de bloqueo por 2^{do} armónico PCT2:

Este ajuste permite evitar una operación indeseada de la protección diferencial durante la energización. Un ajuste conservador recomendado por el fabricante es de un 15%.

$$\mathbf{PCT2 = 15}$$

Ajuste de bloqueo por 5^{to} armónico PCT5:

No se considera la habilitación de bloqueo por 5^{to} armónico.

$$\mathbf{PCT5 = OFF}$$

Ajuste del elemento bloqueo de armónicas IHBL:

Se ajustan los siguientes valores para permitir el bloqueo de operación diferencial en el caso de presentarse corriente inrush.

IHBL = N

S/E Alameda
Ajustes relé SEL 387 – Transformador T1
Función 87T

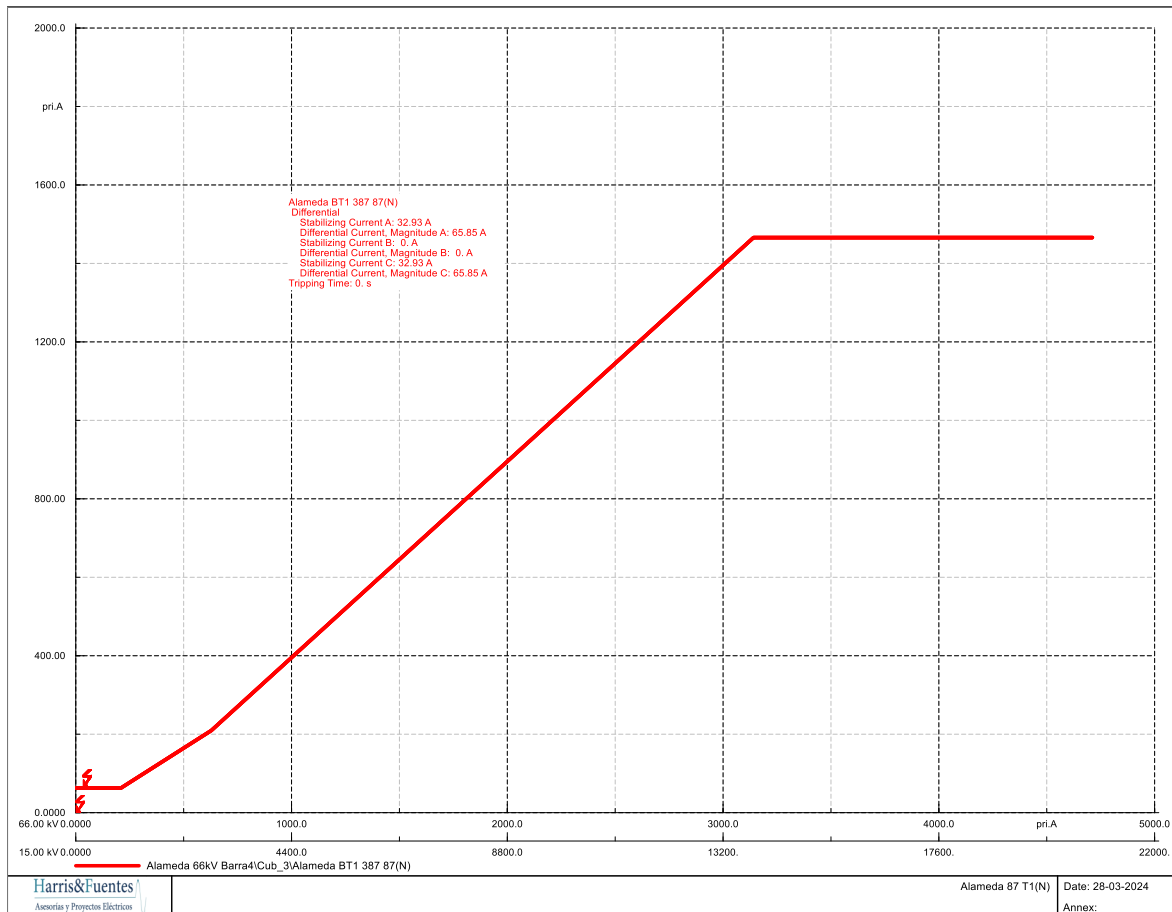
Protección Diferencial de Transformador y Sobrecorriente Subestación Transformador Marca /Modelo Relé Grupo ajustes		Ajustes Propuestos Alameda T1 SEL 387 Grupo 1	
Características transformador de poder		15/20/25 25,0 MVA Dyn1	
Potencia (MVA)			
Potencia nominal máxima			
Grupo conexión			
Voltaje nominal		69,0 kV	15,0 kV
Corriente nominal máxima		209,2 A	962,3 A
Características transformador de corriente			
Relación TT/CC		300 / 5 A	1200 / 5 A
Función Diferencial			
	Paño	BT1	CT1
	Winding secundario relé	W1	W2
Rotación de fase conexión al sistema	PHROT	ABC	
Define compensación interna conexión	ICOM	Y	
Habilita W1 en elemento diferencial	E87W1	Y	
Habilita W2 en elemento diferencial	E87W2	Y	
Potencia máxima transformador	MVA	25	
Voltaje nominal	VWDGn	69	15
Conexión T/C winding n	WnCT	Y	Y
Compensación conexión T/C winding r	WnCTC	12	1
Relación T/C para winding n	CTRn	60	240
Tap	TAPn	3,49	4,01
Elemento restringido	O87P	0,30 x Tap	
Porcentaje retención Slope 1	SLP1	35%	
Corriente retención Slope 1	IRS1	3,0 x Tap	
Porcentaje retención Slope 2	SLP2	50%	
Elemento no restringido	U87P	7,00 x Tap	
Bloqueo 2ª armónica	PCT2	15%	
Bloqueo 5ª armónica	PCT5	OFF	
Bloqueo independiente de armónicas	IHBL	N	

Verificación de sensibilidad ante falla con menor valor de aporte de corriente dentro de la zona de operación diferencial

Se obtiene el valor máximo de resistencia de falla capaz de ser detectada para una falla monofásica dentro de su zona de operación (sin corriente por el winding 2 del relé SEL 387).

Para ello, se simula en DlgSILENT una falla monofásica con resistencia de falla inmediatamente antes del TC lado 15 kV utilizado por el relé diferencial, para la topología analizada que presenta los menores niveles de cortocircuito, observándose operación de la función diferencial. El valor de resistencia de falla máximo obtenido es de 18 ohms.

La topología TO3_PCT3 es la que presenta el menor nivel de cortocircuito de acuerdo con los resultados presentados en el capítulo 10, "Cálculo de Niveles de Cortocircuito".



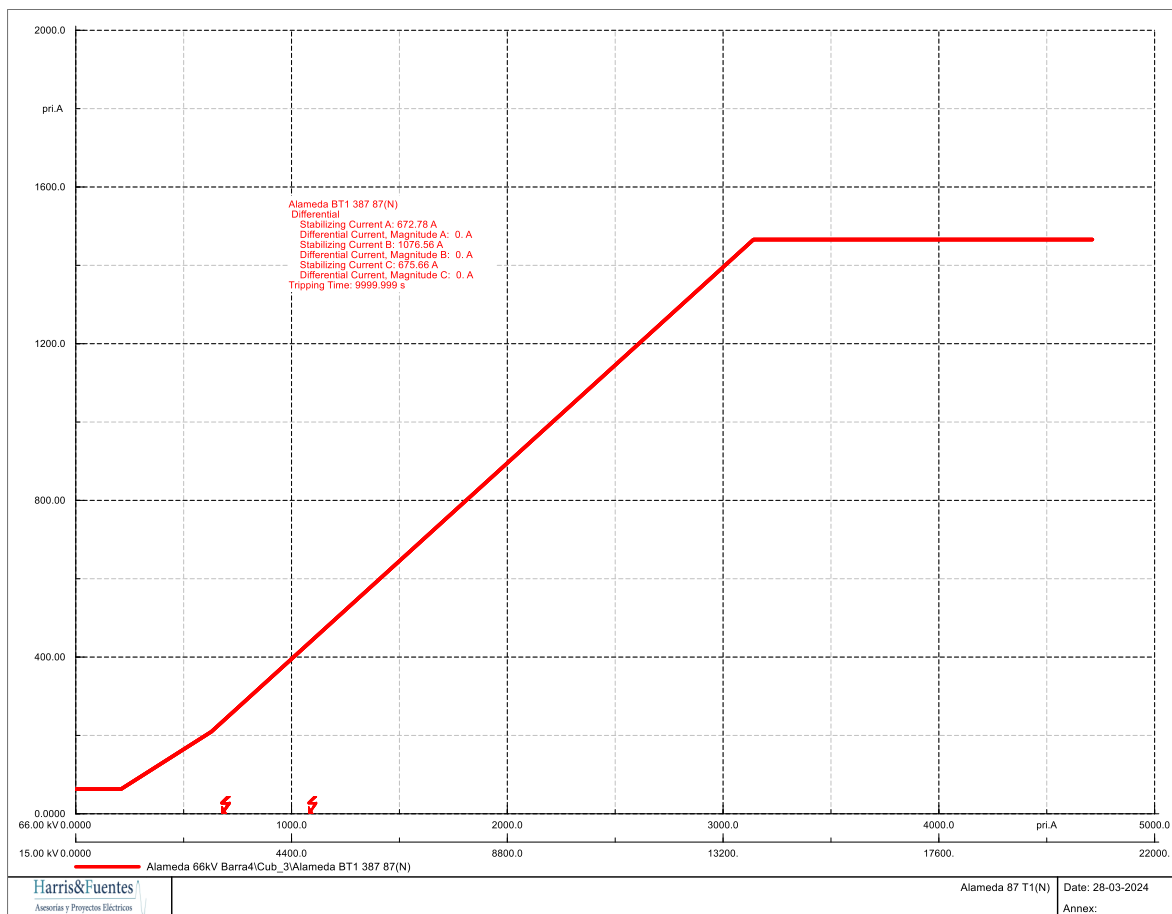
Verificación de no-operación ante falla externa pasante en barra 15 kV (fuera de la zona de operación para escenario de mayor nivel de cortocircuito)

Se verifica que la función diferencial es insensible a la operación ante una falla externa pasante para el escenario y tipo de falla que presente el mayor nivel de cortocircuito.

Al respecto y considerando que la función diferencial tiene operación segregada por fase, se determina la máxima corriente pasante en barra 15kV para el tipo de falla y escenario de acuerdo con los resultados presentados en el capítulo 10, "Cálculo de Niveles de Cortocircuito".

Se determina que la máxima corriente de cortocircuito pasante por el transformador T1 de S/E Alameda será para una falla bifásica a tierra bajo la topología TO2_RAT1.

La simulación en DIgSILENT demuestra la insensibilidad a la operación de la función diferencial del transformador ante la máxima corriente de falla pasante esperada.



En el Anexo F, documento emitido por separado, se verifica la estabilidad de la protección diferencial del transformador T1, para todos los tipos de fallas analizados en el estudio, bajo el escenario que representa los mayores niveles de cortocircuito.

6.4 S/E Alameda - Paño CT1 Relés SEL 387 (W2) y SEL 351A Funciones 51/50TD/51N

Sobrecorriente de fases (51)

Se propone un valor de pickup de fase en el valor equivalente a aproximadamente un 125% de la capacidad de paso del transformador T1 (1200 amperes, 31.18 MVA a 15 kV).

La curva de sobrecorriente de fases propuesta se debe situar por debajo de la curva de daño del transformador para protegerlo adecuadamente contra fallas pasantes externas que pueden producir daños térmicos y mecánicos.

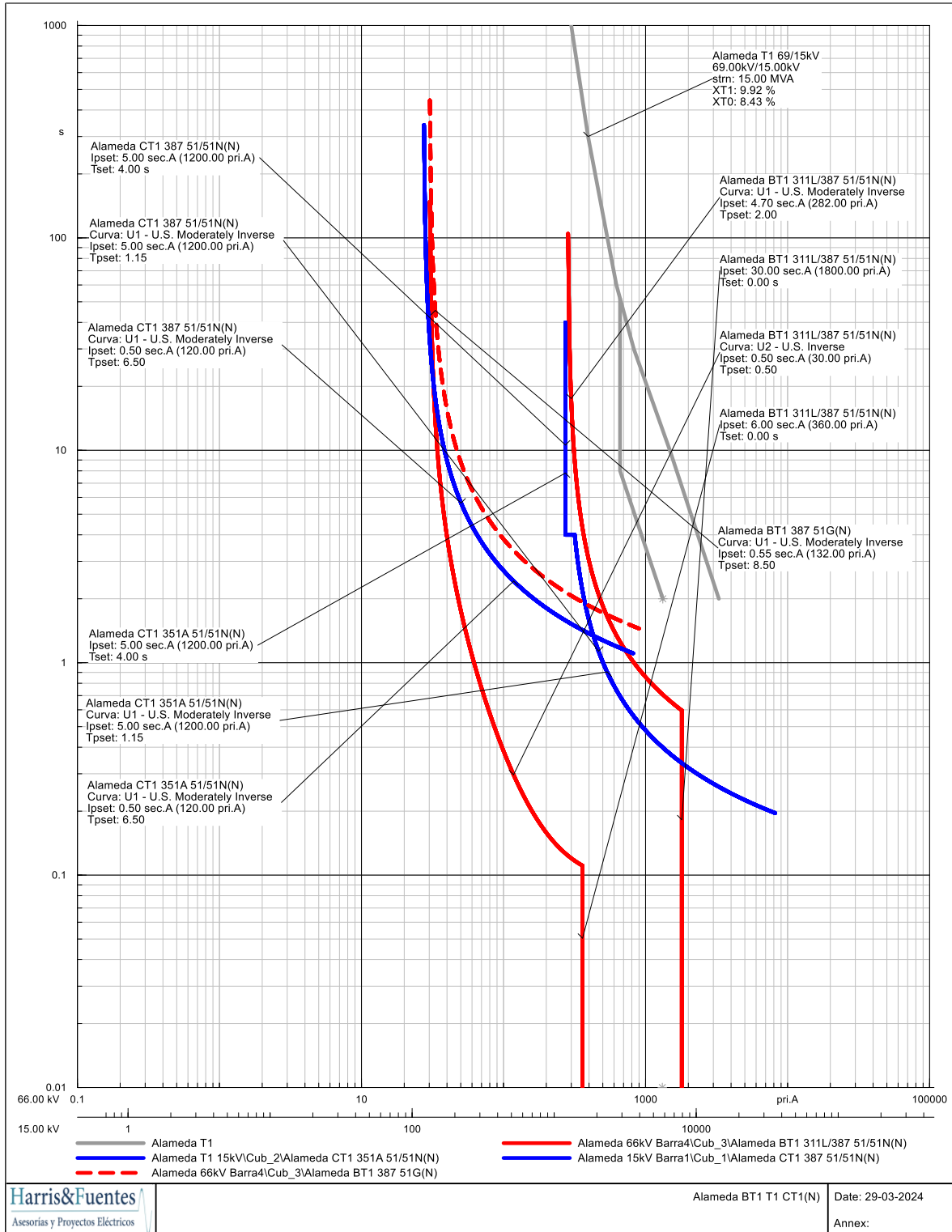
Sobrecorriente de fases de tiempo definido (50TD)

Se propone un valor de pickup con el mismo valor de pickup de la función de sobrecorriente de tiempo inverso y con un tiempo de operación de 4 segundos. El propósito de esta función es asegurar la coordinación con las protecciones de sobrecorriente del paño BT1 ante la ocurrencia de fallas bifásicas en redes MT de los alimentadores 15 kV.

Sobrecorriente residual (51N)

La característica de sobrecorriente residual de tiempo inverso considera el menor valor de pickup permitido por el relé SEL 387 (0.5 amperes secundarios equivalentes a 120 amperes primarios), con un ajuste de time dial que asegure coordinación con sus adyacencias superiores e inferiores.

S/E Alameda
Paño BT1– Relés SEL 311L y SEL 387 (W1+W3)
Paño CT1 – Relés SEL 387(W2) y SEL 351A
Característica Tiempo – Corriente



S/E Alameda
Ajustes relé SEL 387 (W2) - Paño CT1
Funciones 51/50TD/51N

Protección Diferencial de Transformador y Sobrecorriente	Ajustes Propuestos
Subestación	Alameda
Transformador	T1
Marca /Modelo Relé	SEL 387
Grupo ajustes	Grupo 1
Características transformador de corriente	
Relación TT/CC	1200 / 5 A
Función de sobrecorriente	CT1
Winding secundario relé	W2
Elemento de Fase	
Tiempo Inverso	C. Torque Curva Pickup Time dial
	1 U1 5,00 A sec 1,15
Tiempo definido	C. Torque Pickup Tiempo op.
	1 5,00 A sec 200 ciclos
Elemento Residual	
Tiempo Inverso	C. Torque Curva Pickup Time dial
	1 U1 0,50 A sec 6,5
Tiempo definido	C. Torque Pickup Tiempo op.
	-- -- --

S/E Alameda
Ajustes relé SEL 351A - Paño CT1
Funciones 51/50TD/51N

Protección de Sobrecorriente	Ajustes Propuestos
Subestación	Alameda
Paño	CT1
Marca /Modelo Relé	General 15 kV T1
Grupo ajustes	SEL 351A
	1
Ajustes Generales	
Relación TT/CC	1200 / 5 A 240
Función de Sobrecorriente	
Elemento de Fase	
Tiempo Inverso	C. Torque Curva Pickup Time dial
	1 U1 5,00 A sec 1,15
Elemento Tiempo Definido	Pickup Tiempo operación
	5,00 A sec 200 ciclos
Elemento Residual	
Tiempo Inverso	C. Torque Curva Pickup Time dial
	1 U1 0,50 A sec 6,5

6.5 S/E Alameda - Paño CT1 - Relés 351A y SEL 387(W2) Función 50BF

Esta función se programa independientemente en los relés SEL 351A y 387(W2) y tiene como propósito dar orden de desenganche sobre el interruptor 52BT1 cuando el 52CT1 falle en realizar la apertura por activación de las protecciones de sobrecorriente del lado 15 kV.

La orden de apertura sobre el interruptor 52BT1, originada por la lógica de falla de interruptor (función 50BF), será implementada utilizando el mismo contacto de salida del relé SEL 387 destinado a apertura por la función de sobrecorriente del winding 1 (lado 66kV).

Relé SEL 387

El criterio de activación de la función 50BF en el relé SEL 387 para falla en la apertura del interruptor 52CT1 es el siguiente:

- Que exista una falla presente que genere señal de Trip en las protecciones de sobrecorriente asociadas al lado 15 kV en el relé SEL 387(W2).
- Que hayan transcurrido 0.2 segundos desde el inicio de la orden de Trip enviada por las protecciones, sin producirse extinción de las corrientes.

Relé SEL 351A

El criterio de activación de la función 50BF en el relé SEL 387 para falla en la apertura del interruptor 52CT1 es el siguiente:

- Que exista una falla presente que genere señal de Trip en las protecciones de sobrecorriente asociadas al lado 15 kV en el relé SEL 351A).
- Que hayan transcurrido 0.2 segundos desde el inicio de la orden de Trip enviada por las protecciones, sin producirse extinción de las corrientes.

De acuerdo con el proyecto de control, la orden de trip por función 50BF del relé SEL 351A se alambra a una input digital del relé SEL 387, siendo este último relé quien envíe la señal de disparo sobre el interruptor 52BT1.

Las siguientes tablas muestran los ajustes propuestos a implementar para la función 50BF, en los relés que se indican:

a) Relé SEL 351A – Función 50BF

Protección de Sobrecorriente Subestación Marca /Modelo Relé Grupo ajustes Paños	Ajustes Propuestos Alameda SEL 351A -CT1 Grupo 1
	52CT1 → 52BT1
Función 50BF Definiciones	Programación
SV1: Variable lógica TRIP: Ecuación apertura por 51/50TD/51N sobre 52CT1	SV1 = TRIP
S1V1PU: Retardo tiempo activación variable lógica S1V1	S1V1PU = 10 CICLOS
S1V1DO: Retardo tiempo desactivación variable lógica S1V1	S1V1DO = 25 CICLOS
OUTZZZ: Output para Input XXX del SEL 387 para apertura por 50BF sobre 52BT1	OUTZZZ = SV1T * (S1P+S1G)

Donde OUTZZZ corresponde a la output que envía la señal 50BF desde relé SEL 351A al relé SEL 387

b) Relé SEL 387 – Función 50BF

Protección Diferencial de Transformador y Sobrecorriente Subestación Marca /Modelo Relé Grupo ajustes Paños	Ajustes Propuestos Alameda SEL 387-T1 Grupo 1
	52CT1 → 52BT1
Función 50BF Definiciones	Programación
S1V1: Variable lógica TRx: Ecuación apertura por 51/50TD/51N (W2) sobre 52CT1	S1V1 = TRx
S1V1PU: Retardo tiempo activación variable lógica S1V1	S1V1PU = 10 CICLOS
S1V1DO: Retardo tiempo desactivación variable lógica S1V1	S1V1DO = 25 CICLOS
TRx: Ecuación apertura por 51/50TD/51N (W2) sobre 52CT1	TRx = S1P2T + S0P21T + S1N2T
TRy: Ecuación función 50BF 50BF SEL 387 y 50BF externo del SEL 351A	TRy = S1V1T * (S1P2 + S1N2) + INXXX
OUTXXX: Output para apertura por 50BF sobre 52BT1	OUTXXX =+TRIPy

Donde INXXX corresponde a la input que recibe la señal 50BF desde relé SEL 351A

7. AJUSTES PROPUESTOS PARA NUEVAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL TRANSFORMADOR N°2

Para los nuevos relés de protección asociados al transformador N°2 se habilitarán las funciones que se indican:

Paño BT2

Relé SEL 311L

Funciones: 21T/21NT/51/50/51N/50N

Paños BT2 -T2 – CT2

Relé SEL 387

Funciones:

- Lado 66 kV: 51/50/51N/50N/51G (TC neutro lado 15 kV transformador)
- Transformador: 87T
- Lado 15 kV :51/50TD/51N/51G/50BF (52CT2→52BT2)

Paño CT2

Relé SEL 351A

Funciones: 51/50TD/51N/50BF (52CT2→52BT2)

7.1 S/E Alameda - Paño BT2- Relé SEL 311L Funciones 21T/21NT

Se proponen 2 zonas de operación, en dirección forward, con características tipo mho para la función de fases y mho/cuadrilátera para la función residual.

Funciones de distancia de fases y residual

Se ajustan los parámetros de impedancia de secuencia positiva y cero al valor de impedancia del transformador T2 y se modifican sus ángulos a 75° con objeto de variar ángulo de torque máximo del relé para asegurar la detección de fallas residuales con resistencia de falla en bushings de 66 kV del transformador.

Se propone un alcance en primera zona para las funciones de fases y residual ajustándolo al 70% de la impedancia de secuencia positiva del tap central del CDBC (10%) con tiempo de operación instantáneo.

S/E Alameda – Paño BT2 – Relé SEL 311L Alcance Zona 1 - Fase y Residual

Subestación Alameda	
Paño BT2	
Protección de distancia transformador T2	
Relé SEL 311L	
Razón TT/PP	600
Razón TT/CC	60
Zona	1
Alcance programado	70% $Z1_{imp \text{ transformador tap central CDBC}}$
$Z1_{primaria \text{ transformador tap central}}$	10,00 %
	V base: 69 kV
	P base: 15 MVA
	0,000 +j 31,740
Alcance primario calculado	22,22 Ω pri
Alcance secundario a programar	2,22 Ω sec

Se propone un alcance en segunda zona para las funciones de fases y residual ajustándolo al 110% de la impedancia de secuencia positiva del tap central del CDBC (10%) con tiempo de operación de 1.5 segundos.

S/E Alameda – Paño BT2 – Relé SEL 311L
Alcance Zona 2 - Fase y Residual

Subestación Alameda	
Paño BT2	
Protección de distancia transformador T2	
Relé SEL 311L	
Razón TT/PP	600
Razón TT/CC	60
Zona	2
Alcance programado	110% $Z1_{imp \text{ transformador tap central CDBC}}$
$Z1_{primaria \text{ transformador tap Central}}$	10,00 %
	V base: 69 kV
	P base: 15 MVA
	0,000 +j 31,740
Alcance primario calculado	34,91 Ω pri
Alcance secundario a programar	3,49 Ω sec

Alcance resistivo característica cuadrilátera residual y ángulo no homogéneo

Con el propósito de detectar fallas monofásicas con resistencia de al menos 50 ohms en bushings 66 kV del T2 se propone ajustar el alcance resistivo de la característica cuadrilátera residual en 60 ohms primarios (6 ohms secundarios) para ambas zonas.

Se considera un ángulo no homogéneo de la característica cuadrilátera residual ajustado en 0°.

Factor de compensación residual (k_0) y parámetros de secuencia positiva y cero.

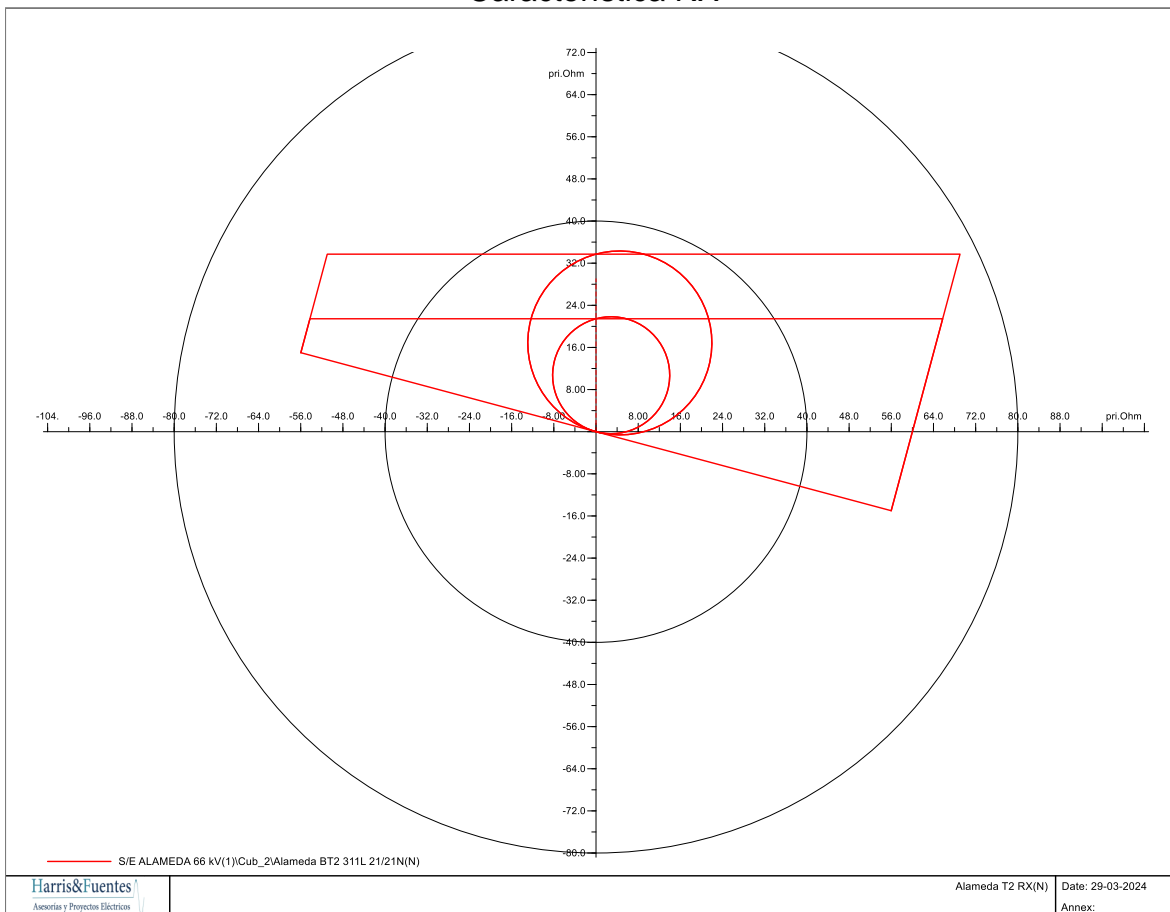
Se propone ajustar el factor de compensación residual (k_0) al valor 0.0L0° (se considera sólo la reactancia del transformador).

Detectores de corriente de falla de funciones de distancia

Se propone ajustar el detector de corriente de falla de distancia de fases de la Zona 1 (50PP1) al valor de pickup de la función de sobrecorriente de fases de tiempo inverso, (4.7 amperes secundarios), valor que se indica más adelante.

Se propone ajustar el detector de falla de distancia de fases de la zona 2 (50PP2) y los detectores de falla de distancia residual de las Zonas 1 y 2 (50L1, 50L2, 50GZ1 y 50GZ2), al mínimo valor ajustable en el relé (0.5 amperes secundarios).

S/E Alameda – Paño BT2 – Relé SEL 311L
Característica RX



S/E Alameda
Ajustes relé SEL311L– Paño BT2
Funciones 21T/21NT

Protección de Distancia y Sobrecorriente Subestación Paño Marca /Modelo Relé Grupo ajustes	Ajustes Propuestos Alameda BT2 General 66 kV T2 SEL 311L 1			
Ajustes Generales				
Relación TT/CC	300 / 5 A 60			
Relación TT/PP Barra	66000 v	:	110 v	
Rotación de fases (PHROT)	600 ABC			
Función de Distancia				
Generales				
Impedancia sec. positiva secundario	3,17	L	75,00 °	
Impedancia sec. cero secundario	2,69	L	75,00 °	
Longitud línea	1,00 km			
Angulo torque máximo	línea			
TANG	0,0 °			
K0	0,000	L	0,00 °	
Detectores de corriente de falla				
Característica de fases Zona 1 (50PP1)	4,70 A sec			
Característica residual Z1(50L1 y 50GZ1)	0,50 A sec			
Característica de fases Zona 2 (50PP2)	0,50 A sec			
Característica residual Z2(50L2 y 50GZ2)	0,50 A sec			
Elemento de Fase Característica Mho				
Zonas habilitadas	2			
	Dirección	Alcance		Tiempo op.
Primera Zona	Forward	2,22 Ω sec		0 ciclos
Segunda Zona	Forward	3,49 Ω sec		75 ciclos
Tercera Zona	NO	NO		NO
Cuarta Zona	NO	NO		NO
Elemento Residual Característica Mho				
Zonas habilitadas	2			
	Dirección	Alcance		Tiempo op.
Primera Zona	Forward	2,22 Ω sec		0 ciclos
Segunda Zona	Forward	3,49 Ω sec		75 ciclos
Tercera Zona	NO	NO		NO
Cuarta Zona	NO	NO		NO
Elemento Residual Característica Cuadrilateral				
Zonas habilitadas	2			
	Dirección	X	R	Tiempo op.
Primera Zona	Forward	2,22 Ω sec	6,00 Ω sec	0 ciclos
Segunda Zona	Forward	3,49 Ω sec	6,00 Ω sec	75 ciclos
Tercera Zona	NO	NO	NO	NO
Cuarta Zona	NO	NO	NO	NO

7.2 S/E Alameda - Paño BT2

Relé SEL 311L Funciones 51/50/51N/50N
Relé SEL 387 (W1 y W3) Funciones 51/50/51N/50N/51G

Estas funciones se implementan en el relé SEL 311L y también en el relé diferencial SEL 387 (W1).

Sobrecorriente de fase (51)

Se propone un valor de pickup de fase en el valor equivalente a aproximadamente un 135% de la capacidad de paso ONAF del transformador T2 (282 amperes, 33.70 MVA en 69 kV).

La curva de sobrecorriente de fases propuesta debe ubicarse por sobre la característica de sobrecorriente de fases del paño CT2 correspondiente al lado 15 kV, con un tiempo que asegure coordinación. Esta curva debe ser lo suficientemente elevada para permitir la energización del transformador de poder, de modo que se pueda conectar sin la operación indeseada de esta protección y se debe situar por debajo de su curva de daño, para protegerlo adecuadamente contra fallas pasantes externas que pueden producir daños térmicos y mecánicos.

Sobrecorriente instantánea de fase (50)

Se habilita una función de sobrecorriente instantánea ante fallas de fases que ocurran en el transformador. El valor se ajusta considerando que no debe detectar fallas en la barra 15 kV, como tampoco debe tener una falsa operación por corriente de inrush.

La máxima falla en barra 15 kV, reflejada en el lado de 66 kV, simulada en DlgSILENT es de 1.071 amperes y corresponde a una falla trifásica para la topología TO2_RAT1. Por otro lado, la corriente inrush se estima en 1.255 amperes considerando que puede llegar a ser 10 veces la corriente del transformador en su potencia ONAN.

Entonces, el ajuste dado al pickup de la función 50 es de 1.800 amperes primarios (30 A sec), lo que asegura que responderá correctamente ante fallas en el transformador y no detectará fallas en el lado 15 kV con un margen de seguridad de un 68% respecto a la topología de mayor aporte en niveles de cortocircuito (TO2_RAT1) .

Sobrecorriente residual (51N)

Se ajusta el pickup de la protección de sobrecorriente residual en 30 amperes primarios (mínimo valor posible de programar en el relé SEL 387), valor equivalente a un 14.3% de la corriente nominal del transformador de poder en régimen ONAF.

La curva se debe ubicar por debajo de la curva de daño del transformador de poder.

Sobrecorriente instantánea residual (50N)

Se habilita una función de sobrecorriente instantánea ante fallas residuales que ocurran en el transformador. Se ajusta su valor de pickup a 360 amperes primarios (6 A sec).

Debido al tipo de conexionado Dyn1 del transformador de poder, las funciones de sobrecorriente residuales no requieren coordinar con las protecciones del lado 15 kV.

Sobrecorriente residual de neutro (51G)

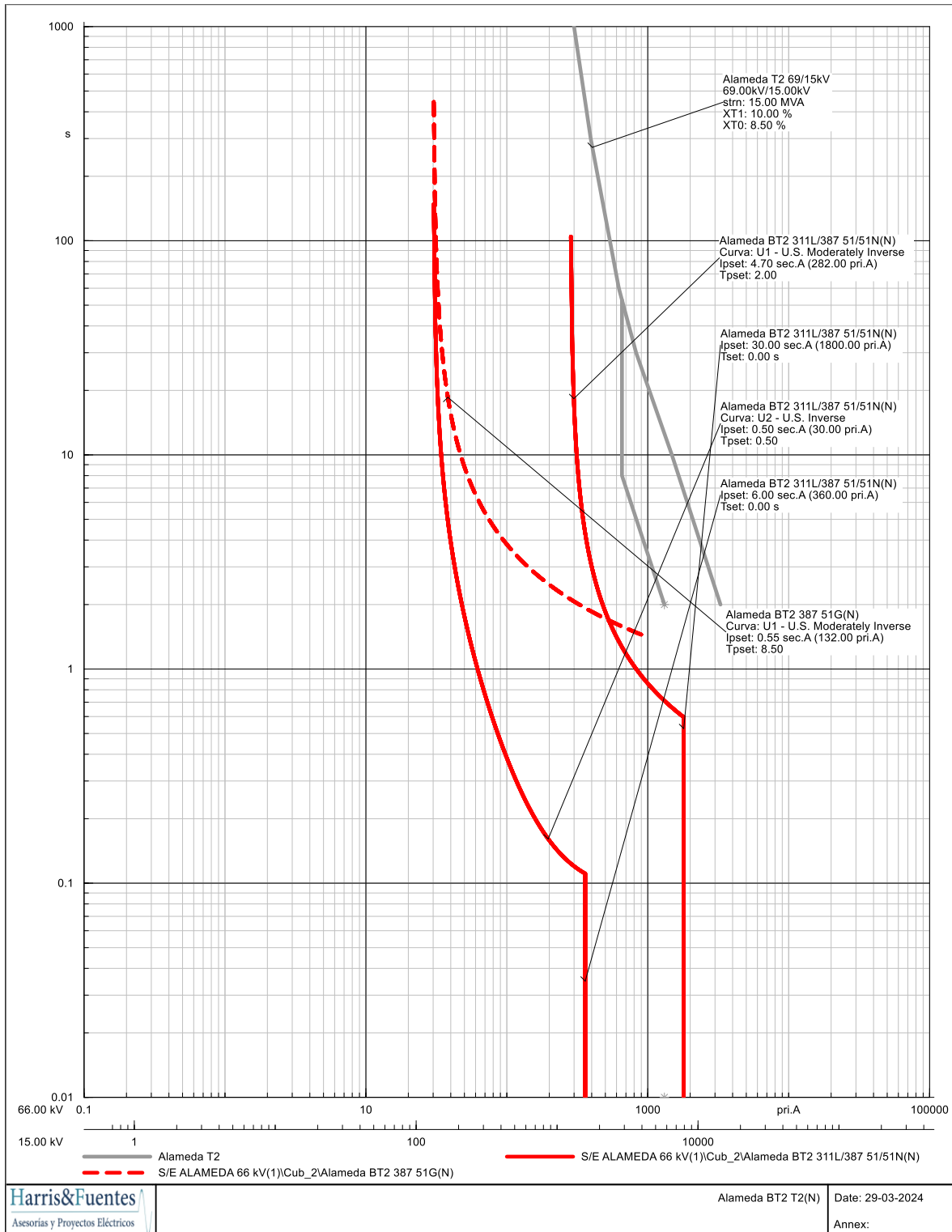
Se propone habilitar en el relé SEL 387 una característica de tiempo inverso residual tomando una señal de corriente desde el TC ubicado en el bushing X0 del transformador T2.

Esta función brindará disparo sobre el interruptor 52BT2 de manera coordinada con las protecciones que dan desenganche sobre el interruptor 52CT2 y tienen como propósito principal detectar fallas residuales con resistencia de al menos 50 ohms ubicadas entre los bushings del lado MT (15kV) del transformador de poder y el interruptor 52CT2.

Los ajustes consideran:

- ✓ Utilización del TC denominado TCCT2N t.b. (p20) ubicado en el bushing X0 del transformador en relación 1200/5 A.
- ✓ Utilización del W3 del relé SEL 387 para la input de corriente del neutro del transformador.
- ✓ Disparo sobre interruptor 52BT2 incorporando la función a la lógica de disparo habilitada.
- ✓ Determinación de valores de pickup, time dial para la característica 51G para conseguir adecuada coordinación con las protecciones de adyacencias superiores e inferiores.

S/E Alameda – Paño BT2– Relés SEL 311L y SEL 387 (W1+W3) Característica Tiempo – Corriente



S/E Alameda
Ajustes relé SEL 311L– Paño BT2
Funciones 51/50/51N/50N

Protección de Distancia y Sobrecorriente Subestación Paño Marca /Modelo Relé Grupo ajustes		Ajustes Propuestos Alameda BT2 General 66 kV T2 SEL 311L 1		
Ajustes Generales				
Relación TT/CC		300 / 5 A 60		
Función de Sobrecorriente				
Elemento de Fase				
Tiempo Sobrecorriente		1 U1 4,70 A sec 2		
Tiempo definido		C. Torque	Pickup	Tiempo op.
Tiempo definido 1		1	30,00 A sec	0 ciclos
Elemento Residual				
Tiempo Sobrecorriente		1 U2 0,50 A sec 0,5		
Tiempo definido		C. Torque	Pickup	Tiempo op.
Tiempo definido 1		1	6,00 A sec	0 ciclos

S/E Alameda
Ajustes relé SEL 387(W1+W3) Paño BT2
Funciones 51/50/51N/50N/51G

Protección Diferencial de Transformador y Sobrecorriente Subestación Transformador Marca /Modelo Relé Grupo ajustes		Ajustes Propuestos Alameda T2 SEL 387 Grupo 1	
Características transformador de corriente			
Relación TT/CC		300 / 5 A	
Función de sobrecorriente		BT2	
Winding secundario relé		W1	
Elemento de Fase			
Tiempo Inverso	C. Torque	1	
	Curva	U1	
	Pickup	4,70 A sec	
	Time dial	2	
Tiempo definido	C. Torque	1	
	Pickup	30,00 A sec	
	Tiempo op.	0 ciclos	
Elemento Residual			
Tiempo Inverso	C. Torque	1	
	Curva	U2	
	Pickup	0,50 A sec	
	Time dial	0,5	
Tiempo definido	C. Torque	1	
	Pickup	6,00 A sec	
	Tiempo op.	0 ciclos	
Función de sobrecorriente		Bushing X0 T2	
Winding secundario relé		Winding 3	
		TRIP sobre BT2	
Elemento Residual de Neutro (51G)			
Relación de TT/CC (TC bushing neutro lado 15 kV)		240	
Tiempo Inverso	C. Torque	1	
	Curva	U1	
	Pickup	0,55 A sec	
	Time dial	8,5	

7.3 S/E Alameda Transformador T2 Relé SEL 387 Función 87T

Datos considerados para los ajustes:

Transformador de Poder T2 en relación 69/15 kV en tap neutral del CDBC
Potencia: 25 MVA
Grupo de conexión: Dyn1

Transformadores de Corriente lado 69 kV
Conexión secundaria en Y (estrella)
Precisión núcleo protección: 10P20
Razón de transformación (W1): 300/5 = 60

Transformadores de Corriente lado 15 kV
Conexión secundaria en Y (estrella)
Precisión núcleo de protección: C400
Razón TC conectado a enrollado 2 (W2): 1200/5 = 240

Cálculo de los taps con que se ajustará en el relé SEL-387:

La potencia máxima del transformador es 25 MVA, en régimen ONAF.

Para calcular los Taps, el relé utiliza la siguiente fórmula:

$$TAPn = \frac{MVA * 1000}{\sqrt{3} * VWDG * CTRn} * C$$

Donde:

$$C = \begin{cases} 1, & \text{si el ajuste } WnCT = Y \text{ (Estrella)} \\ \sqrt{3}, & \text{si el ajuste } WnCT = D \text{ (Delta)} \end{cases}$$

C: Factor según la conexión usada en los TTCC.

MVA: ajuste de máxima capacidad de potencia del transformador.

VWDGn: ajuste de voltaje línea-línea, en kV.

CTRn: ajuste de razón de TC.

Los taps calculados arrojaron los siguientes valores:

TAP1= 3.49

TAP2= 4.01

Se debe cumplir de acuerdo con manual del relé que, $\frac{TAP_{max}}{TAP_{min}} \leq 7.5$

$$\frac{4.01}{3.49} = 1.15 \leq 7.5$$

Compensaciones por los desfases angulares:

El transformador de poder tiene grupo de conexión Dyn1 y sus bushings del lado 66 kV estarán conectados al paño BT1 utilizando la siguiente secuencia:

H1 Fase 1 SEN
H2 Fase 2 SEN
H3 Fase 3 SEN

Los secundarios de los TTCC de protección serán conectados en estrella, por lo que se considera el siguiente ajuste:

PHROT = ABC

W1CTC = 12

W2CTC = 1

Ajuste del porcentaje del slope de retención SLP1, SLP2 y IRS1:

Para la primera parte de la curva (SLP1), se ajusta un slope de 35%. Este valor considera un error de TTCC clase 10P20 de un 10%, el margen máximo del CDBC de un 13%, un margen de seguridad de un 10% por error de medida del relé y un error por corriente de excitación de un 2%.

SLP1 = 35

Para la segunda parte de la curva (SLP2), se considera un valor de 50%, debido a la eventualidad que un transformador de corriente se sature en fallas con alta corriente y con ello se genere una orden de trip incorrecta.

SLP2 = 50

Para el límite de operación de la primera zona de la curva (SLP1), punto IRS1, donde se interceptan ambos slope, el fabricante recomienda un valor de 3 veces el tap.

IRS1 = 3.0

Se comprueba según lo solicitado por el manual del fabricante que:

$$TAP_{max} \cdot IRS1 \leq 155.0$$

$$4.01 \cdot 3.0 = 12.03 \leq 155$$

Ajuste de pickup de la corriente diferencial O87P:

Se ajustará un valor de 0.30, verificando que este valor es lo suficientemente sensible para detectar fallas monofásicas con resistencia de hasta 18 ohms dentro de la zona de operación.

$$\mathbf{O87P = 0.30}$$

Se comprueba según lo solicitado por el manual del fabricante que:

$$TAP_{min} \cdot O87P \geq 0.1 \cdot I_n$$

$$3.49 \cdot 0.30 = 1.047 \geq 0.1 \cdot 5 = 0.5$$

Umbral de operación sin retención U87P:

Se debe ajustar a un valor mayor que la corriente de inrush esperada y en lo posible inferior a la corriente de cortocircuito de paso esperada para fallas del transformador a proteger.

La corriente nominal del transformador en régimen ONAN es de 125.5 A en el lado 69 kV. Suponiendo que la corriente de inrush puede llegar a ser 10 veces la corriente nominal, se tendría una corriente de energización de 1.255 A.

Por lo anterior, se ajusta un valor equivalente a aproximadamente un 17% por sobre la corriente de inrush esperada:

$$U87P > \frac{I}{RTC_n \cdot Tap_n} = \frac{1.255}{60 \cdot 3.49} = 5.99, \quad \text{se ajusta } \mathbf{U87P = 7}$$

Ajuste de bloqueo por 2^{do} armónico PCT2:

Este ajuste permite evitar una operación indeseada de la protección diferencial durante la energización. Un ajuste conservador recomendado por el fabricante es de un 15%.

$$\mathbf{PCT2 = 15}$$

Ajuste de bloqueo por 5^{to} armónico PCT5:

No se considera la habilitación de bloqueo por 5^{to} armónico.

$$\mathbf{PCT5 = OFF}$$

Ajuste del elemento bloqueo de armónicas IHBL:

Se ajustan los siguientes valores para permitir el bloqueo de operación diferencial en el caso de presentarse corriente inrush.

IHBL = N

S/E Alameda
Ajustes relé SEL 387 – Transformador T2
Función 87T

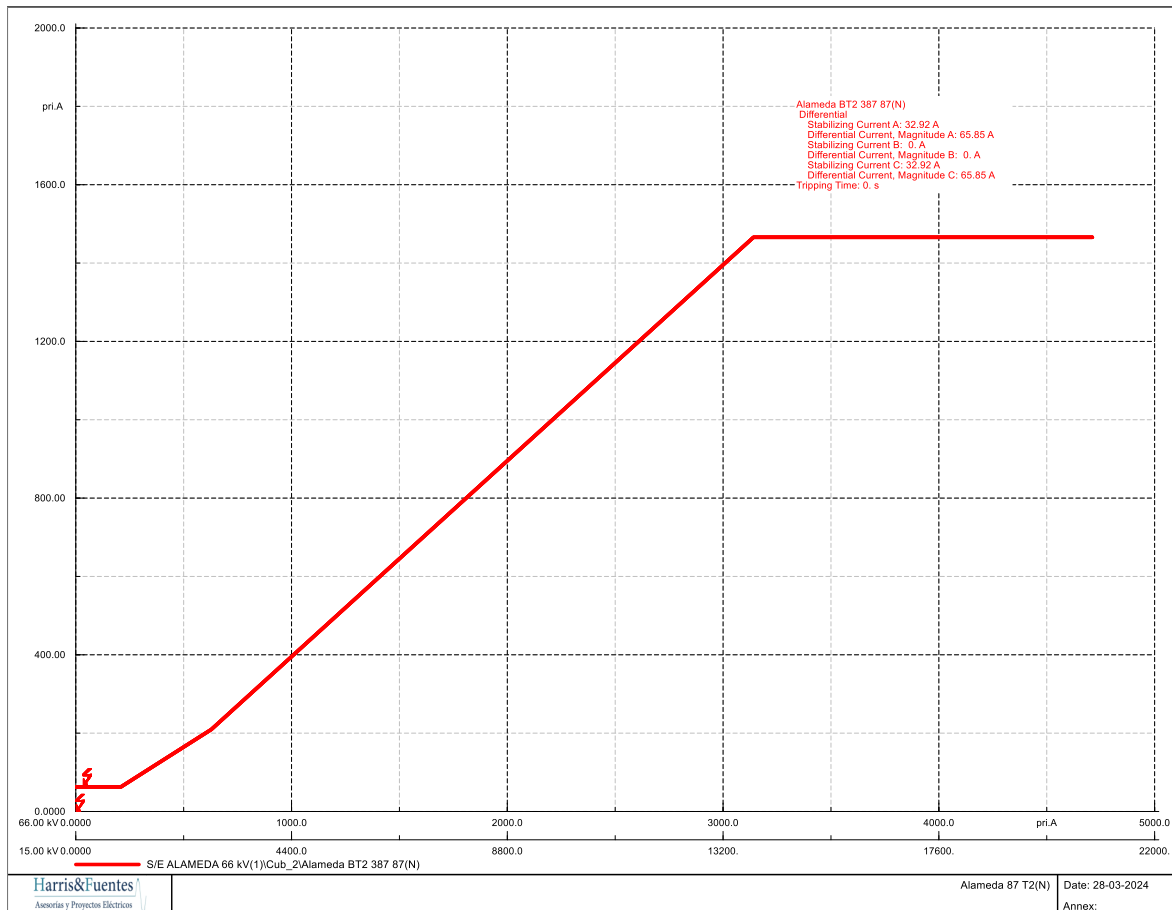
Protección Diferencial de Transformador y Sobrecorriente Subestación Transformador Marca /Modelo Relé Grupo ajustes		Ajustes Propuestos Alameda T2 SEL 387 Grupo 1	
Características transformador de poder		15/20/25 25,0 MVA Dyn1	
Potencia (MVA)			
Potencia nominal máxima			
Grupo conexión			
Voltaje nominal		69,0 kV	15,0 kV
Corriente nominal máxima		209,2 A	962,3 A
Características transformador de corriente			
Relación TT/CC		300 / 5 A	1200 / 5 A
Función Diferencial			
	Paño	BT2	CT2
	Winding secundario relé	W1	W2
Rotación de fase conexión al sistema	PHROT	ABC	
Define compensación interna conexión	ICOM	Y	
Habilita W1 en elemento diferencial	E87W1	Y	
Habilita W2 en elemento diferencial	E87W2	Y	
Potencia máxima transformador	MVA	25	
Voltaje nominal	VWDGn	69	15
Conexión T/C winding n	WnCT	Y	Y
Compensación conexión T/C winding r	WnCTC	12	1
Relación T/C para winding n	CTRn	60	240
Tap	TAPn	3,49	4,01
Elemento restringido	O87P	0,30 x Tap	
Porcentaje retención Slope 1	SLP1	35%	
Corriente retención Slope 1	IRS1	3,0 x Tap	
Porcentaje retención Slope 2	SLP2	50%	
Elemento no restringido	U87P	7,00 x Tap	
Bloqueo 2ª armónica	PCT2	15%	
Bloqueo 5ª armónica	PCT5	OFF	
Bloqueo independiente de armónicas	IHBL	N	

Verificación de sensibilidad ante falla con menor valor de aporte de corriente dentro de la zona de operación diferencial

Se obtiene el valor máximo de resistencia de falla capaz de ser detectada para una falla monofásica dentro de su zona de operación (sin corriente por el winding 2 del relé SEL 387).

Para ello, se simula en DlgSILENT una falla monofásica con resistencia de falla inmediatamente antes del TC lado 15 kV utilizado por el relé diferencial, para la topología analizada que presenta los menores niveles de cortocircuito, observándose operación de la función diferencial. El valor de resistencia de falla máximo obtenido es de 18 ohms.

La topología TO3_PCT2 es la que presenta el menor nivel de cortocircuito de acuerdo con los resultados presentados en el capítulo 10, "Cálculo de Niveles de Cortocircuito".



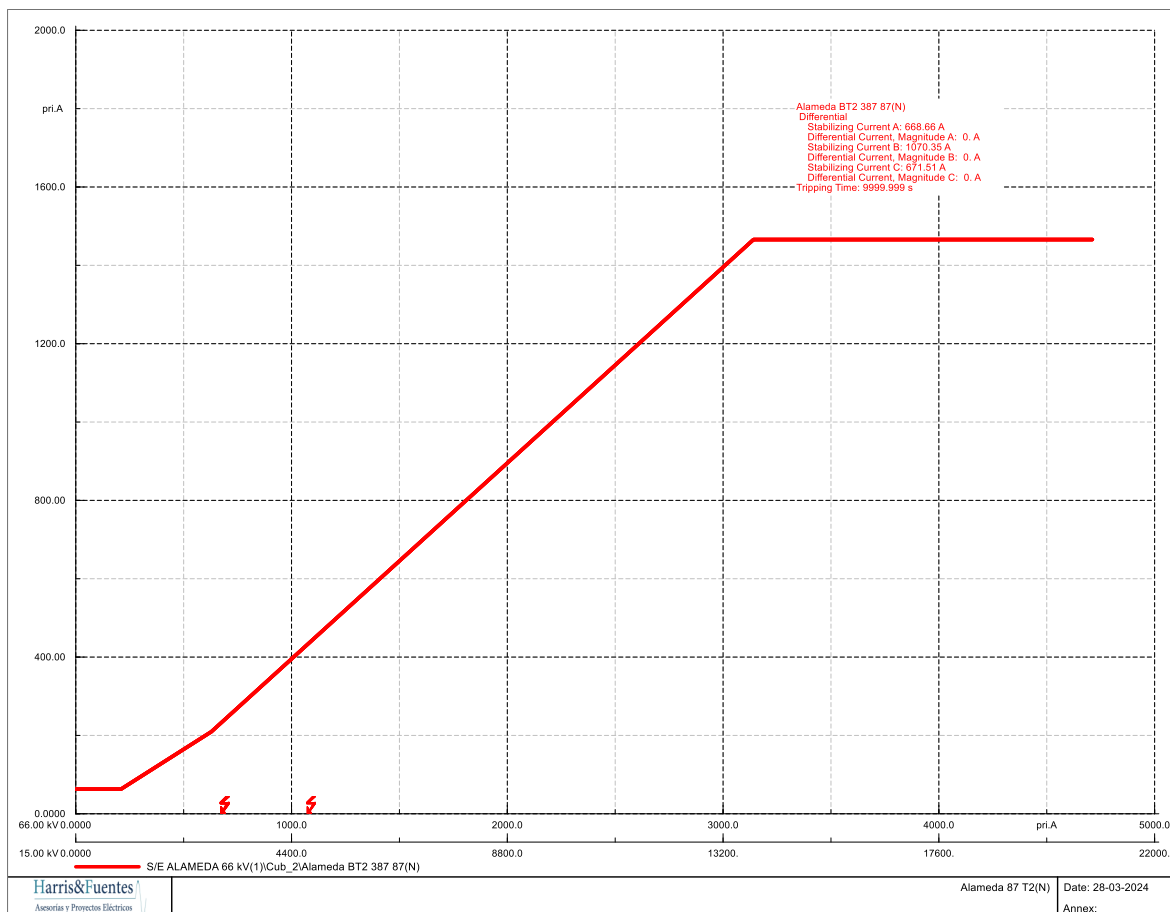
Verificación de no-operación ante falla externa pasante en barra 15 kV (fuera de la zona de operación para escenario de mayor nivel de cortocircuito)

Se verifica que la función diferencial es insensible a la operación ante una falla externa pasante para el escenario y tipo de falla que presente el mayor nivel de cortocircuito.

Al respecto y considerando que la función diferencial tiene operación segregada por fase, se determina la máxima corriente pasante en barra 15kV para el tipo de falla y escenario de acuerdo con los resultados presentados en el capítulo 9, “Cálculo de Niveles de Cortocircuito”.

Se determina que la máxima corriente de cortocircuito pasante por el transformador T2 de S/E Alameda será para una falla bifásica a tierra bajo la topología TO2_RAT1.

La simulación en DIgSILENT demuestra la insensibilidad a la operación de la función diferencial del transformador ante la máxima corriente de falla pasante esperada.



En el Anexo F, documento emitido por separado, se verifica la estabilidad de la protección diferencial del transformador T2, para todos los tipos de fallas analizados en el estudio, bajo el escenario que representa los mayores niveles de cortocircuito.

7.4 S/E Alameda - Paño CT1 Relés SEL 387 (W2) y SEL 351A Funciones 51/50TD/51N

Sobrecorriente de fases (51)

Se propone un valor de pickup de fase en el valor equivalente a aproximadamente un 125% de la capacidad de paso del transformador T2 (1200 amperes, 31.18 MVA a 15 kV).

La curva de sobrecorriente de fases propuesta se debe situar por debajo de la curva de daño del transformador para protegerlo adecuadamente contra fallas pasantes externas que pueden producir daños térmicos y mecánicos.

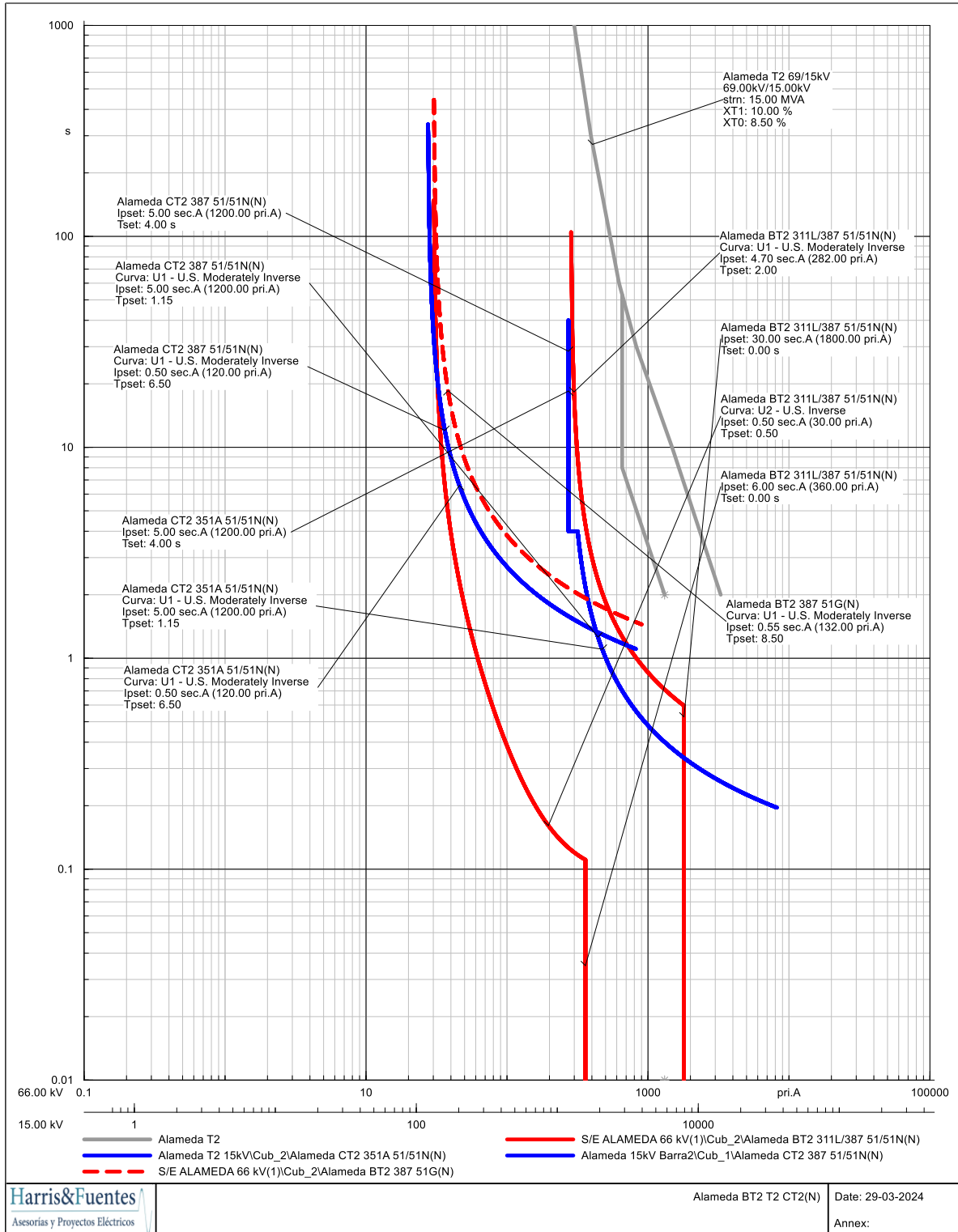
Sobrecorriente de fases de tiempo definido (50TD)

Se propone un valor de pickup con el mismo valor de pickup de la función de sobrecorriente de tiempo inverso y con un tiempo de operación de 4 segundos. El propósito de esta función es asegurar la coordinación con las protecciones de sobrecorriente del paño BT2 ante la ocurrencia de fallas bifásicas en redes MT de los alimentadores 15 kV.

Sobrecorriente residual (51N)

La característica de sobrecorriente residual de tiempo inverso considera el menor valor de pickup permitido por el relé SEL 387 (0.5 amperes secundarios equivalentes a 120 amperes primarios), con un ajuste de time dial que asegure coordinación con sus adyacencias superiores e inferiores.

S/E Alameda
Paño BT2– Relés SEL 311L y SEL 387 (W1+W3)
Paño CT2 – Relés SEL 387(W2) y SEL 351A
Característica Tiempo – Corriente



S/E Alameda
Ajustes relé SEL 387 (W2) - Paño CT2
Funciones 51/50TD/51N

Protección Diferencial de Transformador y Sobrecorriente		Ajustes Propuestos
Subestación		Alameda
Transformador		T2
Marca /Modelo Relé		SEL 387
Grupo ajustes		Grupo 1
Características transformador de corriente		
Relación TT/CC		1200 / 5 A
Función de sobrecorriente		CT2
Winding secundario relé		W2
Elemento de Fase		
Tiempo Inverso	C. Torque	1
	Curva	U1
	Pickup	5,00 A sec
	Time dial	1,15
Tiempo definido	C. Torque	1
	Pickup	5,00 A sec
	Tiempo op.	200 ciclos
Elemento Residual		
Tiempo Inverso	C. Torque	1
	Curva	U1
	Pickup	0,50 A sec
	Time dial	6,5
Tiempo definido	C. Torque	--
	Pickup	--
	Tiempo op.	--

S/E Alameda
Ajustes relé SEL 351A - Paño CT2
Funciones 51/50TD/51N

Protección de Sobrecorriente		Ajustes Propuestos
Subestación		Alameda
Paño		CT2
Marca /Modelo Relé		General 15 kV T2
Grupo ajustes		SEL 351A
Ajustes Generales		1
Relación TT/CC		1200 / 5 A 240
Función de Sobrecorriente		
Elemento de Fase		
Tiempo Inverso	C. Torque	1
	Curva	U1
	Pickup	5,00 A sec
	Time dial	1,15
Elemento Tiempo Definido	Pickup	5,00 A sec
	Tiempo operación	200 ciclos
Elemento Residual		
Tiempo Inverso	C. Torque	1
	Curva	U1
	Pickup	0,50 A sec
	Time dial	6,5

7.5 S/E Alameda - Paño CT2 - Relés 351A y SEL 387(W2) Función 50BF

Esta función se programa independientemente en los relés SEL 351A y 387(W2) y tiene como propósito dar orden de desenganche sobre el interruptor 52BT2 cuando el 52CT2 falle en realizar la apertura por activación de las protecciones de sobrecorriente del lado 15 kV.

La orden de apertura sobre el interruptor 52BT2, originada por la lógica de falla de interruptor (función 50BF), será implementada utilizando el mismo contacto de salida del relé SEL 387 destinado a apertura por la función de sobrecorriente del winding 1 (lado 66kV).

Relé SEL 387

El criterio de activación de la función 50BF en el relé SEL 387 para falla en la apertura del interruptor 52CT2 es el siguiente:

- Que exista una falla presente que genere señal de Trip en las protecciones de sobrecorriente asociadas al lado 15 kV en el relé SEL 387(W2).
- Que hayan transcurrido 0.2 segundos desde el inicio de la orden de Trip enviada por las protecciones, sin producirse extinción de las corrientes.

Relé SEL 351A

El criterio de activación de la función 50BF en el relé SEL 387 para falla en la apertura del interruptor 52CT2 es el siguiente:

- Que exista una falla presente que genere señal de Trip en las protecciones de sobrecorriente asociadas al lado 15 kV en el relé SEL 351A).
- Que hayan transcurrido 0.2 segundos desde el inicio de la orden de Trip enviada por las protecciones, sin producirse extinción de las corrientes.

De acuerdo con el proyecto de control, la orden de trip por función 50BF del relé SEL 351A se alambra a una input digital del relé SEL 387, siendo este último relé quien envíe la señal de disparo sobre el interruptor 52BT2.

Las siguientes tablas muestran los ajustes propuestos a implementar para la función 50BF, en los relés que se indican:

a) Relé SEL 351A – Función 50BF

Protección de Sobrecorriente Subestación Marca /Modelo Relé Grupo ajustes Paños	Ajustes Propuestos Alameda SEL 351A -CT2 Grupo 1
	52CT2 → 52BT2
Función 50BF Definiciones	Programación
SV1: Variable lógica TRIP: Ecuación apertura por 51/50TD/51N sobre 52CT2	SV1 = TRIP
S1V1PU: Retardo tiempo activación variable lógica S1V1	S1V1PU = 10 CICLOS
S1V1DO: Retardo tiempo desactivación variable lógica S1V1	S1V1DO = 25 CICLOS
OUTZZZ: Output para Input XXX del SEL 387 para apertura por 50BF sobre 52BT2	OUTZZZ = SV1T * (S1P+S1G)

Donde OUTZZZ corresponde a la output que envía la señal 50BF desde relé SEL 351A al relé SEL 387

b) Relé SEL 387 – Función 50BF

Protección Diferencial de Transformador y Sobrecorriente Subestación Marca /Modelo Relé Grupo ajustes Paños	Ajustes Propuestos Alameda SEL 387-T2 Grupo 1
	52CT2 → 52BT2
Función 50BF Definiciones	Programación
S1V1: Variable lógica TRx: Ecuación apertura por 51/50TD/51N (W2) sobre 52CT2	S1V1 = TRx
S1V1PU: Retardo tiempo activación variable lógica S1V1	S1V1PU = 10 CICLOS
S1V1DO: Retardo tiempo desactivación variable lógica S1V1	S1V1DO = 25 CICLOS
TRx: Ecuación apertura por 51/50TD/51N (W2) sobre 52CT2	TRx = 51P2T + 50P21T + 51N2T
TRY: Ecuación función 50BF 50BF SEL 387 y 50BF externo del SEL 351A	TRY = S1V1T * (51P2 + 51N2) + INXXX
OUTXXX: Output para apertura por 50BF sobre 52BT2	OUTXXX =+TRIPy

Donde INXXX corresponde a la input que recibe la señal 50BF desde relé SEL 351A

8. AJUSTES PROPUESTOS PARA PROTECCIONES EXISTENTES

8.1 S/E Alameda Unidades de Control C. Power Form 4C Paños C1, C3, C4, C6, C8

Con el propósito de normalizar a los actuales criterios establecidos por CGET, los ajustes de protecciones de los paños de cabecera de media tensión de los alimentadores que cuentan con unidades de control Cooper Power modelo Form 4C, es decir, los paños C1, C3, C4, C6 y C8 de S/E Alameda se proponen las siguientes modificaciones:

- La función de sobrecorriente instantánea de fases actualmente se encuentra operativa para la primera operación. Se propone habilitar también para la segunda operación.
- La función SEF (Sensitive Earth Fault) actualmente considera la reconexión automática ante su operación. Se propone modificar el ajuste a “sin reconexión”.

S/E Alameda Ajustes Unidades de Control Form 4C – Paños C1, C3, C4, C6 y C8 Funciones 50/SEF/79

Protección de Sobrecorriente Subestación Primaria	Ajustes Actuales Alameda	Ajustes Propuestos Alameda
Paños	C1 Avenida España C3 República de Chile C4 Membrillar C6 La Palma C8 Diego Portales	C1 Avenida España C3 República de Chile C4 Membrillar C6 La Palma C8 Diego Portales
Marca /Modelo Reconectador - U de Control	C. Power Form 4C	C. Power Form 4C
Función de reconexión elemento instantáneo de fases		
HCT Active Shot Number - Phase Code 134P	1	1,2
Función de reconexión elemento SEF		
SGF Operations to Lockout Code 124	2	1

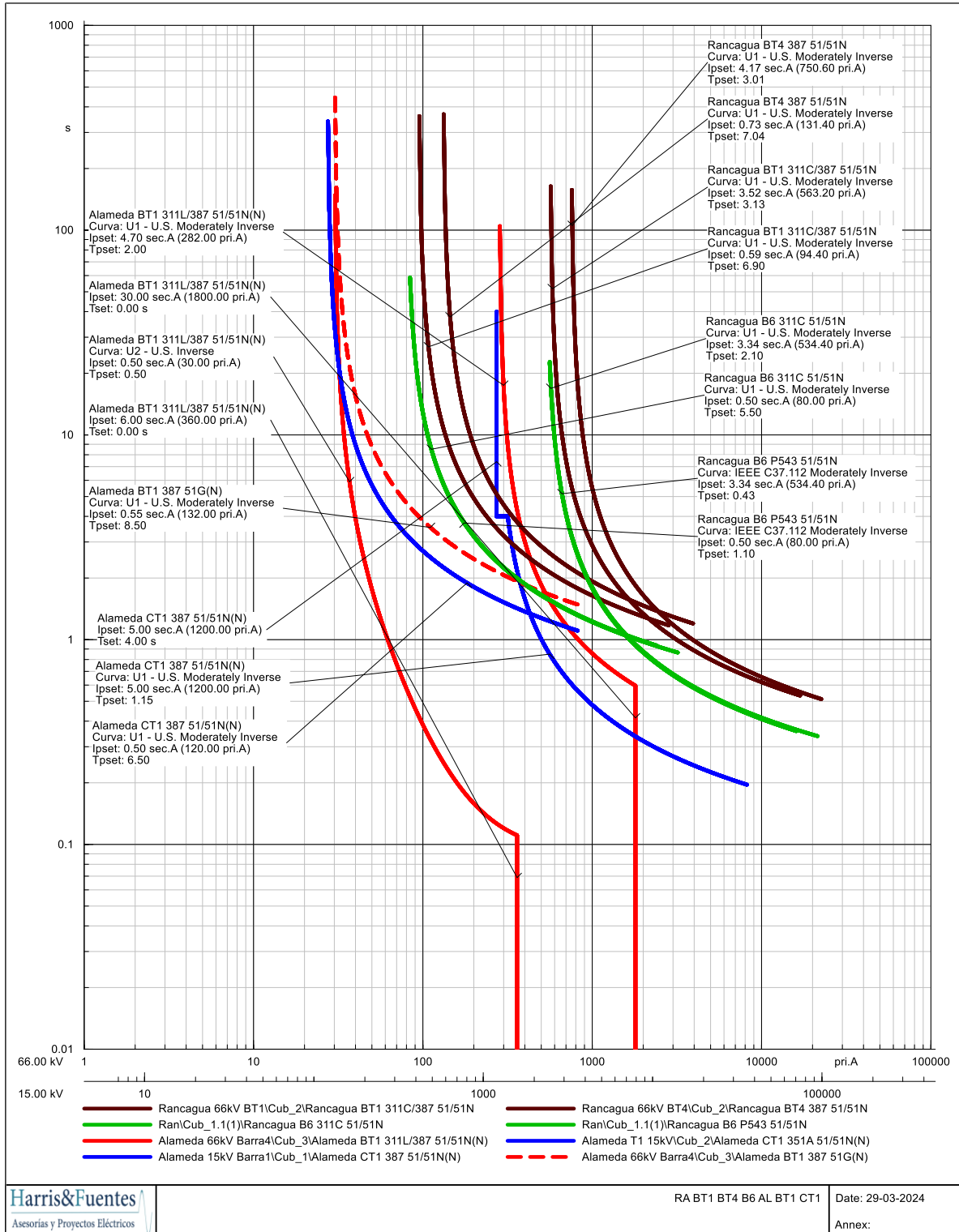
9. CURVAS TIEMPO CORRIENTE DE COORDINACIÓN PROPUESTAS

Debido a que los ajustes propuestos para las protecciones de los paños BT1 y CT1 de S/E Alameda son idénticos a los propuestos para las protecciones de los paños BT2 y CT2, se presentan solamente las curvas de coordinación de las protecciones de los paños BT1 y CT1 con sus adyacencias superiores e inferiores.

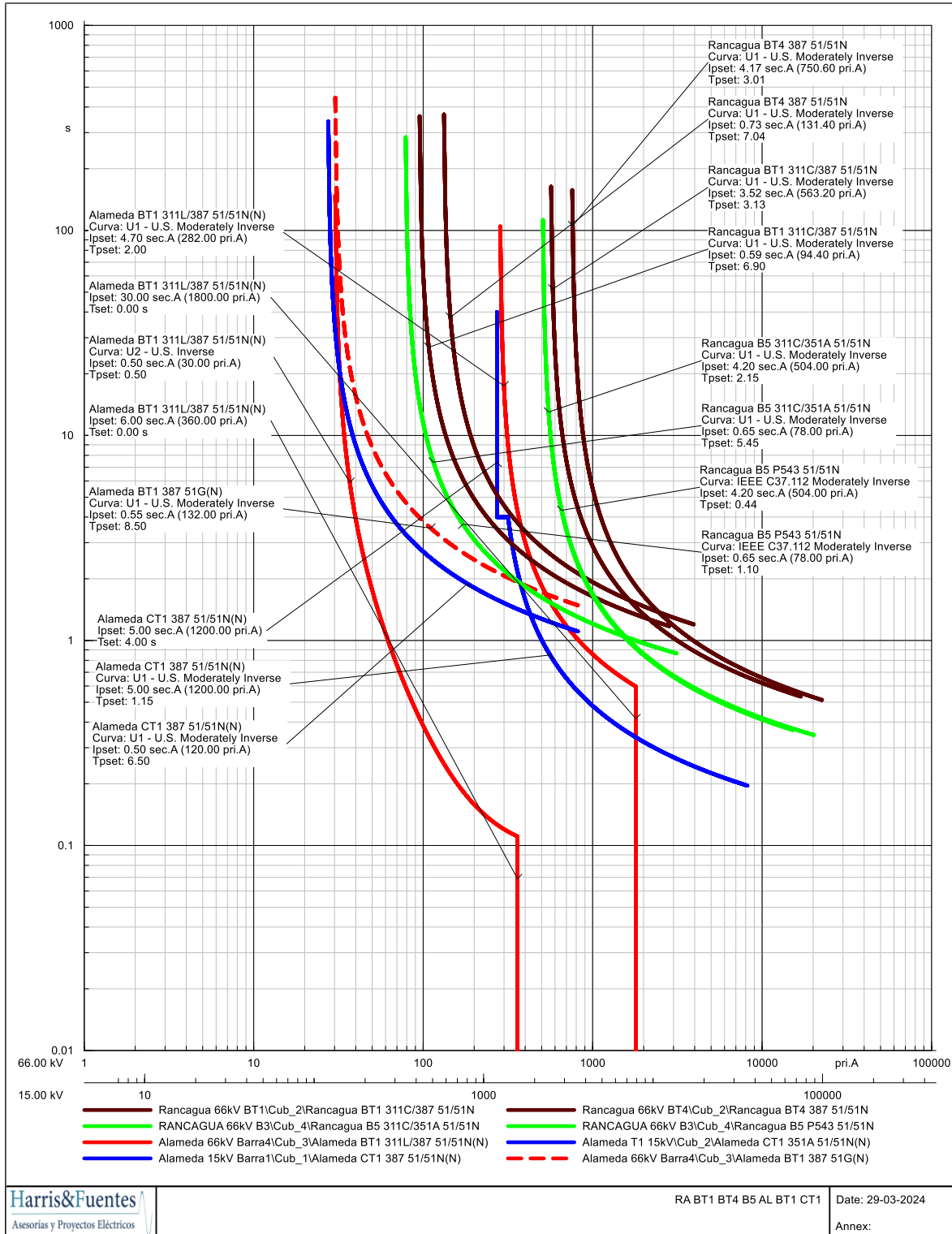
Debido a que los ajustes actuales las protecciones de los paños B4 y B5 de S/E Punta de Cortés son idénticos, se presentan solamente las curvas de coordinación de las protecciones del paño B4 con sus adyacencias superiores e inferiores.

En el caso de los alimentadores MT de S/E Alameda que cuentan con unidades de control Cooper Power Form 4C, es decir, los paños C1, C2, C3, C4, C6 y C8 se muestran solamente las curvas tiempo corriente de los grupos de ajustes alternativos ya que estos presentan los mayores tiempos de operación.

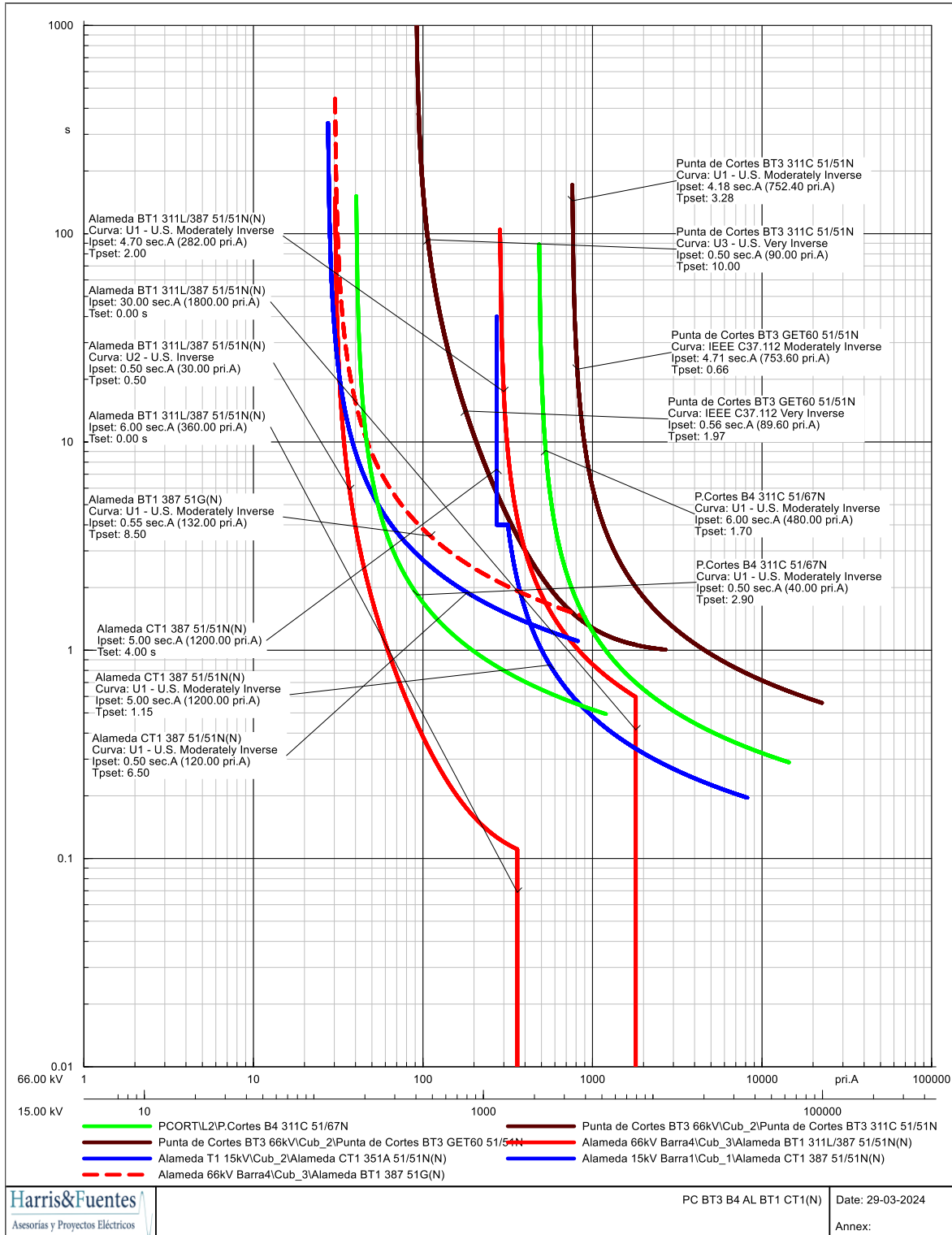
S/E Rancagua: Paños BT1- BT4 – B6
S/E Alameda: Paños BT1 – CT1



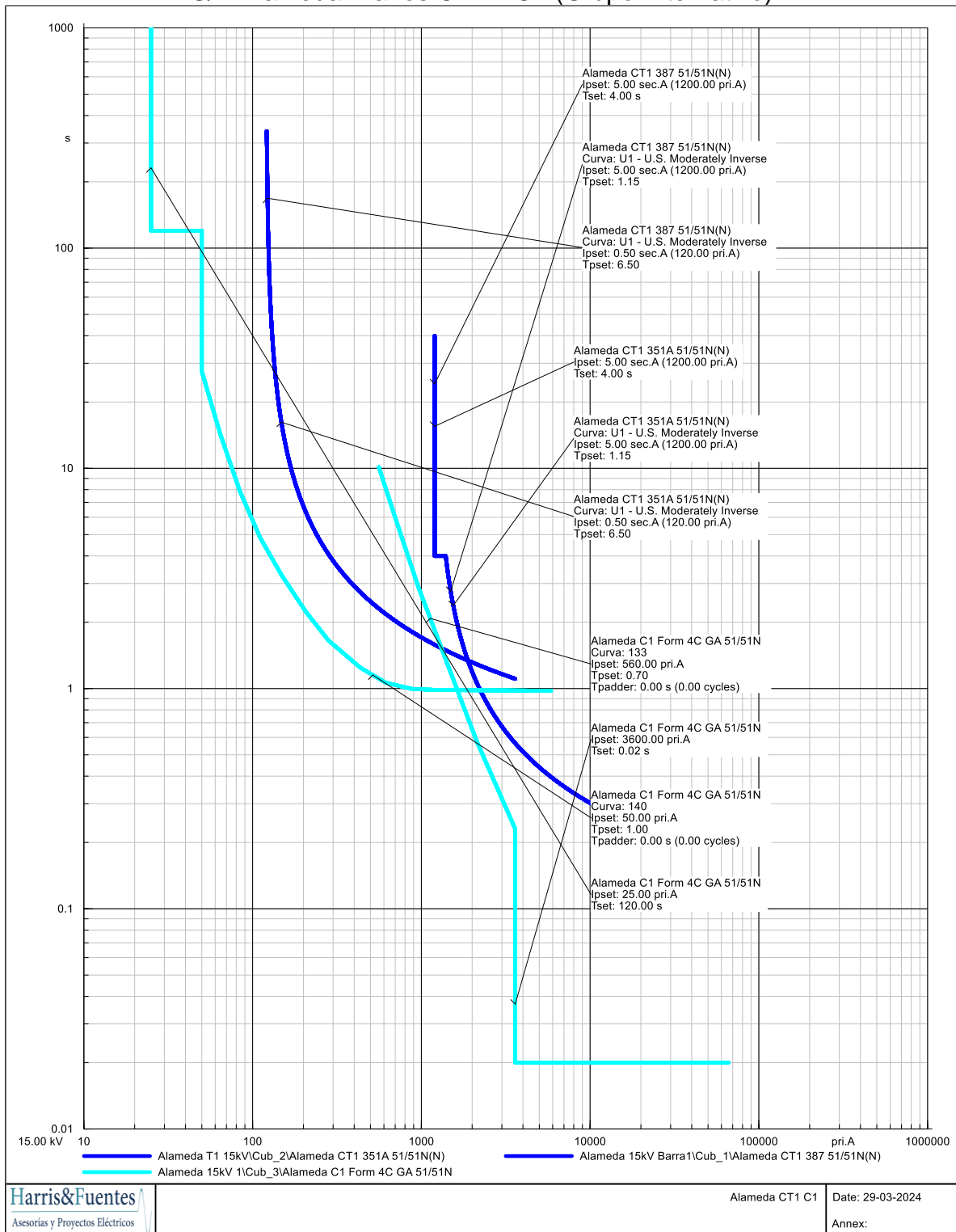
S/E Rancagua: Paños BT1- BT4 – B5
S/E Alameda: Paños BT1 – CT1



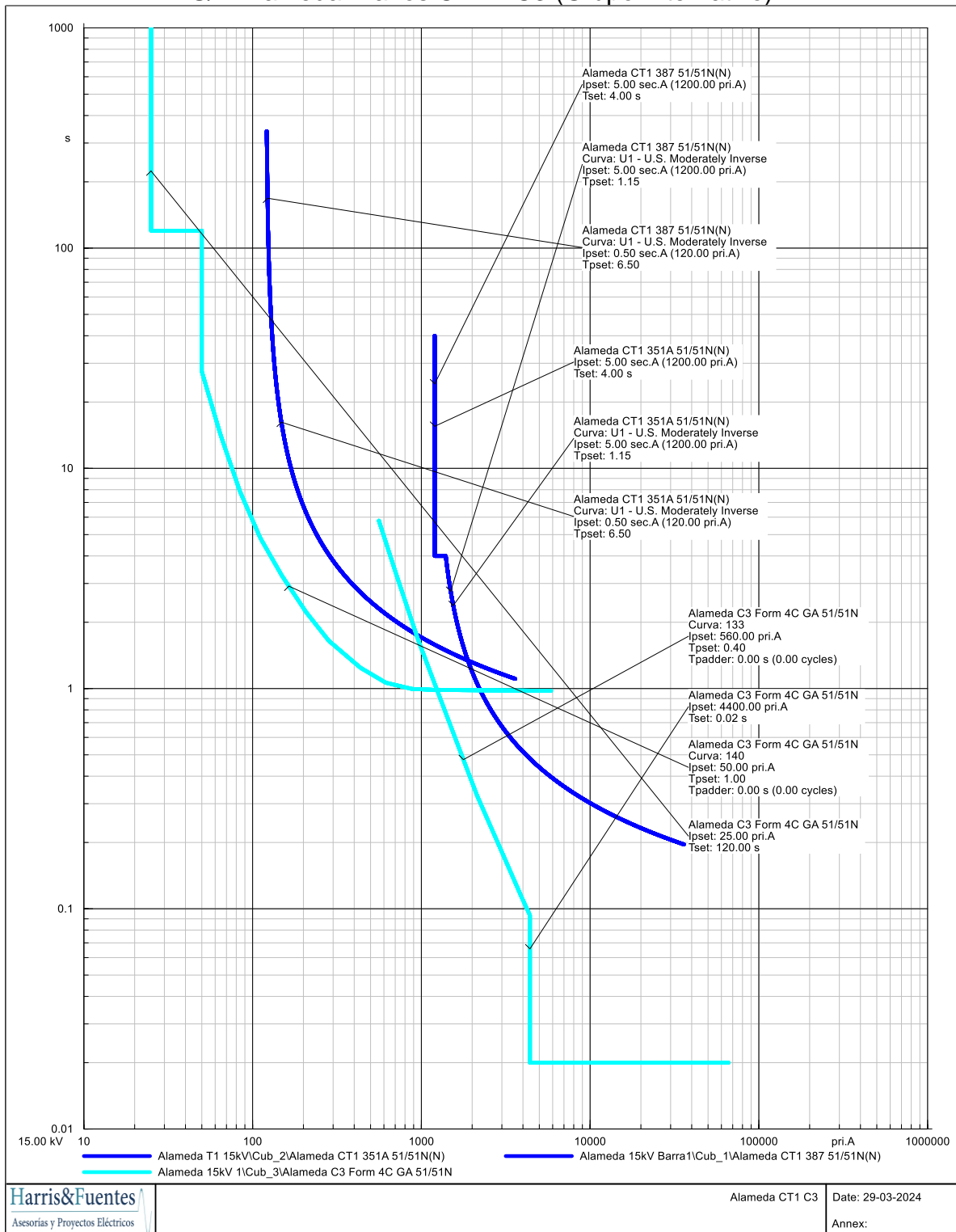
S/E Punta de Cortés: Paños BT3 - B4
S/E Alameda: Paños BT1 – CT1



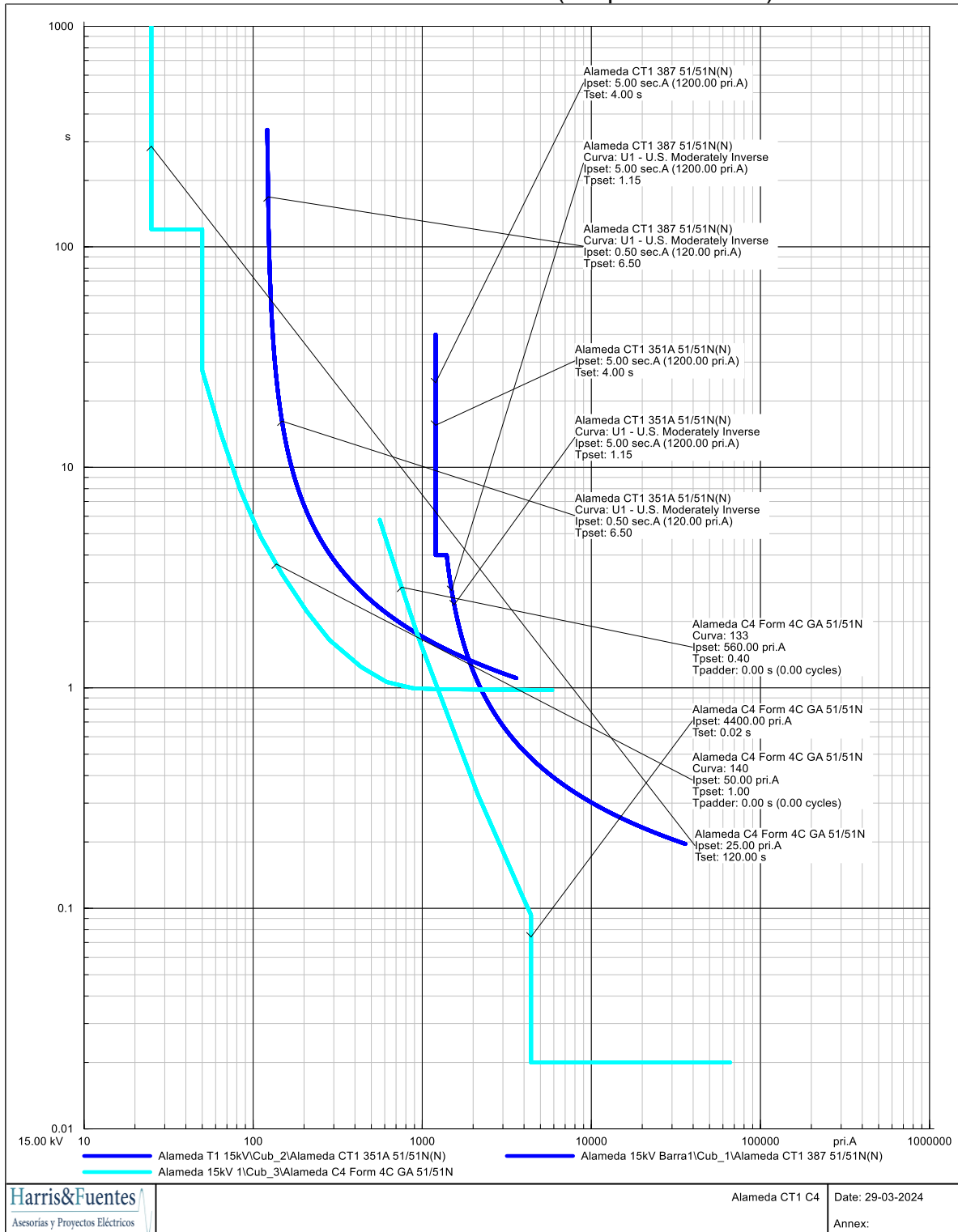
S/E Alameda: Paños CT1 – C1 (Grupo Alternativo)



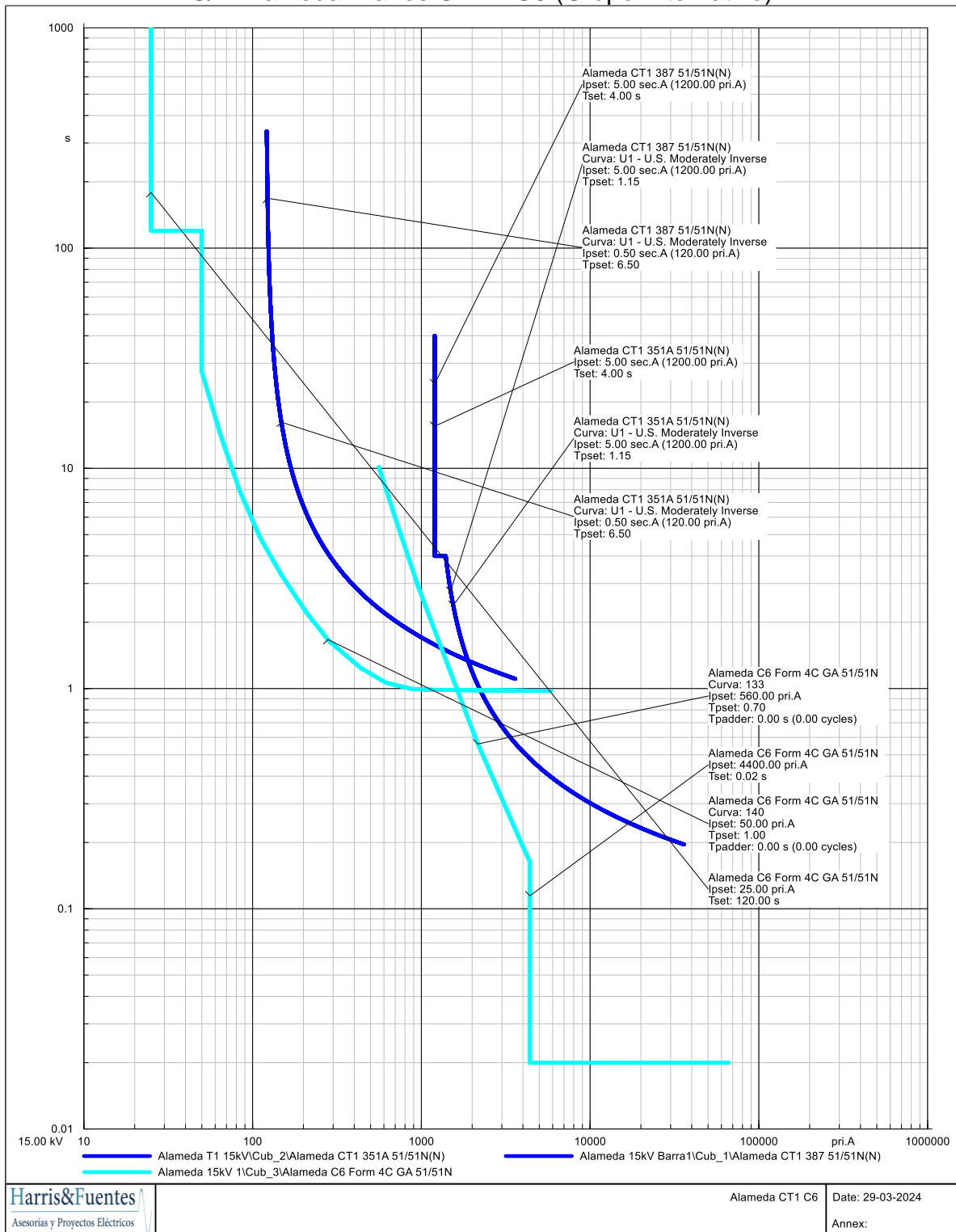
S/E Alameda: Paños CT1 – C3 (Grupo Alternativo)



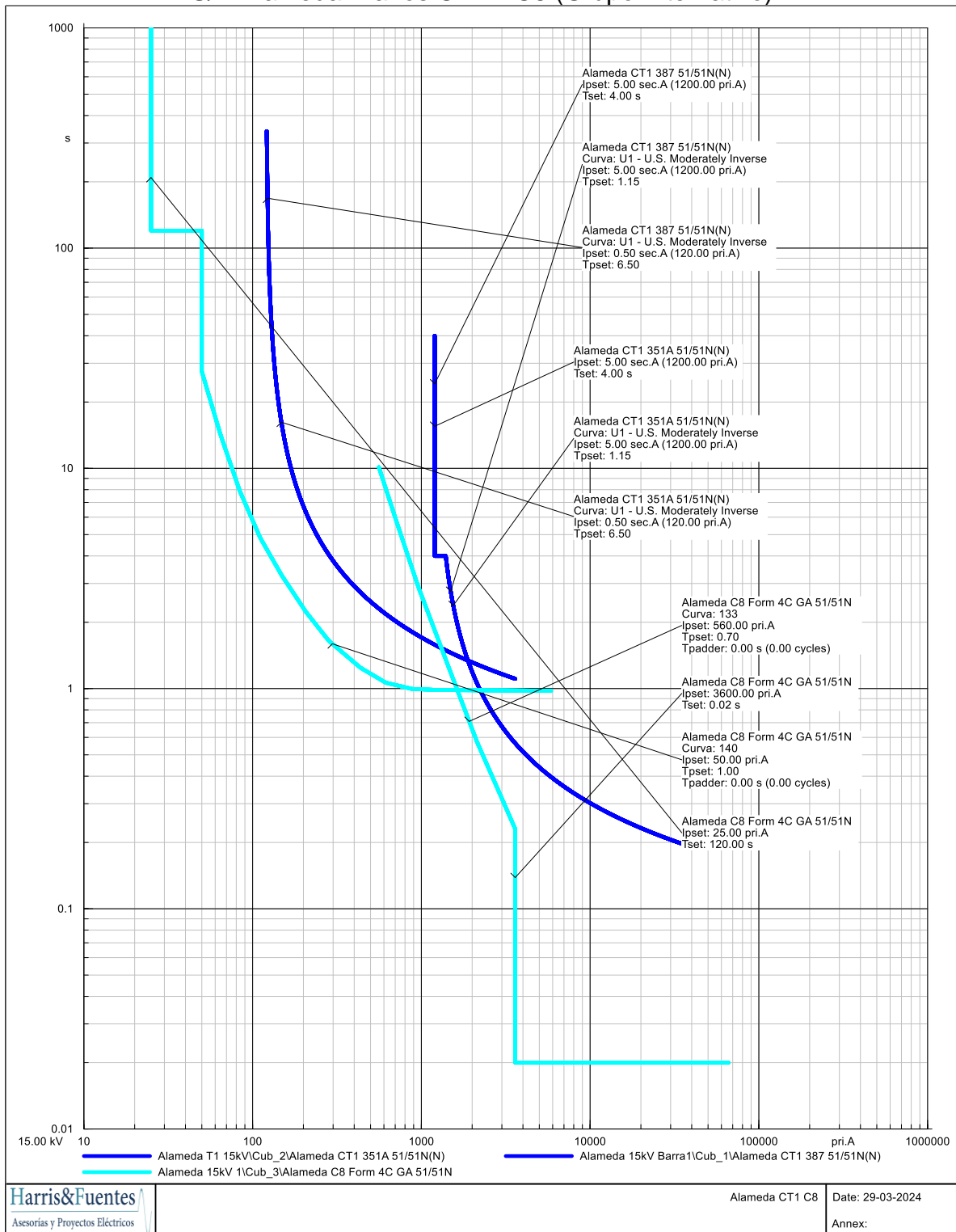
S/E Alameda: Paños CT1 – C4 (Grupo Alternativo)



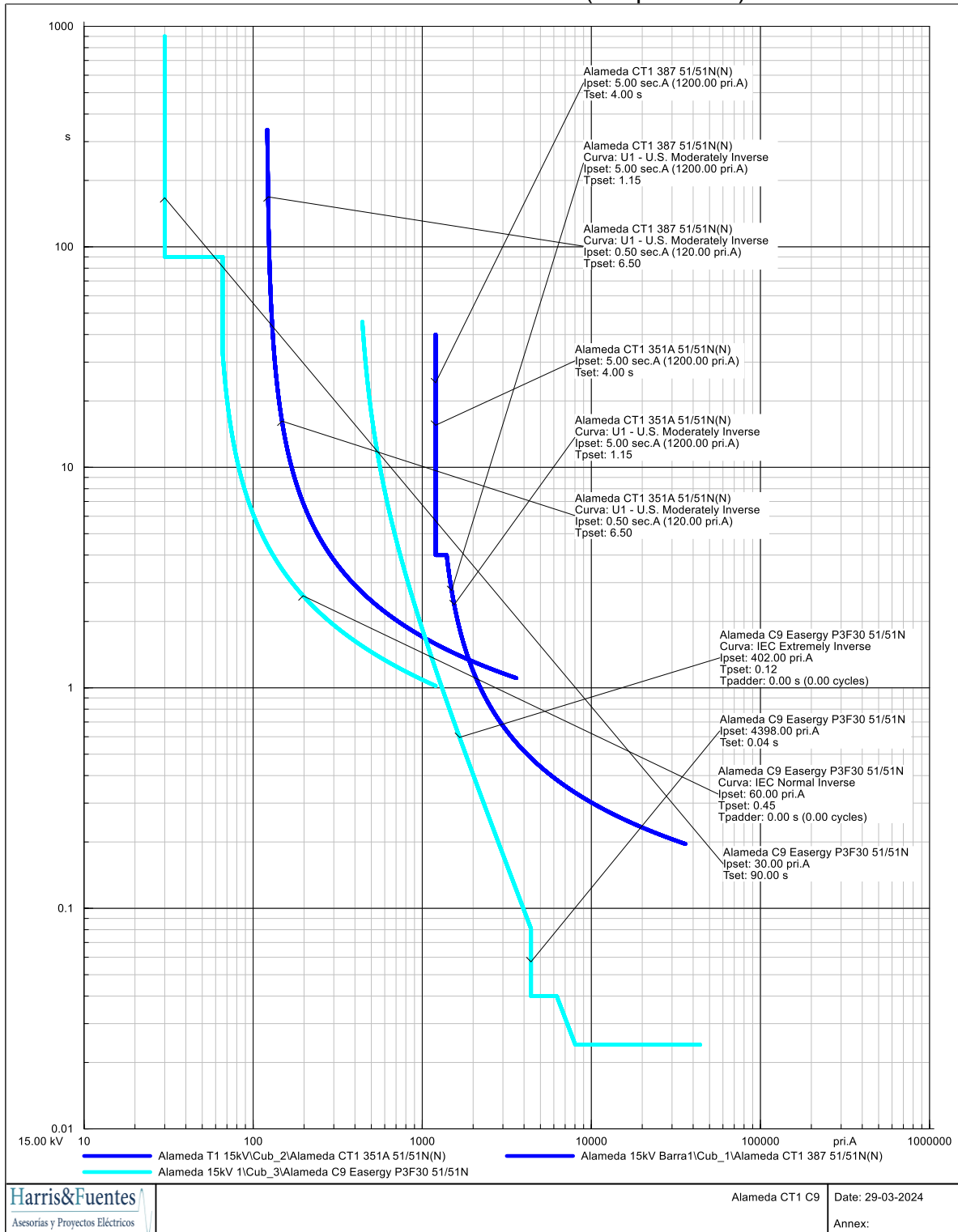
S/E Alameda: Paños CT1 – C6 (Grupo Alternativo)



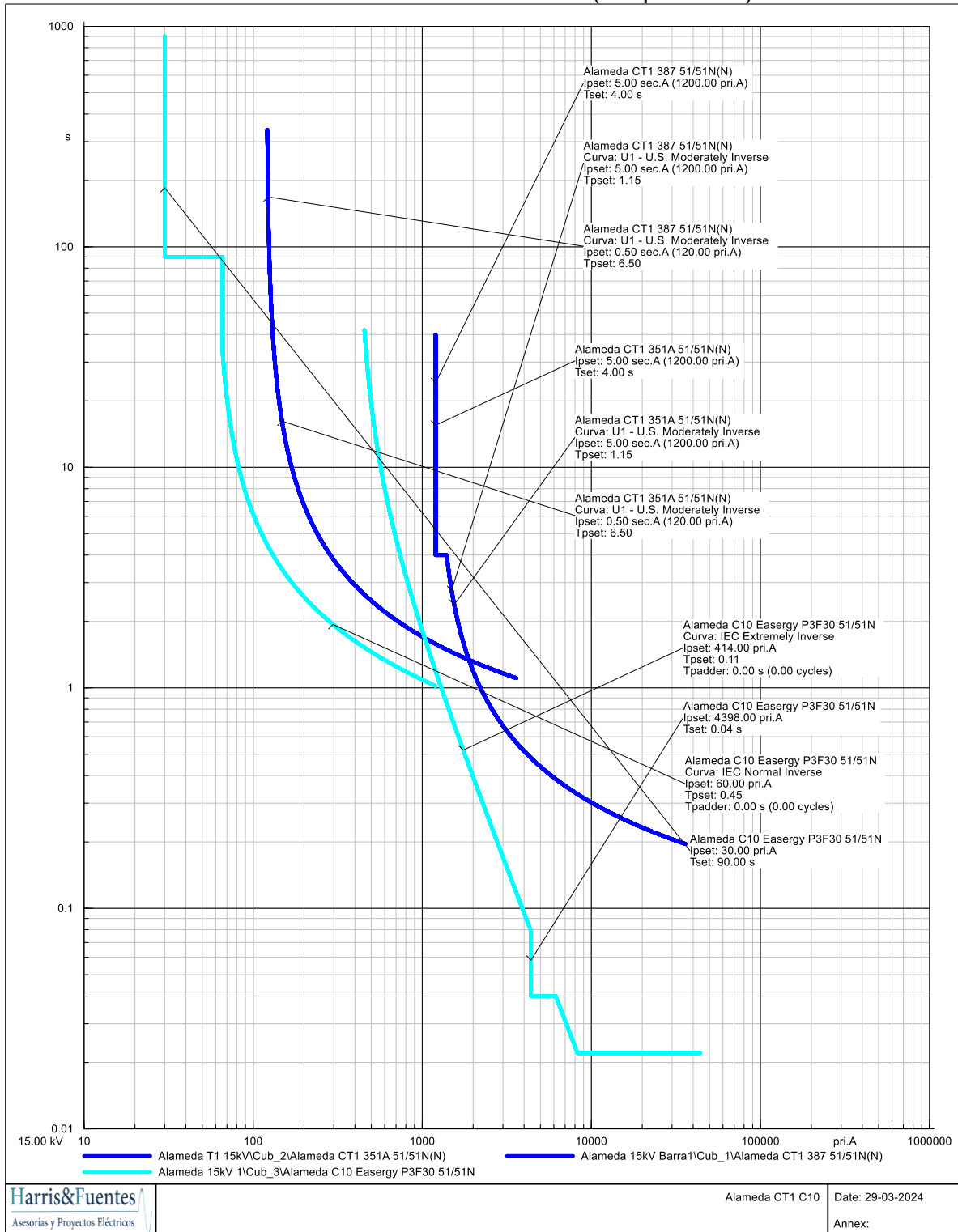
S/E Alameda: Paños CT1 – C8 (Grupo Alternativo)



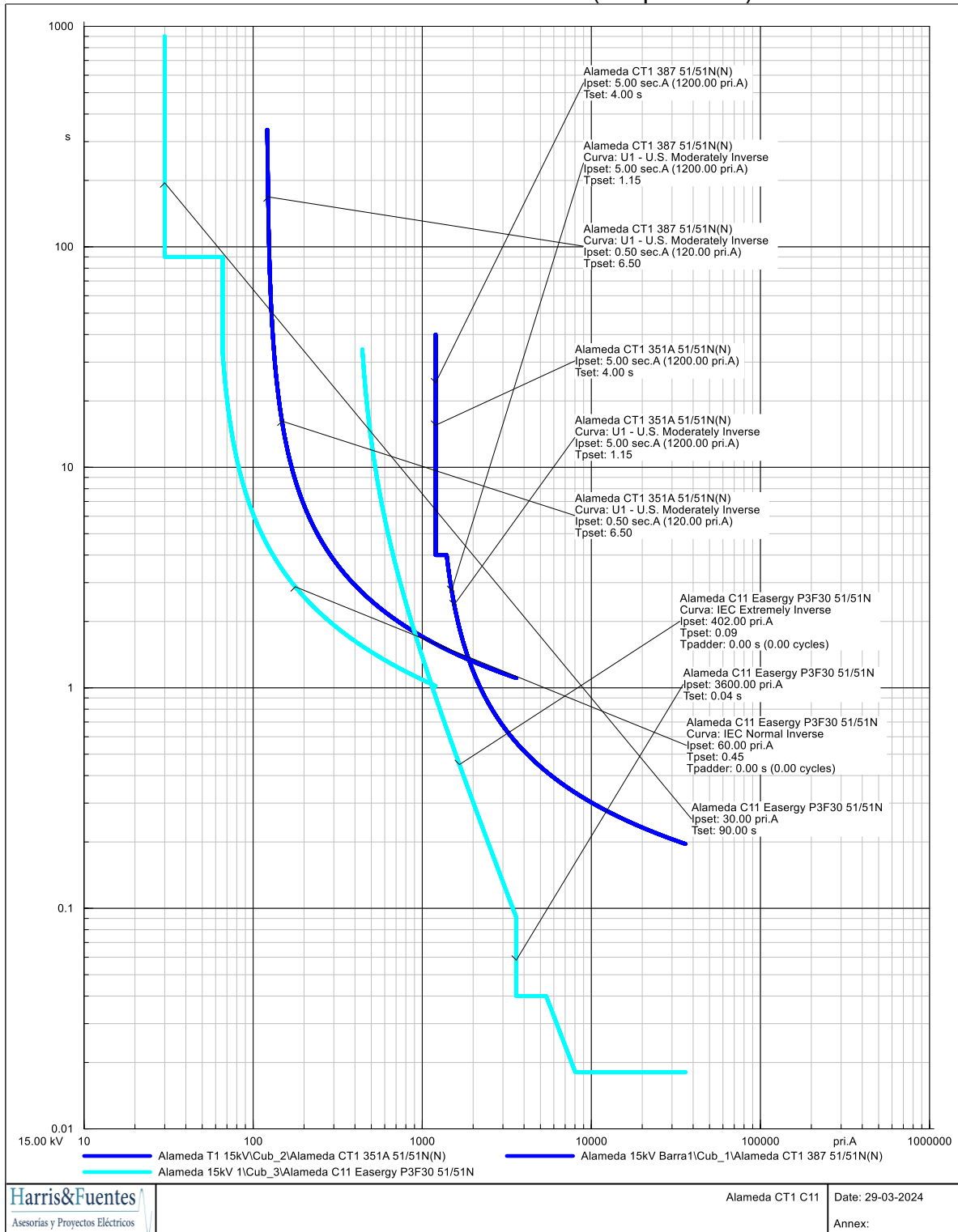
S/E Alameda: Paños CT1 – C9 (Grupo Único)



S/E Alameda: Paños CT1 – C10 (Grupo Único)



S/E Alameda: Paños CT1 – C11 (Grupo Único)



10. CÁLCULO DE NIVELES DE CORTOCIRCUITO

Se presentan los niveles de cortocircuito obtenidos por el proyecto NUP 4229 “S/E Alameda MNR Reemplazo protecciones paños BT1, BT2, CT1 y CT2, instalación de nuevos TTCC en paños BT1 y BT2”, determinados según el método IEC 60909 en las barras de interés, según las topologías indicadas:

Topología TO1_RAT1

TO1_RAT1		Corriente de Cortocircuito Simétrica Inicial (I ^{''} k)										
Barra	Vnom [kV]	3F	2F	2FT		2FT R=25		2FT R=50		1F	1F R=25	1F R=50
		[kA]	[kA]	Fase [kA]	I0x3 [kA]	Fase [kA]	I0x3 [kA]	Fase [kA]	I0x3 [kA]	[kA]	[kA]	[kA]
Alameda BT1 66kV	66,0	4,342	3,755	5,534	8,102	1,678	1,631	0,852	0,831	5,647	1,594	0,825
Alameda CT1 15kV	15,0	4,952	4,287	5,382	6,469	0,383	0,380	0,191	0,190	5,608	0,380	0,190
Alameda BT2 66kV	66,0	4,342	3,755	5,534	8,102	1,678	1,631	0,852	0,831	5,647	1,594	0,825
Alameda CT2 15kV	15,0	4,924	4,263	5,348	6,425	0,383	0,380	0,191	0,190	5,573	0,380	0,190
Alameda BT3 66kV	66,0	4,342	3,755	5,534	8,102	1,678	1,631	0,852	0,831	5,647	1,594	0,825
Alameda CT3 15kV	15,0	7,606	6,583	8,348	10,178	0,383	0,381	0,191	0,190	8,701	0,381	0,190
Cachapal BT 66kV	66,0	3,858	3,337	3,887	3,894	1,474	1,468	0,799	0,797	3,872	1,470	0,798
Rancagua 66kV BT1 66kV	66,0	4,364	3,774	5,645	8,382	1,684	1,635	0,854	0,832	5,732	1,597	0,826
Rancagua 66kV BT4 66kV	66,0	3,726	3,223	5,202	8,144	1,675	1,627	0,856	0,830	5,106	1,571	0,821
Punta de Cortes BT1 66kV	66,0	3,163	2,737	3,485	4,181	1,537	1,541	0,825	0,818	3,598	1,496	0,809
Punta de Cortes BT2 66kV	66,0	3,474	3,005	4,045	5,291	1,597	1,585	0,838	0,824	4,190	1,535	0,816
Punta de Cortes BT3 66kV	66,0	4,574	3,955	5,462	7,355	1,652	1,626	0,844	0,830	5,632	1,590	0,824

Topología TO1_RAT4

TO1_RAT4		Corriente de Cortocircuito Simétrica Inicial (I ^{''} k)										
Barra	Vnom [kV]	3F	2F	2FT		2FT R=25		2FT R=50		1F	1F R=25	1F R=50
		[kA]	[kA]	Fase [kA]	I0x3 [kA]	Fase [kA]	I0x3 [kA]	Fase [kA]	I0x3 [kA]	[kA]	[kA]	[kA]
Alameda BT1 66kV	66,0	3,710	3,209	5,099	7,878	1,669	1,622	0,854	0,829	5,038	1,568	0,820
Alameda CT1 15kV	15,0	4,760	4,121	5,223	6,357	0,383	0,380	0,191	0,190	5,443	0,380	0,190
Alameda BT2 66kV	66,0	3,710	3,209	5,099	7,878	1,669	1,622	0,854	0,829	5,038	1,568	0,820
Alameda CT2 15kV	15,0	4,734	4,098	5,191	6,315	0,383	0,380	0,191	0,190	5,410	0,380	0,190
Alameda BT3 66kV	66,0	3,710	3,209	5,099	7,878	1,669	1,622	0,854	0,829	5,038	1,568	0,820
Alameda CT3 15kV	15,0	7,145	6,185	7,961	9,894	0,383	0,381	0,191	0,190	8,294	0,380	0,190
Cachapal BT 66kV	66,0	3,858	3,337	3,887	3,894	1,474	1,468	0,799	0,797	3,872	1,470	0,798
Rancagua 66kV BT1 66kV	66,0	4,364	3,774	5,645	8,382	1,684	1,635	0,854	0,832	5,732	1,597	0,826
Rancagua 66kV BT4 66kV	66,0	3,726	3,223	5,201	8,144	1,675	1,627	0,856	0,830	5,106	1,571	0,821
Punta de Cortes BT1 66kV	66,0	3,163	2,737	3,485	4,181	1,537	1,541	0,825	0,818	3,598	1,496	0,809
Punta de Cortes BT2 66kV	66,0	3,474	3,005	4,045	5,291	1,597	1,585	0,838	0,824	4,190	1,535	0,816
Punta de Cortes BT3 66kV	66,0	4,574	3,955	5,462	7,355	1,652	1,626	0,844	0,830	5,632	1,590	0,824

Topología TO2_RAT1

TO2_RAT1		Corriente de Cortocircuito Simétrica Inicial (I ^{''} k)										
Barra	Vnom [kV]	3F	2F	2FT		2FT R=25		2FT R=50		1F	1F R=25	1F R=50
		[kA]	[kA]	Fase [kA]	I0x3 [kA]	Fase [kA]	I0x3 [kA]	Fase [kA]	I0x3 [kA]	[kA]	[kA]	[kA]
Alameda BT1 66kV	66,0	4,345	3,758	5,457	7,888	1,672	1,628	0,851	0,830	5,596	1,591	0,825
Alameda CT1 15kV	15,0	4,953	4,288	5,383	6,469	0,383	0,380	0,191	0,190	5,609	0,380	0,190
Alameda BT2 66kV	66,0	4,345	3,758	5,457	7,888	1,672	1,628	0,851	0,830	5,596	1,591	0,825
Alameda CT2 15kV	15,0	4,925	4,263	5,350	6,426	0,383	0,380	0,191	0,190	5,574	0,380	0,190
Alameda BT3 66kV	66,0	4,345	3,758	5,457	7,888	1,672	1,628	0,851	0,830	5,596	1,591	0,825
Alameda CT3 15kV	15,0	7,608	6,585	8,352	10,179	0,382	0,381	0,191	0,190	8,703	0,381	0,190
Cachapal BT 66kV	66,0	3,858	3,337	3,887	3,894	1,474	1,468	0,799	0,797	3,872	1,470	0,798
Rancagua 66kV BT1 66kV	66,0	4,364	3,774	5,645	8,382	1,684	1,635	0,854	0,832	5,732	1,597	0,826
Rancagua 66kV BT4 66kV	66,0	3,726	3,223	5,202	8,144	1,675	1,627	0,856	0,830	5,106	1,571	0,821
Punta de Cortes BT1 66kV	66,0	3,163	2,737	3,485	4,181	1,537	1,541	0,825	0,818	3,598	1,496	0,809
Punta de Cortes BT2 66kV	66,0	3,474	3,005	4,045	5,291	1,597	1,585	0,838	0,824	4,190	1,535	0,816
Punta de Cortes BT3 66kV	66,0	4,574	3,955	5,462	7,355	1,652	1,626	0,844	0,830	5,632	1,590	0,824

Topología TO2_RAT4

TO2_RAT4		Corriente de Cortocircuito Simétrica Inicial (I'k)										
Barra	Vnom [kV]	3F	2F	2FT		2FT R=25		2FT R=50		1F	1F R=25	1F R=50
		[kA]	[kA]	Fase [kA]	I0x3 [kA]	Fase [kA]	I0x3 [kA]	Fase [kA]	I0x3 [kA]	[kA]	[kA]	[kA]
Alameda BT1 66kV	66,0	3,712	3,211	5,020	7,676	1,664	1,619	0,853	0,828	4,998	1,565	0,820
Alameda CT1 15kV	15,0	4,761	4,122	5,224	6,358	0,383	0,380	0,191	0,190	5,443	0,380	0,190
Alameda BT2 66kV	66,0	3,712	3,211	5,020	7,676	1,664	1,619	0,853	0,828	4,998	1,565	0,820
Alameda CT2 15kV	15,0	4,735	4,099	5,193	6,316	0,383	0,380	0,191	0,190	5,410	0,380	0,190
Alameda BT3 66kV	66,0	3,712	3,211	5,020	7,676	1,664	1,619	0,853	0,828	4,998	1,565	0,820
Alameda CT3 15kV	15,0	7,147	6,186	7,965	9,895	0,383	0,381	0,191	0,190	8,295	0,380	0,190
Cachapoal BT 66kV	66,0	3,858	3,337	3,887	3,894	1,474	1,468	0,799	0,797	3,872	1,470	0,798
Rancagua 66kV BT1 66kV	66,0	4,364	3,774	5,645	8,382	1,684	1,635	0,854	0,832	5,732	1,597	0,826
Rancagua 66kV BT4 66kV	66,0	3,726	3,223	5,202	8,144	1,675	1,627	0,856	0,830	5,106	1,571	0,821
Punta de Cortes BT1 66kV	66,0	3,163	2,737	3,485	4,181	1,537	1,541	0,825	0,818	3,598	1,496	0,809
Punta de Cortes BT2 66kV	66,0	3,474	3,005	4,045	5,291	1,597	1,585	0,838	0,824	4,190	1,535	0,816
Punta de Cortes BT3 66kV	66,0	4,574	3,955	5,462	7,355	1,652	1,626	0,844	0,830	5,632	1,590	0,824

Topología TO3_PCT3

TO3_PCT3_A		Corriente de Cortocircuito Simétrica Inicial (I'k)										
Barra	Vnom [kV]	3F	2F	2FT		2FT R=25		2FT R=50		1F	1F R=25	1F R=50
		[kA]	[kA]	Fase [kA]	I0x3 [kA]	Fase [kA]	I0x3 [kA]	Fase [kA]	I0x3 [kA]	[kA]	[kA]	[kA]
Alameda BT1 66kV	66,0	3,385	2,928	3,236	2,751	1,431	1,331	0,794	0,765	3,032	1,369	0,774
Alameda CT1 15kV	15,0	4,655	4,031	5,183	6,296	0,382	0,380	0,191	0,190	5,352	0,379	0,190
Alameda BT2 66kV	66,0	3,385	2,928	3,236	2,751	1,431	1,331	0,794	0,765	3,032	1,369	0,774
Alameda CT2 15kV	15,0	4,630	4,009	5,152	6,255	0,382	0,380	0,191	0,190	5,320	0,379	0,190
Alameda BT3 66kV	66,0	3,385	2,928	3,236	2,751	1,431	1,331	0,794	0,765	3,032	1,369	0,774
Alameda CT3 15kV	15,0	6,895	5,969	7,858	9,738	0,382	0,380	0,191	0,190	8,072	0,380	0,190
Cachapoal BT 66kV	66,0	3,858	3,337	3,887	3,894	1,474	1,468	0,799	0,797	3,872	1,470	0,798
Rancagua 66kV BT1 66kV	66,0	4,364	3,774	5,645	8,382	1,684	1,635	0,854	0,832	5,732	1,597	0,826
Rancagua 66kV BT4 66kV	66,0	3,726	3,223	5,202	8,144	1,675	1,627	0,856	0,830	5,106	1,571	0,821
Punta de Cortes BT1 66kV	66,0	3,163	2,737	3,485	4,181	1,537	1,541	0,825	0,818	3,598	1,496	0,809
Punta de Cortes BT2 66kV	66,0	3,474	3,005	4,045	5,291	1,597	1,585	0,838	0,824	4,190	1,535	0,816
Punta de Cortes BT3 66kV	66,0	4,574	3,955	5,462	7,355	1,652	1,626	0,844	0,830	5,632	1,590	0,824

11. VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

La verificación de coordinación de las protecciones se realiza por medio de barridos de cortocircuito de paso constante de acuerdo con las rutas definidas para este estudio.

Los resultados se presentan en tablas de verificación y gráficos tiempo distancia donde se identifica la subestación, el paño y el tipo de cada uno de los relés de protección que participan del análisis de coordinación.

En el Anexo B, documento emitido por separado, se encuentran los resultados de los barridos de cortocircuito para todas las topologías de operación y rutas de verificación descritas en el capítulo 5 del presente informe.

Debido a que los dos circuitos de la línea 2x66 kV Punta de Cortés – Cachapoal tienen idénticos parámetros técnicos y a que, salvo diferencias marginales en alcances de las funciones de distancia, las protecciones de los paños B4 (circuito N°1 de la línea) y B5 (circuito N°2 de la línea) tienen los mismos ajustes, la ruta a través del paño B5 de S/E Punta de Cortés no se analiza por presentar resultados equivalentes a la ruta a través del del paño B4.

Para mayor compresión, la nomenclatura utilizada en las tablas de barrido es la siguiente:

Ejemplo:

Ruta 1

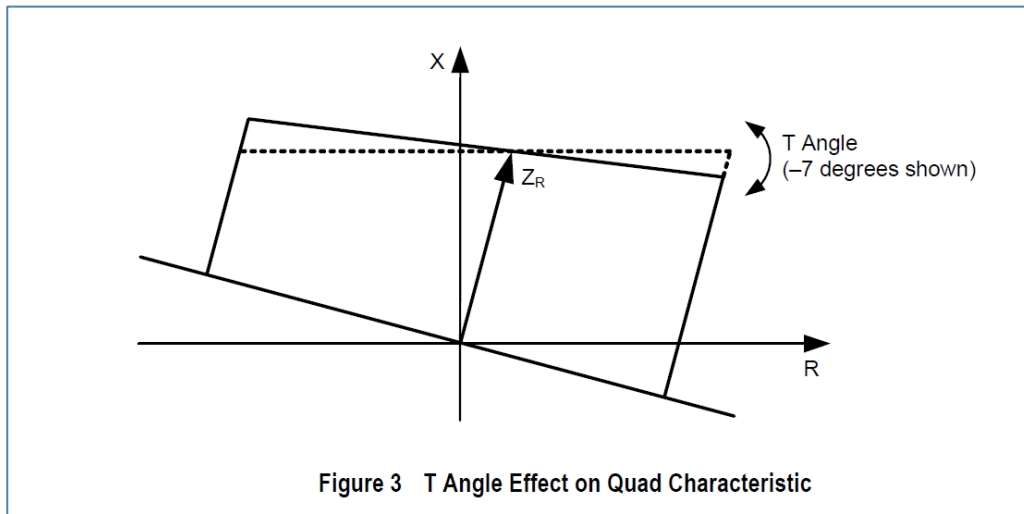
Escenario: TO1_RAT1

Falla: 3F

Indica que se está verificando la coordinación de protecciones para la ruta 1, según topología TO1_RAT1, es decir alimentación radial desde el transformador T1 de S/E Rancagua.

12. MODELACIÓN RELÉS SEL 311C EN BD DigSILENT

En la función de distancia cuadrilateral residual de los relés SEL 311C, el ángulo no homogéneo de inclinación de la característica cuadrilátera (TANG) tiene el punto de pivote en el punto de alcance XG , definido por el ángulo de la línea.



El modelo DigSILENT del relé SEL 311C considera el punto de pivote para el ángulo no homogéneo de inclinación en el eje X, lo que implica una reducción del alcance efectivo.

Para obtener en la modelación un alcance equivalente al programado en el relé se debe realizar la siguiente conversión:

$$XG_{DigSILENT} = XG_{relé} \cdot \left(1 + \frac{\tan \alpha}{\tan \beta} \right)$$

Donde:

- α es el ángulo TANG de la característica cuadrilátera
- β es el ángulo de línea programado.

Por lo anterior, en la base de datos DigSILENT se realiza la corrección de parámetros correspondiente en el relé SEL 311C del paño BT3 de S/E Punta de Cortés, el que tiene programado un TANG diferente de 0° .

13. CONCLUSIONES

Se realiza el informe del Estudio de Coordinación y Ajustes de Protecciones que considera el proyecto NUP 4229 “S/E Alameda MNR Reemplazo protecciones paños BT1, BT2, CT1 y CT2, instalación de nuevos TTCC en paños BT1 y BT2” que consiste en el reemplazo de las protecciones asociadas a los transformadores N°1 y N°2 por protecciones digitales de tipo numérica.

En el informe se presentan ajustes para los nuevos relés SEL 311L, SEL 387 y SEL 351A que se instalan, asociados a los transformadores N°1 y N°2 de S/E Alameda.

Además, según lo indicado en este informe, se propone la modificación de ajustes de las unidades de control Cooper Power Form 4C de los paños C1, C3, C4, C6 y C8 de S/E Alameda.

De acuerdo con los análisis efectuados, para las topologías analizadas, existe adecuada coordinación entre las nuevas protecciones que se instalan y las protecciones de la zona de influencia del proyecto.

De la verificación de coordinación de protecciones realizada, se puede concluir que, con los ajustes de protecciones propuestos para los nuevos equipos, estos se comportarán de manera selectiva con el sistema de acuerdo con la Norma Técnica vigente.

ANEXO A
AJUSTES ACTUALES DE LAS PROTECCIONES QUE PARTICIPAN EN EL ESTUDIO

Documento emitido por separado

ANEXO B

BARRIDOS DE CORTOCIRCUITO

Documento emitido por separado

ANEXO C

RESUMEN DE AJUSTES DE PROTECCIONES PROPUESTOS

Documento emitido por separado

ANEXO D
FOTOS DE PLACA TRANSFORMADORES
VALORES DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA

a) T3 S/E Punta de Cortés

IMPEDENCIA DE CORTOCIRCUITO (BASE 60 MVA)					
POS.	AT1 / BT	AT2 / BT	AT1 / TERC.	AT2 / TERC.	BT / TERC.
1	10.322	9.325	17.286	15.687	5.718
11	10.227	9.327	16.821	15.771	
21	9.889	10.718	17.010	17.211	

Nº DEL FABRICANTE	113381
AÑO DE FABRICACIÓN	2017
fr	50 Hz
Sr ONAN	60 / 60 / 20 MVA
Sr ONAF	75 / 75 / 25 MVA
Ur AT1	230 ±10x1% kV
Ur AT2	154 ±10x1.5% kV
Ur BT	69 kV
Ur TERC	14,8 kV

b) T1 S/E Alameda

IMPEDANCIA A 75 ° C				
15000	kVA	69000	V	15000 V 9.92 %

c) T2 S/E Alameda

IMPEDANCIA A 75 ° C				
15000	kVA	69000	V	15000 V 10.0 %

PARTE EXTRAIRIE

ANEXO E
DIAGRAMA UNILINEAL FUNCIONAL DEL PROYECTO

Documento emitido por separado

ANEXO F
VERIFICACIÓN ESTABILIDAD
PROTECCIÓN DIFERENCIAL TRANSFORMADORES T1 Y T2
S/E ALAMEDA

Documento emitido por separado