

Besalco Energía Renovable S.A.
CHILE

**ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE
PROTECCIONES
CH LOS HIERROS II**

**Proyecto EE-2014-073
Informe Técnico EE-ES-2014-0597
Revisión C**



ESTUDIOS ELECTRICOS



**Power System Studies & Power Plant Field
Testing and Electrical Commissioning
ISO9001:2008 Certified**

28. oct. 14

Este documento EE-ES-2014-0597-RC fue preparado para Besalco Energía Renovable S.A. por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Nicolás Cella

Departamento de Estudios

cella@estudios-electricos.com**Ing. Alejandro Musto**

Coordinador de Estudios

musto@estudios-electricos.comwww.estudios-electricos.com

Este documento contiene 72 páginas y ha sido guardado por última vez el 28/10/2014 por Nicolás Cella, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó	Aprobó
A	15/08/14	Para presentar.	NC	AM	FL
B	11/09/14	Se contemplan observaciones de BESALCO.	NC	AM	FL
C	28/10/14	Se contemplan observaciones del CDEC.	NC	AM	FL

Índice

1 RESUMEN EJECUTIVO	3
2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO	6
3 SISTEMA DE PROTECCIONES	8
4 ESCENARIOS DE ESTUDIO.....	12
5 ANÁLISIS DEL SISTEMA	15
5.1 Área de Influencia	15
5.1.1 Impacto de la CHLH II	15
5.1.2 Definición del área de estudio	18
5.1.3 Niveles de Corrientes de Cortocircuitos	19
5.2 Particularidades del Área de Influencia	20
5.3 Impedancias Vistas	21
5.3.1 Fallas en Canal Melado 110kV	22
5.3.2 Fallas en Los Hierros I 110kV	22
5.3.3 Fallas en Los Hierros II 110kV	23
5.4 Verificación de los transformadores de corriente	24
6 CRITERIOS DE AJUSTES	26
6.1 Protecciones a instalar	26
6.1.1 Central Los Hierros II – Protección de Línea – 7SA522	26
6.1.2 Central Los Hierros II – Protección de Transformador 110/6,6kV – 7UT633	31
6.1.3 Central Los Hierros II – Protección de Transformador 6,6/0,4kV.....	35
6.1.4 Central Los Hierros II – Protección de Unidad Generadora – 7UM622	36
6.2 Protecciones existentes	39
6.2.1 Central Los Hierros – Protección de Línea – 7SA611	39
6.2.2 Central Los Hierros – Protección de Transformador – 7UT635	42
6.2.3 S/E Canal Melado – Protección de Línea – 7SA611.....	42
6.2.4 S/E Canal Melado – Protección de Transformador 220/110 – 7UT633.....	44
7 VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES	45
7.1 Verificación Sistema de 110kV.....	45
7.1.1 Fallas al 5% de Canal Melado – Tap Los Hierros II.....	48
7.1.2 Fallas al 5% de Los Hierros I – Tap Los Hierros II.....	50
7.1.3 Fallas al 5% de Los Hierros II – Tap Los Hierros II	52
7.1.4 Fallas en Canal Melado 110kV	54
7.1.5 Fallas en Los Hierros I 110kV.....	56
7.1.6 Fallas en Los Hierros II 110kV.....	58
7.2 Verificación Fallas Internas en CHLH II	60
7.2.1 Fallas en transformador Los Hierros II 110/6,6kV del lado de 6,6kV	60
7.2.2 Fallas en transformador Los Hierros II 6,6/0,4kV del lado de 6,6kV	61
7.2.3 Fallas en transformador Los Hierros II 6,6/0,4kV del lado de 0,4kV	62
7.3 Verificación de tiempos de actuación	63
7.3.1 Fallas Trifásicas.....	65
7.3.2 Fallas Monofásicas RFT=0Ω	67
7.3.3 Fallas Monofásicas RFT=25Ω.....	69
8 BIBLIOGRAFÍA	71

1 RESUMEN EJECUTIVO

En el marco de la interconexión de la Central Hidráulica Los Hierros II (CHLH II), Besalco Energía Renovable S.A. solicita realizar estudios sobre el Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile, para definir el ajuste del nuevo sistema de protecciones y analizar su selectividad y coordinabilidad con respecto a la unificación con el sistema existente.

La Central Hidráulica Los Hierros II se ubica a la vera del Canal Melado, a 14km de la estación transformadora «Canal Melado» y a 3km de la central hidráulica «Los Hierros I» seccionando la línea *Canal Melado – Los Hierros 110kV* a través de un tap-off.

El estudio pretende definir los ajustes de las protecciones de la CHLH II, así como también analizar las posibles afecciones en la selectividad de las protecciones existentes y enunciar los cambios requeridos a fin de lograr una correcta coordinación del sistema de protecciones del SIC.

En esta etapa se estudia la coordinación, se exponen los criterios utilizados y se proponen ajustes para las protecciones existentes, necesarios para lograr una correcta selectividad en la red considerando las nuevas unidades que forman la CH Los Hierros II.

El estudio de impacto sistémico correspondiente a la mencionada interconexión se encuentra detallado en el informe técnico EE-ES-2014-0529 el cual resulta un complemento al presente documento. [1]

→ En el avance del informe se desarrollan los siguientes puntos: DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

En este se muestra la ubicación del nuevo proyecto desde el punto de vista geográfico y el unilineal modelado en el simulador Power Factory DigSILENT v14.1.

→ SISTEMA DE PROTECCIONES

En este capítulo se describe la nueva arquitectura del sistema de protecciones.

Se presenta el unilineal y luego se detallan las características (marcas, modelos y módulos) de cada una de las protecciones, así como también del equipamiento secundario (transformadores de corriente y potencial) ubicado en cada extremo de protección.

→ ESCENARIOS DE ESTUDIO

Se presentan escenarios de alta y baja demanda del SIC, y a partir de estos se construyen escenarios con variación en la generación que proviene del Canal Melado, como son las Centrales Hidroeléctricas Loma Alta, Pehuenche, Los Hierros I y Los Hierros II.

→ ANÁLISIS DEL SISTEMA

En este capítulo se desarrollan los siguientes títulos,

Área de Influencia: en una primera instancia el Impacto de la CHLH II a partir de las potencias de cortocircuito y se define un Área de Estudio, donde se considera que los efectos en los nodos del sistema en que la variación introducida por la central es menor al 2% resultan sumamente bajos (menor al orden de los errores de medición de los componentes asociados a los sistemas de protección), se prevé que los ajustes de dichos relés no verán modificaciones.

Además, se resume los niveles de corrientes de cortocircuito en las barras definidas dentro de la zona de influencia con el fin de cuantificar el impacto de las nuevas instalaciones (Tabla 6).

Particularidades del Área de Influencia: particularidades que presenta la red que se ve influenciada por el impacto de la interconexión de Los Hierros II, buscando con esto identificar posibles falencias que podría presentar el sistema de protecciones bajo análisis.

Impedancias Vistas: se muestran los valores máximos de impedancia vistos por las protecciones de los extremos que conforman el nuevo sistema de teleprotección de tres terminales Los Hierros II – Los Hierros I - Canal Melado, ante fallas en barras de cada terminal de 110kV (Tabla 7, Tabla 8, Tabla 9).

Verificación de los TC: a partir de la información disponible, se realiza la verificación de la saturación de los transformadores de corriente proyectados. Para la realización de esta evaluación se utilizan los máximos niveles de cortocircuito reales esperados (Método Completo, basado en un flujo de cargas previo).

➔ CRITERIOS DE AJUSTES

En este apartado se presentan los criterios generales utilizados para la coordinación de las protecciones asociadas a la Central Hidráulica.

➔ VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES

Definidos los ajustes de las *protecciones a instalar* y las modificaciones propuestas a las *protecciones existentes*, se presenta en este capítulo la verificación de la actuación de las protecciones para fallas en la región de estudio.

Finalizado el desarrollo de cada uno de los capítulos se obtienen las siguientes conclusiones.

CONCLUSIONES GENERALES:

- ❖ *Por la variación topológica de la red se reajustan las protecciones encargadas de proteger el circuito de tres terminales (Canal Melado – Los Hierros I – Los Hierros II). Antes del ingreso de CHLH II, el circuito sólo contaba con dos extremos.*

Los valores de cortocircuito varían "levemente" debido al aporte de una nueva fuente de potencia en la zona de estudio. Además aparece una reducción de la impedancia homopolar vista, producto de una nueva derivación a tierra del lado de 110kV en el transformador de la central Los Hierros II.

- ❖ *Los TTCC de la central se encuentran correctamente dimensionados pudiendo asegurar su prestación para las corrientes máximas de cortocircuito esperadas.*

- ❖ ***Finalmente, según los resultados expuestos en el capítulo "VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES" se verifica la correcta actuación de los sistemas de protecciones pertenecientes a la zona de estudio.***

Adjunto al presente informe se entregan los siguientes anexos:

EE-ES-2014-0597-RB_Anexo 1 – Ajuste de Protecciones

EE-ES-2014-0597-RB_Anexo 2 – Base de Datos

2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

La Central Hidráulica Los Hierros II (CHLH II) se interconecta al SIC en forma de tap-off seccionando la línea aérea en 110kV que vincula Canal Melado con Los Hierros I a una distancia aproximada de 14km desde la SE Canal Melado y 3km desde la Central Los Hierros I. Su potencia de generación máxima disponible es de 6MW/6,7MVA generada en 6,6kV y elevada a través del transformador de bloque de 7MVA (6,6/110kV).

En la Figura 1 se muestra el punto geográfico de conexión al sistema de la central en estudio, mientras que la Figura 2 corresponde al unilineal modelado en el simulador de sistemas de potencia PowerFactory DIgSILENT, con el agregado de las nuevas instalaciones.

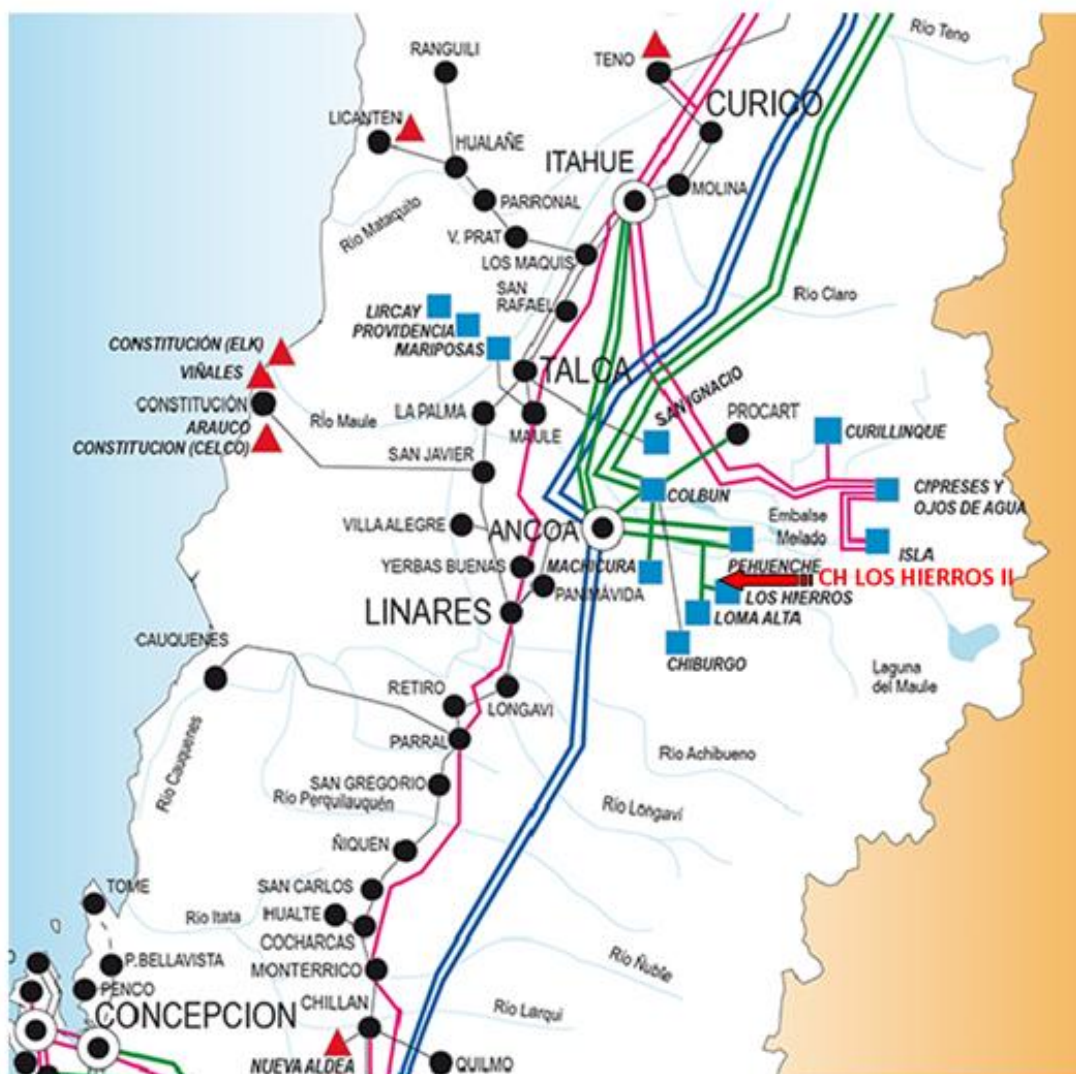


Figura 1: Ubicación geográfica de la CH LOS HIERROS II.

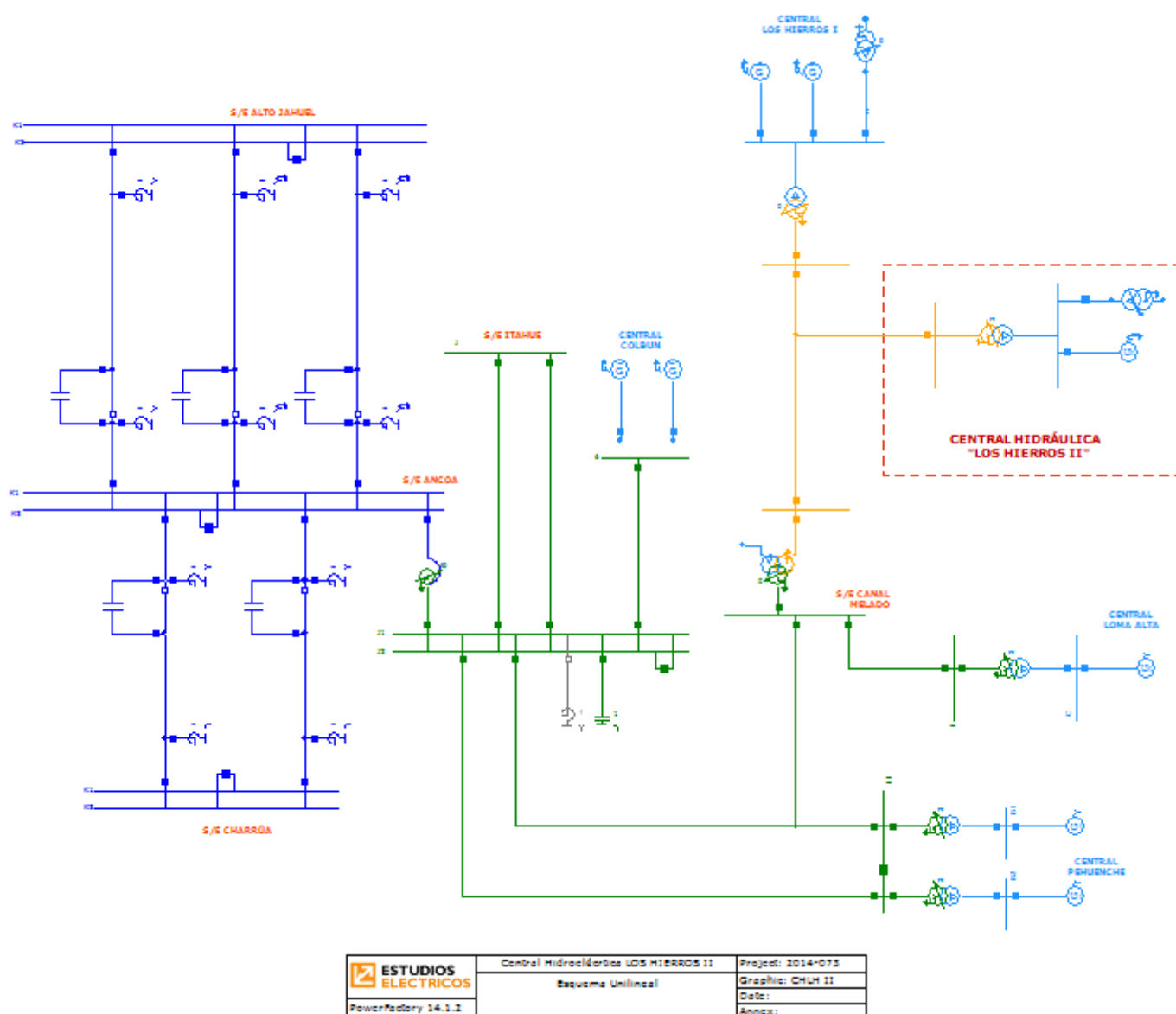


Figura 2: Unilineal Centra Hidráulica LOS HIERROS II.

Obs.: El detalle de los modelos de las nuevas instalaciones puede encontrarse en [1].

3 SISTEMA DE PROTECCIONES

Conforme a lo exigido por la DO en el procedimiento "*Requisitos mínimos para nuevas instalaciones* – Artículo 5", a continuación se presenta el diagrama unilineal de las protecciones asociadas con la instalación a ser interconectada.

Luego se presenta un diagrama esquemático de los sistemas de protecciones existentes en la zona de estudio.

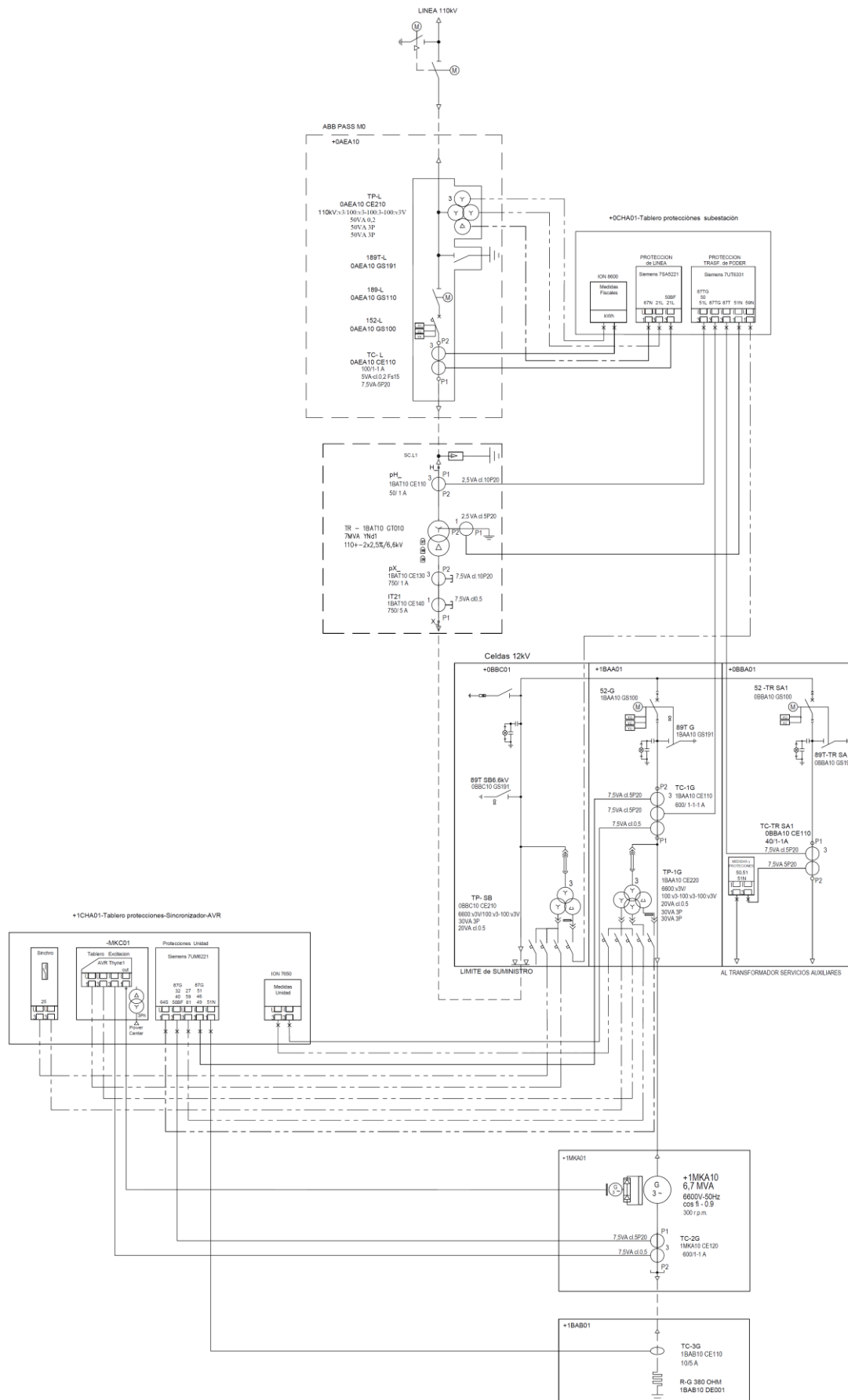


Figura 3: Esquema Unilineal Subestación Los Hierros II

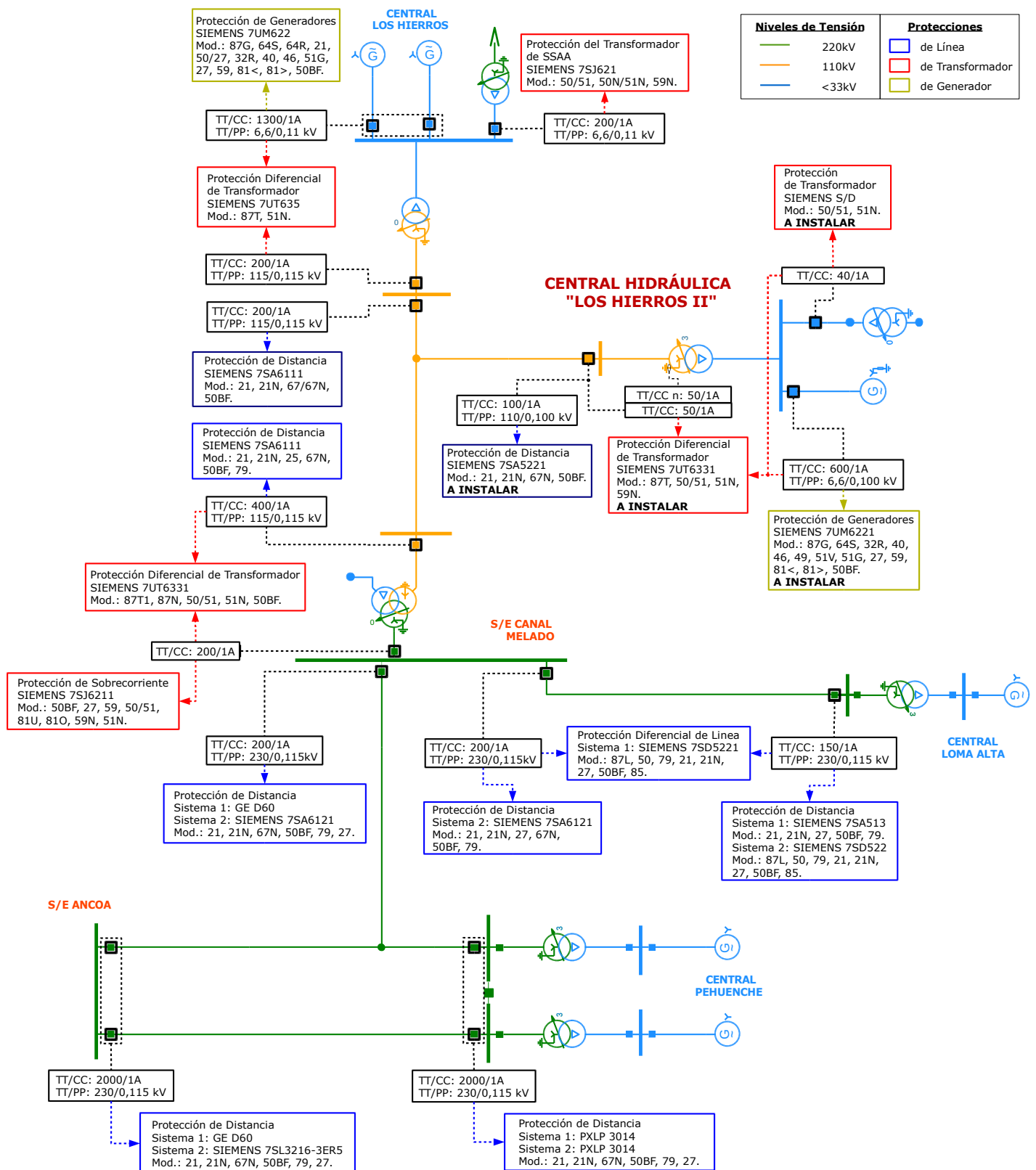


Figura 4: Descripción del sistema de protecciones

	SUBSTACIÓN - CENTRAL	TENSIÓN	ELEMENTO PROTEGIDO	RELÉ	FUNCIÓN PRINCIPAL	MEDIDA		NOMENCLATURA EN BD EE - «Modelo» - «Desde» - «Hacia» - «Ckt»
A INSTALAR	Central Los Hierros II	6,6kV	Generadores	7UM6221	87G, 64S, 32R, 40, 46, 49, 51V, 51G, 27, 59, 81<, 81>, 50BF	600/1A	6,6/0,100 kV	EE - 7UM622_Gen CH Los Hierros II
			Transformador 6,6/0,4kV	S/D	50/51,5IN	40/1A	-	EE - NNN_Trf SSAA CH Los Hierros II
			Transformador 110/6,6kV	7UT6331	87T, 59N	600/1A 40/1A	6,6/0,100 kV	EE - 7UT633_Trf CH Los Hierros II
		110kV	Transformador 110/6,6kV	7UT6331	87T, 50/51,5IN	50/1A 50/1A (N)	-	EE - 7UT633_Trf CH Los Hierros II
			LT Los Hierros II - Tap	7SA5221	21,2IN, 67N, 50BF	100/1A	110/0,100 kV	EE - 7SA611_LH II - Tap LH II
EXISTENTES	Central Los Hierros I	6,6kV	Generadores	7UM6221	87G, 21,50/27,32R, 40, 46, 51G, 27, 59, 81<, 81>, 50BF	1300/1A	6,6/0,115 kV	EE - 7UM622_Gen 1CH Los Hierros EE - 7UM622_Gen 2 CH Los Hierros
			Transformador 6,6/0,4kV	7SJ6211	50/50N + 51/5IN	200/1A	6,6/0,115 kV	EE - 7SJ621_Trf SSAA CH Los Hierros
			Transformador 110/6,6kV	7UT6351	87T	1300/1A	-	EE - 7UT635_Trf CH Los Hierros
		110kV	Transformador 110/6,6kV	7UT6351	87T, 50N/51N, 50BF	200/1A	-	EE - 7UT635_Trf CH Los Hierros
			LT Los Hierros - Canal Melado	7SA6111	21/2IN + 67N	200/1A	115/0,115 kV	EE-7SA611_LH-CMEL
	S/E Canal Melado	110kV	LT Los Hierros - Canal Melado	7SA6111	21/2IN + 67N	400/1A	115/0,115 kV	EE-7SA611_CMEL-LH
			Transformador 220/110/13,8kV	7UT6331	87T	200/1A	-	EE-7UT63_Trf110/220
		220kV	LT Loma Alta - Canal Melado	7SD5221	87L	200/1A	230/0,115 kV	EE-7SD522_CMEL-LAL
			LT Loma Alta - Canal Melado	7SA6121	21/2IN + 67N	200/1A	230/0,115 kV	EE-7SA612_CMEL-LAL
			LT Canal Melado - Tap Loma Alta	GE-D60	21/2IN + 67N	200/1A	230/0,115 kV	EE-GED60_CMEL-TAP
			LT Canal Melado - Tap Loma Alta	7SA6121	21/2IN + 67N	200/1A	230/0,115 kV	EE-7SA612_CMEL-TAP
			Transformador 220/110/13,8kV	7UT6331	87T	HV: 200/1A LV: 200/1A	115/0,115 kV	EE-7UT63_Trf110/220
			Transformador 220/110/13,8kV	7SJ6211	50/50N + 51/5IN	200/1A	-	EE-7SJ62_Trf220kV
			Barra	7UT6331	87B	200/1A	-	-
	S/E Loma Alta	220kV	LT Loma Alta - Canal Melado	7SD5221*	87L	150/1A	230/0,115 kV	EE - 7SD522_LALT
	Central Pehuenche	220kV	LT Ancoa - Pehuenche C1	PXLP 3014	21/2IN	2000/1A	230/0,115 kV	EE - PXLP - PEH - ANC - C1
			LT Ancoa - Pehuenche C2	PXLP 3014	21/2IN	2000/1A	230/0,115 kV	EE - PXLP - PEH - ANC - C2
	S/E ANCOA	220kV	LT Ancoa - Pehuenche C1	7SL321	21/2IN + 67N	2000/1A	230/0,115 kV	EE - 7SL32 - ANC - PEH - C1
				GE-D60				EE - GED60 - ANC - PEH - C1
			LT Ancoa - Pehuenche C2	7SL321	21/2IN + 67N	2000/1A	230/0,115 kV	EE - 7SL32 - ANC - PEH - C2
				GE-D60				EE - GED60 - ANC - PEH - C2
			Cable Ancoa - Colbún	RED 670	21/2IN	2000/1A	230/0,115 kV	EE - RED670 - ANC - COLB
			LT Ancoa - Itahue C1y C2	7SA612	21/2IN + 67N	1000/1A	230/0,115 kV	EE - 7SA612 - ANC - ITA C1
				7SD22				EE - 7SA612 - ANC - ITA C2
				7SD22				EE - 7SD22 - ANC - ITA - C1
			Autotransformador 500/220kV	7TG14	50/50N	2000/1A	230/0,115 kV	EE - 7TG14 - ATR ANC 220kV
				7TJ50				EE - 7TJ50 - ATR ANC 220kV
		500kV	Autotransformador 500/220kV	7TG14	50	1600/1A	525/0,115 kV	EE - 7TG14 - ATR ANC 500kV

Tabla 1: Protecciones A INSTALAR - Protecciones EXISTENTES

4 ESCENARIOS DE ESTUDIO

Los escenarios utilizados en el desarrollo del estudio parten de escenarios base de demanda alta y baja con las siguientes características.

Escenarios BASE	Características Principales
Demanda Alta	- Demanda: 6630 MW -
	- Generación: 6950 MW -
	- Transferencia Charrúa-Ancoa: 1560 MW -
Demanda Baja	- Demanda: 4780 MW -
	- Generación: 4960 MW -
	- Transferencia Charrúa-Ancoa: 910 MW -

Tabla 2: Escenarios BASE

A partir de estos y según especificaciones del CDEC-SIC [2] se crearon diferentes escenarios de ESTUDIO, los cuales difieren unos de otros por variaciones en la generación local.

En la siguiente tabla se presentan dichos escenarios destacándose los que luego se utilizan para la verificación de la coordinación de las protecciones, dado que representan los escenarios extremos (donde se presentan máximas y mínimas potencia de cortocircuito). Finalmente, a través de esquemas unilineales, se muestran los resultados del flujo calculado para los escenarios de máxima (DA – Caso 4) y mínima (DB – Caso 2) potencia de cortocircuito.

Escenarios de ESTUDIO	Unidades En Servicio							
	Central Colbún		Central Pehuenche		Central Loma Alta	Central Los Hierros I		Central Los Hierros II
	U1	U2	U1	U2		U1	U2	
DA - BASE	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✗
DA - Caso 1	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓
DA - Caso 2	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓
DA - Caso 3	✗	✗	✓	✓	✗	✗	✗	✓
DA - Caso 4	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓
DA - Caso 5	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓
DB - BASE	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✗
DB - Caso 1	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓
DB - Caso 2	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓
DB - Caso 3	✗	✗	✓	✓	✗	✗	✗	✓
DB - Caso 4	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓
DB - Caso 5	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓

Tabla 3: Escenarios de ESTUDIO

⇒ DA – Caso 4 (SccMáx)

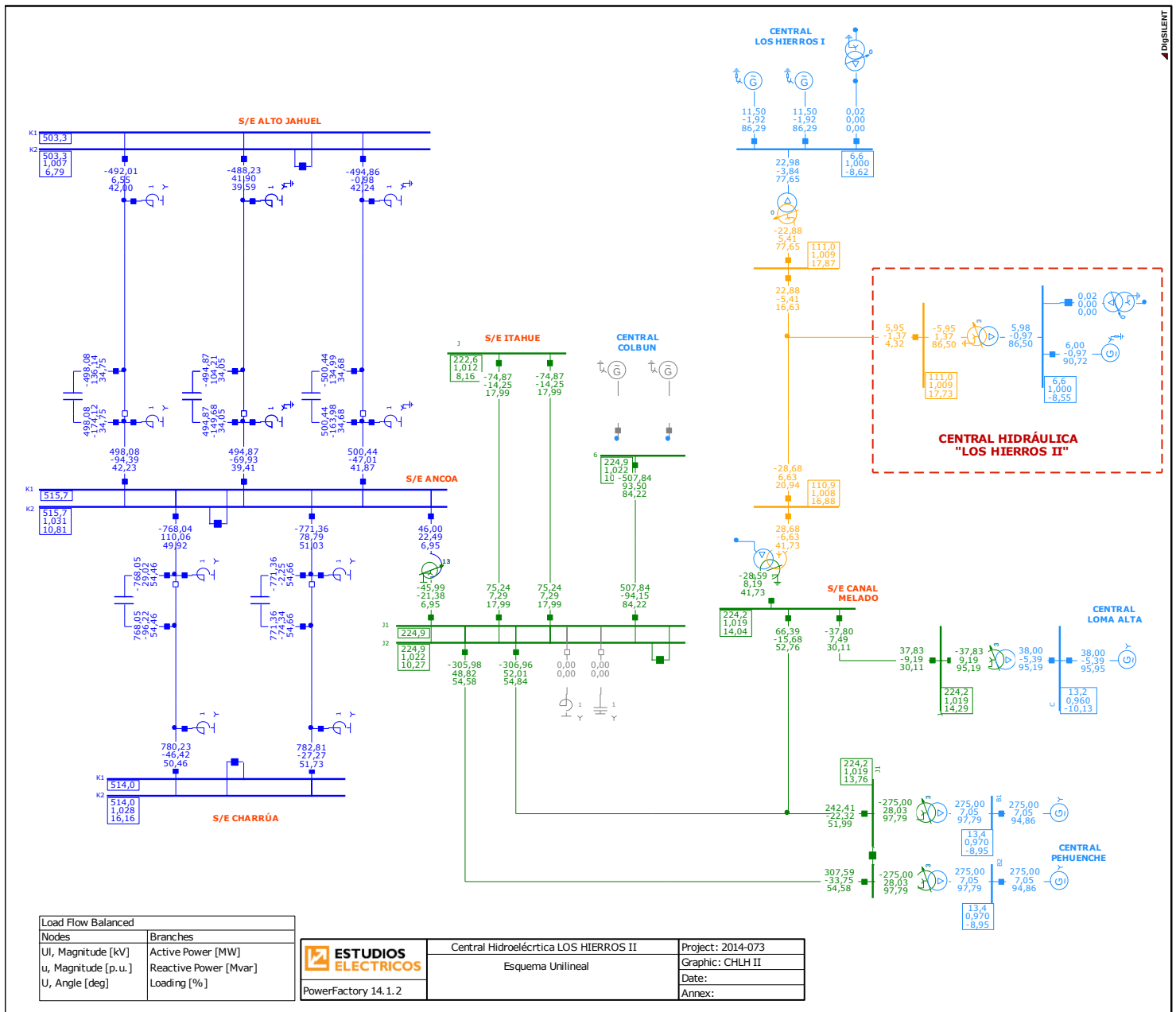


Figura 5: Escenario de ESTUDIO – DA-Caso 4 – Máxima potencia de cortocircuito

⇒ DB – Caso 2 (SccMin)

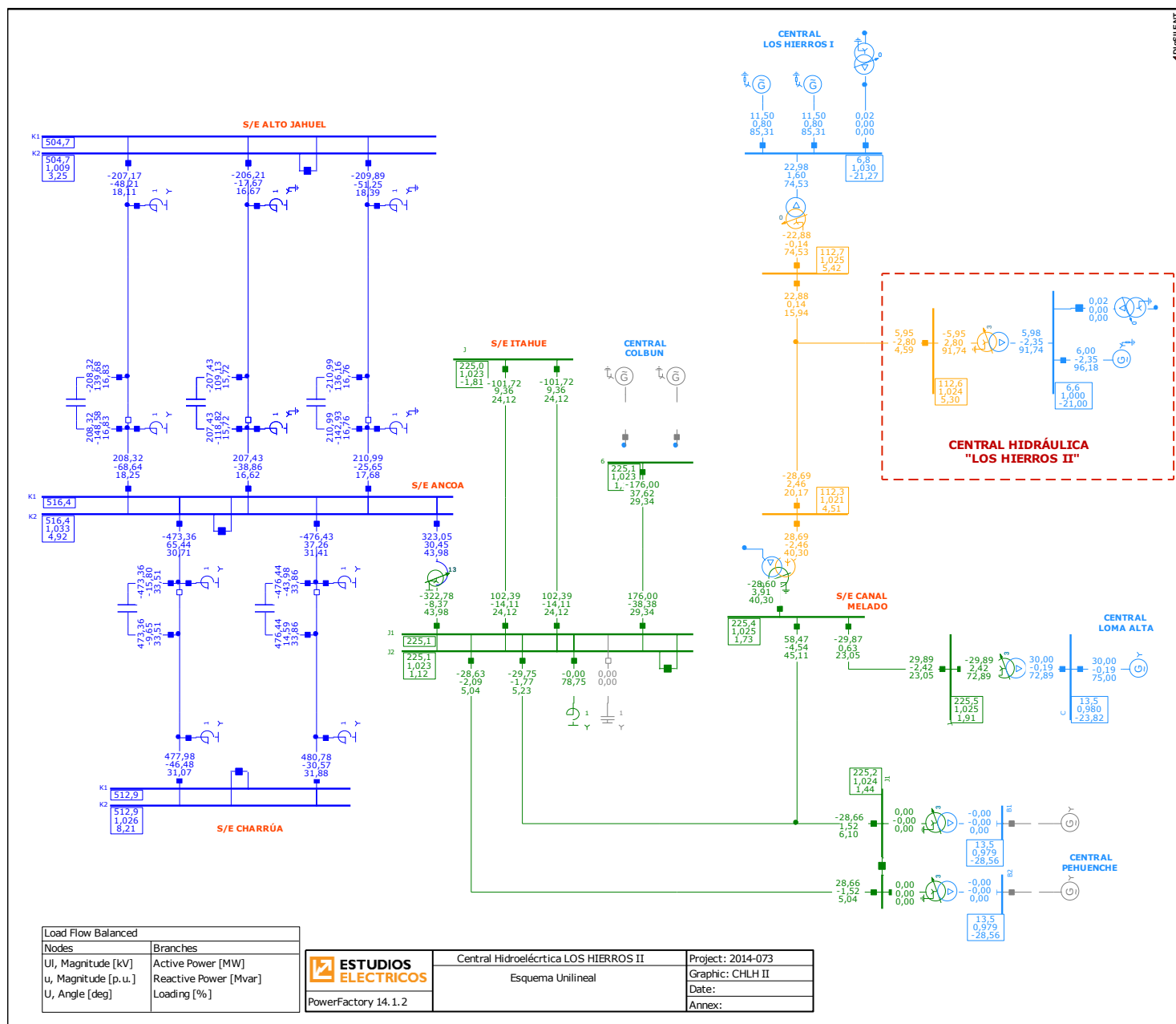


Figura 6: Escenario de ESTUDIO – DB-Caso 2 – Mínima potencia de cortocircuito

5 ANÁLISIS DEL SISTEMA

5.1 Área de Influencia

5.1.1 Impacto de la CHLH II

Como punto de partida del estudio de selectividad de protecciones se realiza un análisis del impacto de la nueva central hidráulica en los niveles de cortocircuito del sistema. Este análisis permite determinar la incidencia real de la central sobre las corrientes circulantes durante las fallas y por lo tanto la porción de la red donde la coordinación de protecciones puede verse afectada como producto de la interconexión de Los Hierros II al SIC.

Siendo que a los fines de los estudios de selectividad los niveles de cortocircuito de interés corresponden a los valores reales esperados (altos y bajos), los cálculos se realizan utilizando el "Método Completo" tanto para las condiciones de baja como alta demanda.

La Tabla 4 resume los valores obtenidos para los distintos tipos de falla en condiciones base de alta y baja demanda, la Figura 7 representa mediante curvas de nivel las máximas variaciones introducidas por Los Hierros II a la red del SIC.

Escenario DA

NODO			Potencias de Cortocircuito S''k [MVA]											
Nombre	Nomenclatura	Tensión Nominal [kV]	CC Trifásico			CC Monofásico			CC Bifásico (aislado)			CC Bifásico a tierra		
			CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Scc	CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Scc	CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Scc	CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Scc
Central Los Hierros II	Los Hierros II 110kV	110	0	499	100%	0	198	100%	0	145	100%	0	190	100%
	Los Hierros II 6.6kV	6,6	0	96	100%	0	0	100%	0	27	100%	0	27	100%
Central Los Hierros I	Los Hierros 110kV	110	473	486	3%	186	192	3%	137	141	3%	179	184	3%
	Los Hierros 6.6kV	6,6	311	314	1%	0	0	0%	91	92	1%	91	92	1%
S/E Canal Melado	Canal Melado 220kV	220	3533	3543	0%	1112	1114	0%	1015	1017	0%	1144	1147	0%
	Canal Melado 110kV	110	579	592	2%	259	264	2%	168	171	2%	255	260	2%
Central Pehuenche	Pehuenche 220kV	220	4934	4943	0%	1775	1777	0%	1413	1416	0%	1692	1694	0%
S/E Ancoa	Ancoa 220kV	220	6187	6194	0%	2303	2305	0%	1774	1776	0%	2177	2179	0%
Central Loma Alta	Loma Alta 220kV	220	2577	2582	0%	751	752	0%	741	743	0%	812	814	0%

Escenario DB

NODO			Potencias de Cortocircuito S''k [MVA]											
Nombre	Nomenclatura	Tensión Nominal [kV]	CC Trifásico			CC Monofásico			CC Bifásico (aislado)			CC Bifásico a tierra		
			CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Scc	CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Scc	CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Scc	CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Scc
Central Los Hierros II	Los Hierros II 110kV	110	0	501	100%	0	199	100%	0	145	100%	0	191	100%
	Los Hierros II 6.6kV	6,6	0	96	100%	0	0	100%	0	27	100%	0	27	100%
Central Los Hierros I	Los Hierros 110kV	110	476	489	3%	188	194	3%	138	142	3%	180	186	3%
	Los Hierros 6.6kV	6,6	320	323	1%	0	0	0%	94	95	1%	94	95	1%
S/E Canal Melado	Canal Melado 220kV	220	3370	3380	0%	1076	1079	0%	968	970	0%	1096	1098	0%
	Canal Melado 110kV	110	579	592	2%	259	264	2%	168	171	2%	256	261	2%
Central Pehuenche	Pehuenche 220kV	220	4621	4630	0%	1688	1691	0%	1323	1326	0%	1598	1600	0%
S/E Ancoa	Ancoa 220kV	220	5559	5566	0%	2120	2122	0%	1594	1596	0%	1991	1992	0%
Central Loma Alta	Loma Alta 220kV	220	2489	2494	0%	734	735	0%	716	717	0%	786	788	0%

Tabla 4: Determinación del Área de Influencia

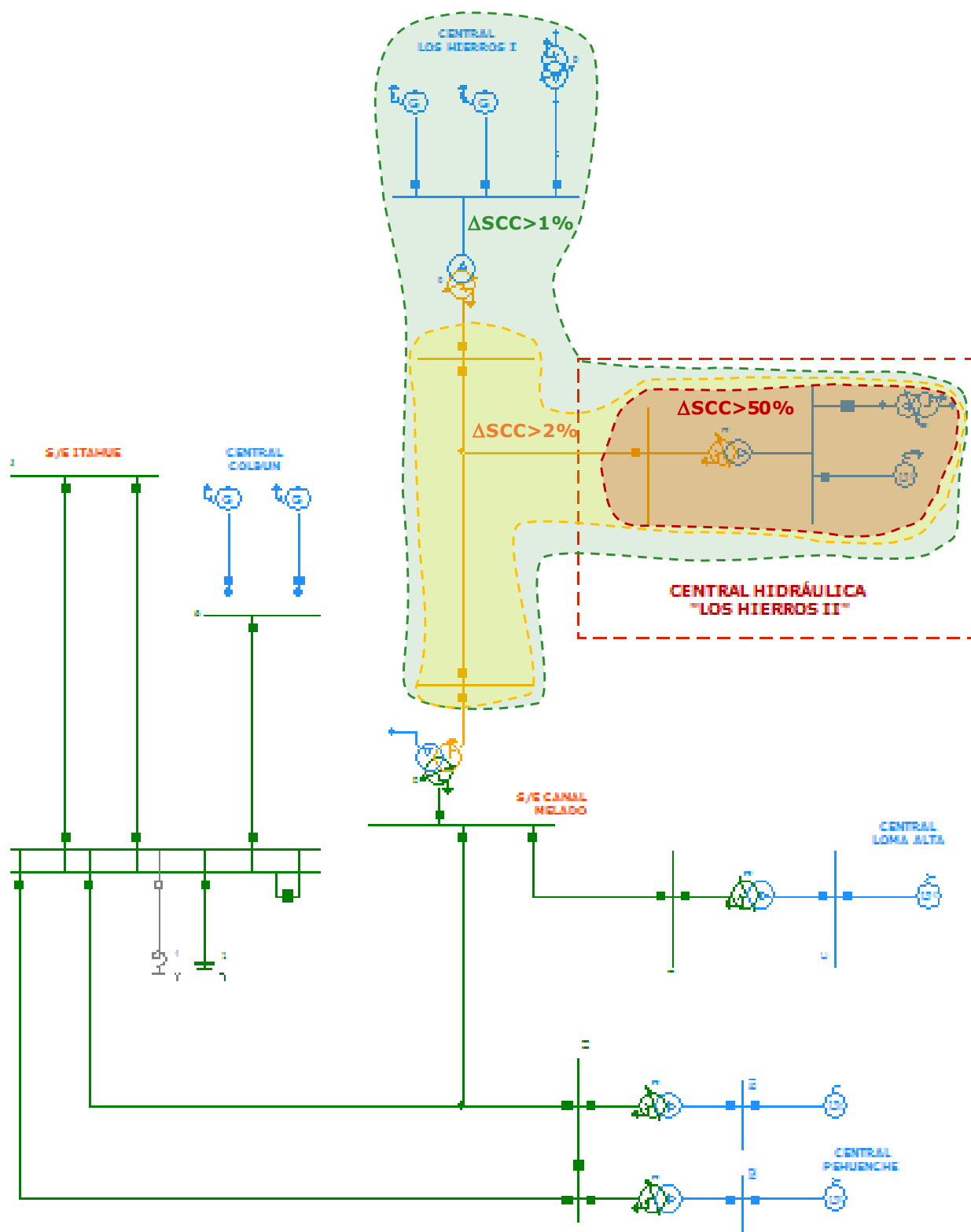


Figura 7: Área de Influencia

5.1.2 Definición del área de estudio

El actual estudio pretende definir los ajustes de las protecciones propias de la central hidráulica Los Hierros II, así como también analizar las posibles afecciones en la selectividad de las protecciones existentes y, de ser necesario, enunciar los cambios requeridos para lograr un esquema coordinado del sistema de protecciones.

Del análisis de los resultados obtenidos previamente se aprecia que el mayor impacto de la central, en los niveles de cortocircuito, se presenta en la región delimitada entre ésta y todos los nodos aledaños, lo cual corresponde a un grado de adyacencia de Los Hierros II (Los Hierros I 110kV y Canal Melado 110kV). En los nodos eléctricamente más alejados la variación introducida por la central hidráulica resulta menor al 2%.

Siendo que los efectos en los nodos del sistema en que la variación introducida por la central es menor al 2% resultan sumamente bajos (menor al orden de los errores de medición de los componentes asociados a los sistemas de protección), se prevé que los ajustes de dichos relés no serán modificados. De todas formas se destaca que las protecciones de dichos nodos serán evaluadas en los estudios de coordinación y selectividad. En otras palabras, mediante el análisis presentado puede inferirse que los cambios en el desempeño de las protecciones que sufran una variación menor al 2% no resultarán afectadas por la interconexión al SIC de Los Hierros II.

Por todo lo antedicho el presente estudio contempla las protecciones comprendidas entre la central hidráulica Los Hierros II y todos los nodos aledaños (Los Hierros I 110kV y Canal Melado 110kV). No obstante, se verifica el correcto desempeño de las protecciones -en tiempos de respaldo- para fallas externas al área definida. Estos respaldos se consideran con un margen mínimo de 300ms por encima de los tiempos de actuación establecidos en el Artículo 5-49 de la NTSyCS.

Escenario DA														
NODO			Potencias de Cortocircuito S''k [MVA]											
Nombre	Nomenclatura	Tensión Nominal [kV]	CC Trifásico			CC Monofásico			CC Bifásico (aislado)			CC Bifásico a tierra		
			CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Scc	CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Scc	CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Scc	CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Scc
Central Los Hierros II	Los Hierros II 110kV	110	0	499	100%	0	198	100%	0	145	100%	0	190	100%
	Los Hierros II 6.6kV	6,6	0	96	100%	0	0	100%	0	27	100%	0	27	100%
Central Los Hierros I	Los Hierros 110kV	110	473	486	3%	186	192	3%	137	141	3%	179	184	3%
S/E Canal Melado	Canal Melado 110kV	110	579	592	2%	259	264	2%	168	171	2%	255	260	2%

Tabla 5: Definición Área de Influencia

5.1.3 Niveles de Corrientes de Cortocircuitos

En las siguientes tablas se presentan para el área de interés, los niveles de cortocircuito encontrados en los escenarios de alta y baja demanda, junto con las variaciones sufridas en el área con y sin el aporte de la CHLH II al SIC. Este análisis se realiza con el objetivo de definir el mejor esquema que permita asegurar el correcto desempeño de las protecciones con independencia de los despachos del área afectada por el ingreso de la nueva central.

Escenario DA														
NODO			Corrientes de Cortocircuito I ^{"k} [KA]											
Nombre	Nomenclatura	Tensión Nominal [kV]	CC Trifásico			CC Monofásico			CC Bifásico (aislado)			CC Bifásico a tierra		
			CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Icc	CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Icc	CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Icc	CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Icc
Central Los Hierros II	Los Hierros II 110kV	110	0,00	2,62	100%	0,00	3,11	100%	0,00	2,28	100%	0,00	3,00	100%
	Los Hierros II 6.6kV	6,6	0,00	8,38	100%	0,00	0,01	100%	0,00	7,20	100%	0,00	7,20	100%
Central Los Hierros II	LosHierros 110kV	110	2,48	2,55	3%	2,93	3,03	3%	2,16	2,22	3%	2,81	2,90	3%
S/E Canal Melado	Canal Melado 110kV	110	3,04	3,11	2%	4,08	4,16	2%	2,64	2,70	2%	4,02	4,10	2%
Escenario DB														
NODO			Corrientes de Cortocircuito I ^{"k} [KA]											
Nombre	Nomenclatura	Tensión Nominal [kV]	CC Trifásico			CC Monofásico			CC Bifásico (aislado)			CC Bifásico a tierra		
			CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Icc	CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Icc	CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Icc	CHLH II F/S	CHLH II E/S	Δ Icc
Central Los Hierros II	Los Hierros II 110kV	110	0,00	2,63	100%	0,00	3,13	100%	0,00	2,29	100%	0,00	3,01	100%
	Los Hierros II 6.6kV	6,6	0,00	8,38	100%	0,00	0,01	100%	0,00	7,19	100%	0,00	7,20	100%
Central Los Hierros I	LosHierros 110kV	110	2,50	2,57	3%	2,95	3,05	3%	2,18	2,23	3%	2,83	2,92	3%
S/E Canal Melado	Canal Melado 110kV	110	3,04	3,11	2%	4,08	4,16	2%	2,64	2,70	2%	4,03	4,10	2%

Tabla 6: Corrientes de Cortocircuito – Área de Influencia

5.2 Particularidades del Área de Influencia

En el presente capítulo se realiza un análisis de las particularidades que muestra la red que se ve influenciada por el impacto de la interconexión de la Central Hidráulica Los Hierros II. El principal objetivo de este apartado es identificar las condiciones para las cuales el sistema de protecciones podría presentar falencias.

La nueva central se interconecta al SIC en forma de tap-off a través de una línea en 110kV de 0,431km. El tap-off secciona la línea Canal Melado-Los Hierros 110kV a 14km de la S/E Canal Melado originando un sustancial cambio topológico de la red bajo estudio.

A continuación se compara la topología actual con la futura una vez interconecta la CHLH II.

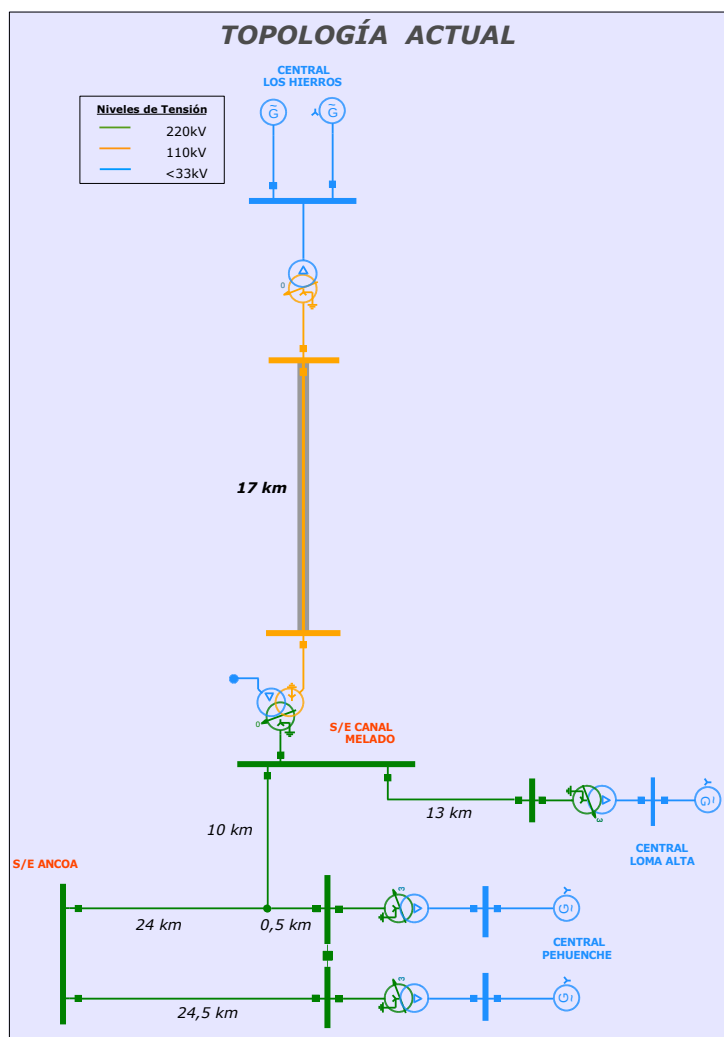


Figura 8: Topología Actual – SIN CHLH II

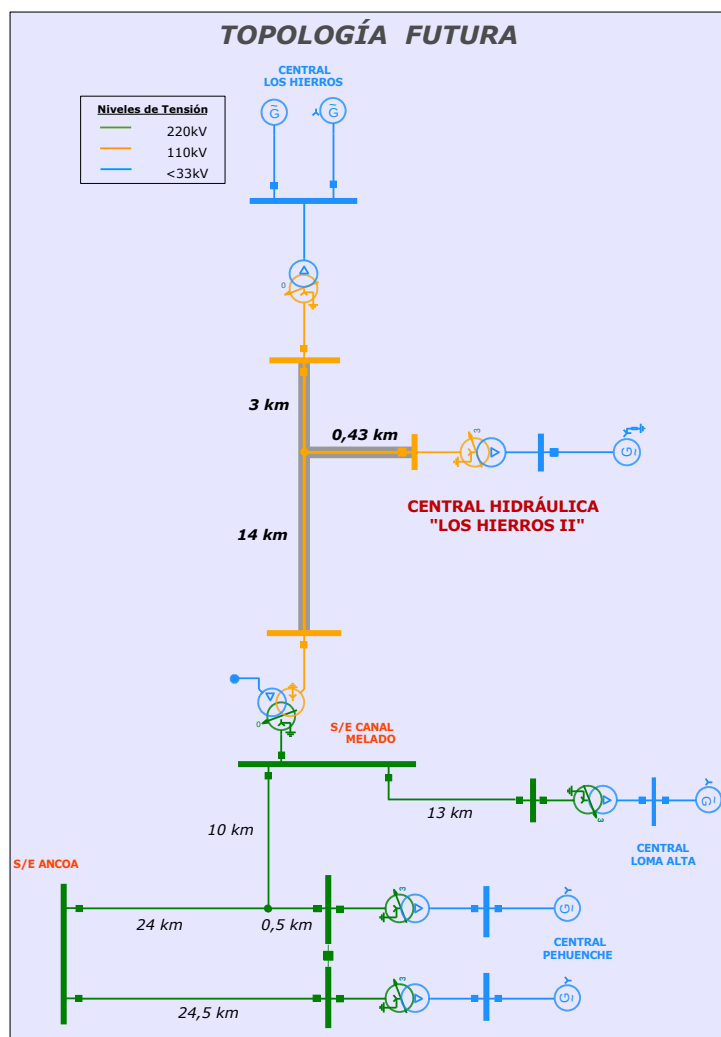


Figura 9: Topología Futura – CON CHLH II

La primera observación entre la comparación de las figuras anteriores es que el sistema de protecciones conformado entre la S/E Canal Melado y la central Los Hierros I actualmente se encuentra ajustado para un circuito de dos terminales (Figura 8), la interconexión de la CHLH II convierte a este último en un circuito de tres terminales (Figura 9). Se deberá realizar un reajuste de dichas protecciones utilizando criterios para circuitos de tres terminales.

Otra observación es la variación en los valores de cortocircuito debido al aporte de una nueva fuente de potencia en la zona de estudio, junto con la reducción de la impedancia homopolar vista producto de una nueva derivación a tierra del lado de 110kV en el transformador de la central Los Hierros II.

Por último se destaca que por las pequeñas distancias de alguno de los tramos de línea del circuito de tres puntas, parece indispensable contar con un esquema de teleprotección para el despeje de fallas en tiempos mínimos. Para que esto sea posible al menos uno de los tres relé que componen el esquema debe contar con, como mínimo, dos interfaces para la comunicación.

5.3 Impedancias Vistas

A continuación se muestran los valores máximos de impedancia vistos por las protecciones de los extremos que conforman el nuevo sistema de teleprotección de tres terminales Los Hierros II – Los Hierros I - Canal Melado, ante fallas en barras de cada terminal de 110kV.

5.3.1 Fallas en Canal Melado 110kV

Escenarios de ESTUDIO	Impedancias vistas - Falla en Canal Melado							
	Los Hierros I				Los Hierros II			
	Trifásica		Monofásica		Trifásica		Monofásica	
	Z [Ω]	Ang [$^{\circ}$]	Z [Ω]	Ang [$^{\circ}$]	Z [Ω]	Ang [$^{\circ}$]	Z [Ω]	Ang [$^{\circ}$]
DA - BASE	7,49	72,3	10,49	70,4	-	-	-	-
DA - Caso 1	8,52	73,3	11,84	71,6	42,67	65,2	59,07	60,1
DA - Caso 2	8,53	73,3	11,84	71,6	42,6	65,2	59,01	60,2
DA - Caso 3	-	-	-	-	6,36	72,3	9,69	65,6
DA - Caso 4	8,54	73,3	11,88	71,5	42,27	65,5	58,76	60,5
DA - Caso 5	8,53	73,3	11,85	71,5	42,42	65,4	58,8	60,4
DB - BASE	7,49	72,3	10,83	70,7	-	-	-	-
DB - Caso 1	8,39	73,5	11,46	72,2	47,93	62,3	63,95	58,5
DB - Caso 2	8,38	73,5	11,49	72,1	47,99	62,3	64,13	58,4
DB - Caso 3	-	-	-	-	6,36	72,3	9,52	66,1
DB - Caso 4	8,4	73,4	11,53	72	47,41	63,2	63,66	58,9
DB - Caso 5	8,39	73,5	11,53	72,1	48,01	62,7	64,36	58,4
Máxima	8,54	73,3	11,88	71,5	48,01	62,7	64,36	58,4
Mínima	7,49	72,3	10,49	70,4	6,36	72,3	9,52	66,1

Tabla 7: Impedancias vistas por Los Hierros I y Los Hierros II – Fallas en Canal Melado 110kV

5.3.2 Fallas en Los Hierros I 110kV

Escenarios de ESTUDIO	Impedancias vistas - Falla en Los Hierros I							
	Canal Melado				Los Hierros II			
	Trifásica		Monofásica		Trifásica		Monofásica	
	Z [Ω]	Ang [$^{\circ}$]	Z [Ω]	Ang [$^{\circ}$]	Z [Ω]	Ang [$^{\circ}$]	Z [Ω]	Ang [$^{\circ}$]
DA - BASE	7,49	72,3	10,65	74,7	-	-	-	-
DA - Caso 1	7,54	72,4	10,68	75,1	35,23	50,3	35,38	60,5
DA - Caso 2	7,54	72,4	10,68	75,1	35,19	50,4	35,32	60,5
DA - Caso 3	7,53	72,4	11,52	73,4	37,01	52,9	36,52	65,1
DA - Caso 4	7,54	72,4	10,69	75,1	35,17	50,7	35,13	60,8
DA - Caso 5	7,54	72,4	10,69	75,1	34,98	50,6	35,12	60,6
DB - BASE	7,49	72,3	10,71	74,7	-	-	-	-
DB - Caso 1	7,53	72,4	10,75	75,1	35,88	49,7	35,88	60,2
DB - Caso 2	7,53	72,4	10,74	75,1	36,29	49,6	36,11	60,2
DB - Caso 3	7,54	72,4	11,54	73,4	34,71	54,1	35,21	65,3
DB - Caso 4	7,53	72,4	10,74	75,1	36,17	50	35,83	60,6
DB - Caso 5	7,53	72,4	10,73	75,1	36,89	49,4	36,44	60,2
Máxima	7,54	72,4	11,54	73,4	37,01	52,9	36,52	65,1
Mínima	7,49	72,3	10,65	74,7	34,71	54,1	35,12	60,6

Tabla 8: Impedancias vistas por Canal Melado y Los Hierros II – Fallas en Los Hierros I 110kV

5.3.3 Fallas en Los Hierros II 110kV

Escenarios de ESTUDIO	Impedancias vistas - Falla en Los Hierros II							
	Canal Melado				Los Hierros I			
	Trifásica		Monofásica		Trifásica		Monofásica	
	Z [Ω]	Ang [$^{\circ}$]	Z [Ω]	Ang [$^{\circ}$]	Z [Ω]	Ang [$^{\circ}$]	Z [Ω]	Ang [$^{\circ}$]
DA - BASE	6,4	72,4	9,34	74,4	2,34	67,6	3,58	68,4
DA - Caso 1	6,4	72,4	9,24	74,8	2,32	67,4	3,54	68,4
DA - Caso 2	6,4	72,4	9,24	74,8	2,32	67,3	3,54	68,4
DA - Caso 3	6,36	72,3	9,64	73,4	-	-	-	-
DA - Caso 4	6,4	72,4	9,24	74,8	2,33	67,3	3,54	68,4
DA - Caso 5	6,4	72,4	9,25	74,8	2,35	67,3	3,54	68,4
DB - BASE	6,4	72,4	9,4	74,4	2,26	68,4	3,47	68,9
DB - Caso 1	6,4	72,4	9,3	74,8	2,24	68,3	3,42	68,9
DB - Caso 2	6,4	72,4	9,3	74,8	2,25	68,2	3,43	68,9
DB - Caso 3	6,36	72,3	9,65	73,4	-	-	-	-
DB - Caso 4	6,4	72,4	9,3	74,8	2,25	68,2	3,43	68,9
DB - Caso 5	6,4	72,4	9,29	74,8	2,26	68,1	3,44	68,8
Máxima	6,4	72,4	9,65	73,4	2,35	67,3	3,58	68,4
Mínima	6,36	72,3	9,24	74,8	2,24	68,3	3,42	68,9

Tabla 9: Impedancias vistas por Canal Melado y Los Hierros I – Fallas en Los Hierros II 110kV

5.4 Verificación de los transformadores de corriente

A partir de la información disponible en el unilineal representado en la Figura 3, se realiza la verificación de la saturación de los transformadores de corriente proyectados. Para la realización de esta evaluación se utilizan los máximos niveles de cortocircuito reales esperados (método completo basado en un flujo de cargas previo) los cuales corresponden al escenario de estudio 'DA - Caso 4'.

En la siguiente tabla se verifica el cumplimiento de los transformadores de corriente (TTCC) considerando que los mismos se encuentran cargados con un Burden igual al nominal. Para los casos que no se alcanza el cumplimiento en condiciones nominales (indicados con signo de admiración en la tabla 5.2) se indican los niveles de Burden límite para asegurar la prestación ante tales niveles de cortocircuito.

NODO	PAÑO	TC	In AT	In BT	Prest.	K _N	Icc máx Nominal	Icc máx pasante	CUMPLE	Carga Límite	
			[A]	[A]	[VA]		[A]	[A]		[Ω]	[VA]
110kV	Línea CHLH II – Tap	100/1A	100	1	7,5	20	2000	2558	!	5,864	5,864
	Transformador Principal	50/1A	50	1	2,5	20	1000	2558	!	0,977	0,977
		50/1(N) A	50	1	2,5	20	1000	270	✓	> Burden Nominal	
6,6kV	Unidad Generadora	600/1A	600	1	7,5	20	12000	6899	✓	> Burden Nominal	
		10/5(N) A	10	5	xxx	20	200	10	✓	> Burden Nominal	
	SSAA	40/1A	40	1	7,5	20	800	8380	!	0,716	0,716

Tabla 10: Verificación de los TTCC

A continuación se presenta una breve descripción del método utilizado para la determinación de la CARGA LÍMITE, aplicado para un caso particular:

- Dado un TC con una capacidad de 7,5VA y una corriente nominal secundaria de 1A, la carga nominal es 7,5Ω (ZNOMINAL).
- Considerando un KNOMINAL igual a 20 y definiendo al KLÍMITE por la siguiente expresión:

$$K_{LÍMITE} = \frac{I_{ccMáx}}{I_{NomPri}} ; \text{ donde } I_{ccMáx} \text{ es la máxima corriente que circulara por el TC.}$$

- En función de esto, se define la CARGA LÍMITE como:

$$Z_{LÍMITE} = Z_{NOMINAL} \cdot \frac{K_{NOMINAL}}{K_{LÍMITE}}$$

En síntesis, la carga secundaria deberá reducirse en tantas veces como se supere la corriente máxima nominal.

Conforme a la información suministrada, la **carga real** esperada para los TTCCs de la central Los Hierros II cuyos valores de carga límite son superiores a los de Burden nominal resulta:

TC: 100/1(A)

Paño: Línea CHLHII – Tap

- Impedancia del relé: $0,05\Omega$
- Impedancia del cable de control 4x8 AWG: $2,18\Omega/\text{km}$
- Distancia del TC a la protección: 65mts

TC: 50/1(A)

Paño: Transformador Principal

- Impedancia del relé: $0,05\Omega$
- Impedancia del cable de control 4x8 AWG: $2,18\Omega/\text{km}$
- Distancia del TC a la protección: 55mts

TC: 40/1(A)

Paño: SSAA

- Impedancia del relé: $0,05\Omega$
- Impedancia del cable de control 4x8 AWG: $2,18\Omega/\text{km}$
- Distancia del TC a la protección: 10mts

Tomando como referencia las cargas reales, se construye la siguiente tabla. Tal como puede verse ninguno de los TTCC de la central presenta saturación ante los niveles máximos de corrientes de cortocircuito esperadas.

NODO	PAÑO	TC	In AT	In BT	Prest.	K_N	Carga Límite		Carga REAL		CUMPLE
			[A]	[A]	[VA]		[Q]	[VA]	[Q]	[VA]	
110kV	Línea CHLH II – Tap	100/1A	100	1	7,5	20	5,864	5,864	0,642	0,642	✓
	Transformador Principal	50/1A	50	1	2,5	20	0,977	0,977	0,170	0,170	✓
6,6kV	SSAA	40/1A	40	1	7,5	20	0,716	0,716	0,072	0,072	✓

Tabla 11: Verificación de los TTCC

6 CRITERIOS DE AJUSTES

En este apartado se presentan los criterios generales de ajuste para la coordinación tanto de las *protecciones a instalar* como de las protecciones existentes que se ven afectadas por el cambio de topología que sufre el sistema.

Para la definición de los criterios más convenientes en cada caso se toman como referencia los lineamientos establecidos por el CDEC-SIC, la filosofía utilizada por el transportista local, las recomendaciones de los fabricantes de las protecciones ([3] [4] [5] [6]), de criterios utilizados para estudios anteriores en la zona de interés [7] y finalmente de literatura específica [8]. De esta forma se pretende cumplir con los criterios generales especificados por el operador del sistema y ajustar los esquemas para que su desempeño sea similar al de los enlaces aledaños.

6.1 Protecciones a instalar

6.1.1 Central Los Hierros II – Protección de Línea – 7SA522

Módulos Ajustados: 21, 21N, 67N, 51/51N, 50BF

Este relé cuenta con dos interfaces para la comunicación. Esto nos habilita a la formación de un esquema de teleprotección para el circuito de tres puntas que une a las SSEE Los Hierros II, Los Hierros y Canal Melado.

⇒ **Módulo de Distancia (21-21N)**

Debido a que esta protección es la encargada de proteger una línea de tres terminales, éste actúa como módulo principal.

Zona 1 (Forward), esta zona resulta en una actuación instantánea para fallas en la línea sobre la cual se encuentra instalado el relé.

Para evitar actuaciones incorrectas ya sea por error en la medición del relé o incertidumbre en la determinación de los parámetros de la línea, se ajusta al 80% de la línea más corta que compone la línea de tres terminales.

$$X_{REACH} = 80\% * Z_{LHII-LHI} = 0,8 * 1,51 * \frac{100/1}{110/0,1} = 0,11 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Ph} = X_{REACH} = 0,11 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Earth} = X_{REACH} = 0,22 [Ohm - sec]$$

$$T = 0,0 [seg]$$

Zona de sobrealcance 1B (Forward), esta utiliza el mismo ajuste que la Zona 2 y se utiliza para la lógica de teleprotección de sobrealcance permisivo con función de Weak Infeed.

Zona 2 (Forward), el objetivo principal de este módulo es proteger la totalidad del circuito a proteger. Como objetivo secundario se propone proteger parte de los elementos de línea adyacentes y actuar como módulo de respaldo de estos.

Se propone un alcance del 125% de la impedancia máxima medida en las barras adyacentes de 110kV, SS/EE Los Hierros I y Canal Melado, calculadas en los apartados 5.3.1 y 5.3.2.

Los tiempos de actuación de esta zona se ajustan de forma que coordinen con las S/E adyacentes.

$$X_{REACH} = \text{Máx}\{X_{REACH Ph}; X_{REACH Earth}\}$$

$$X_{REACH Ph} = 125\% * Z_{FPh Max} = 1,25 * 48,01 * \frac{100/1}{110/0,1} = 5,45 [Ohm - sec]$$

$Z_{FPh Max} \rightarrow$ Maximo valor de impedancia medido para una falla
entre fases en barras aledañas de 110kV

$$X_{REACH Earth} = 125\% * Z_{FEarth Max} = 1,25 * 64,36 * \frac{100/1}{110/0,1} = 7,31 [Ohm - sec]$$

$Z_{FEarth Max} \rightarrow$ Maximo valor de impedancia medido para una falla
a tierra en barras aledañas de 110kV

$$X_{REACH} = X_{REACH Earth} = 7,31 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Ph} = X_{REACH Ph} = 5,45 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Earth} = 2 * X_{REACH Earth} = 14,63 [Ohm - sec]$$

$$T = 0,6 [seg]$$

Zona 3 (forward), se ajusta para cubrir el 100% de la menor impedancia vista de los elementos de línea adyacentes. Esto debido a que esta protección se encuentra en un extremo débil. Para cubrir los posibles errores introducidos

por la clase de los instrumentos de medición se utiliza un factor de seguridad de 1,1 (FS).

Los tiempos de actuación de esta zona se ajustan de forma que coordinen con las S/E adyacentes.

$$X_{REACH} = 100\% * FS * Z_{FVista CM 220kV} = 1 * 1,1 * \frac{100/1}{110/0,1} = 19,00 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Ph} = X_{REACH} = 19,00 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Earth} = 2 * X_{REACH} = 38,00 [Ohm - sec]$$

$$T = 4,0 [seg]$$

Zona 4 (reverse), este módulo se activa para ser empleado como bloqueo de la lógica de teleprotección. Su dirección de operación es hacia atrás (reverse) y se utiliza para identificar fallas que ocurran a espaldas de la protección. Se adopta como criterio de ajuste asegurar un alcance mayor al de la máxima zona utilizada como activación del esquema de teleprotección (zona Z1B) de las restantes protecciones que componen el POTT. Se utiliza un factor de seguridad de 1.1 (FS).

Los tiempos de actuación serán los más elevados que disponga la protección.

$$X_{REACH} = FS * Máx\{X_{Zona 1B CM}; X_{Zona 1B LHI}\}$$

$$X_{REACH} = FS * X_{Zona 1B LHI} = 1,1 * 11,88 * \frac{100/1}{110/0,1} = 1,49 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Ph} = X_{REACH} = 1,49 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Earth} = 2 * X_{REACH} = 2,97 [Ohm - sec]$$

$$T = \infty [seg]$$

Esquema de Teleprotección (POTT + función ECHO), se prevé para el enlace de tres puntas Los Hierros II – Los Hierros I – Canal Melado 110kV la operación de un esquema de teleprotección que se encuentra en correlación con las recomendaciones establecidas en el manual de la protección SIEMENS 7SA522 [6].

Específicamente se utilizará la *Zona 1B* como zona de sobrealcance y la función *ECHO* para los casos de alimentación débil o nula. Esta última, por otra parte, utiliza la *Zona 4* (en dirección reversa) más un determinado pick-up de subtensión (0,8p.u.) como bloqueo y así evitar disparos indeseados.

De esta forma el esquema de sobrealcance actúa para dos situaciones distintas:

1. operación por sobrealcance del esquema POTT, cuando los tres extremos vean falla dentro del alcance de zona 1B.
2. operación por función ECHO, al detectarse una falla en la zona de sobrealcance el esquema POTT enviará una señal de ECHO al extremo opuesto, siempre que se cumplan las condiciones de fuente débil o nula (subtensión y falla no vista en sentido reversa) enviará una señal de respuesta permisiva a los extremos opuestos del esquema POTT.

Para ambos casos la operación del esquema POTT se produce de forma instantánea, sin retardos intencionales.

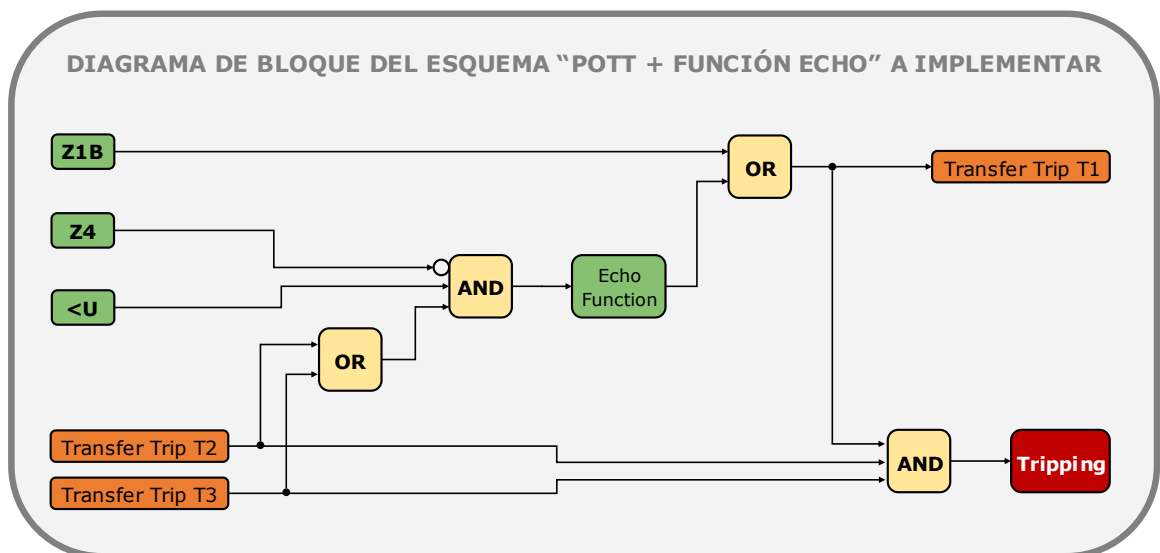


Figura 10: Diagrama de bloque del esquema de teleprotección a implementar

Finalmente deben ajustarse las funciones de bloqueo de las funciones de impedancia ante la actuación del módulo de pérdida de tensión (VT fuse failure).

⇒ **Módulo de Sobrecorriente Direccional (67N)**

Se activa solo el módulo direccional de tierra, como protección para fallas de alta resistencia con dirección hacia la línea. Se utiliza para respaldar a la operación de la función 21N en aquellos casos en que esta última no posea la sensibilidad suficiente. Se verifica que cubra fallas monofásicas de hasta 25 Ohm en la S/E Canal Melado.

El pick-up se define por encima de la mínima sensibilidad del TC utilizado (30% de su valor nominal) mientras que los tiempos de actuación serán mayores al del segundo escalón de la protección de distancia a tierra.

⇒ **Módulo de Falla de Interruptor (50BF)**

El módulo de falla de interruptor es activado por los módulos de sobrecorriente cuando estos den orden de trip al interruptor (50/51, 50N/51N, 46, 67N, 67, 64REF, 87M, 87T). Este módulo chequea la extinción de la corriente durante el intervalo de tiempo especificado. Además se puede tener en cuenta la posición de los contactos del interruptor, censado a través de entradas lógicas para determinar la apertura real del mismo.

La aplicación considera el arranque del esquema solo si se cumplen simultáneamente las siguientes condiciones:

- ☒ *Interruptor posición cerrado*
- ☒ *Supervisión de umbral de corriente presente.*

Esta función se habilitará en dos etapas, y con un umbral de corriente de fase y residual.

- *La **primera etapa** como repetición del comando de trip al mismo interruptor con una temporización **t1 = 0,020 seg.***
- *La **segunda etapa** con comando de trip a los interruptores adyacentes de la misma barra con temporización **t2 = 0,200 seg.***
- *La corriente de **Pick-up de fase** será igual al 50% (**50A**) de la corriente nominal del TTCC.*
- *La corriente de **Pick-up residual** será igual al 10% (**10A**) de la corriente nominal de los TTCC.*

⇒ **Módulos de Sobrecorrientes (50-51-50N-51N)**

Estos módulos de protección corresponden a funciones de emergencia y sólo se activan ante la pérdida de medición de tensión (fuse failure). Específicamente se indican los siguientes criterios:

- **Pick up de fase (50)**, 120% de la corriente nominal del transformador de corriente (**120A**).
- **Tiempo de operación de fase (50)**, igual al de la zona de distancia más extensa ($T_{op} = T_{Z3} = 3,0 \text{ seg}$).
- **Ajuste de módulo de tierra (50N)**, 25% de la corriente nominal del transformador de corriente (**25A**).
- **Tiempo de operación de fase (50N)**, igual al de la zona de distancia más extensa ($T_{op} = T_{Z3} = 3 \text{ seg}$).

Los módulos de tiempo definido (51-51N) se mantienen fuera de servicio.

6.1.2 Central Los Hierros II – Protección de Transformador 110/6,6kV – 7UT633

Módulos Ajustados: 87T, 50/51, 51N, 59N

⇒ **Módulo Diferencial (87T)**

Como se observa en la siguiente figura, posee una característica ajustable de doble pendiente.

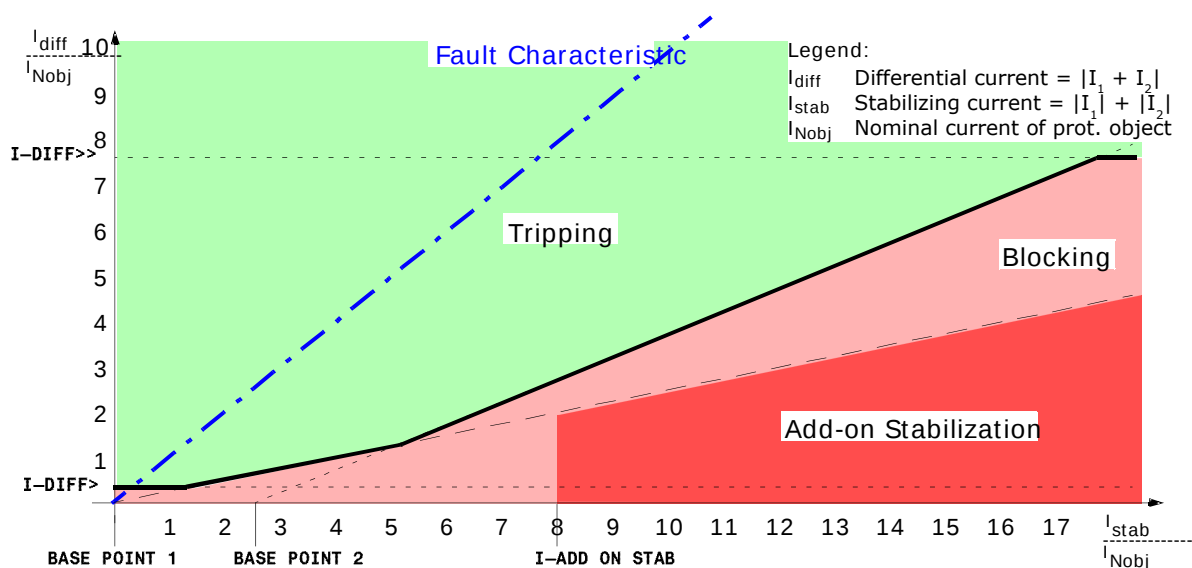


Figura 11: Característica del módulo diferencial – SIEMENS 7UT633

Las corrientes nominales, primarias y secundarias, son:

$$I_{NomPrimaria} = \frac{7MVA}{\sqrt{3} * 110kV} = 36,7 A$$

$$I_{NomSecundaria} = \frac{7MVA}{\sqrt{3} * 6.6kV} = 612,3 A$$

La impedancia de cortocircuito del transformador es 7,6%, por lo tanto la corriente de un cortocircuito máxima factible de circular por el transformador es de:

$$I_{MaxFalla} = \frac{100}{7,6} * I_{Nobj} = 13,2 * I_{Nobj}$$

Para asegurarse que una condición de falla siempre sea detectada, se ajusta el pick-up máximo al 50% del valor calculado $I_{MaxFalla}$. Por lo tanto el ajuste de **$I_{DIFF} >>$** es:

$$I_{DIFF} >>= 0,5 * 13,2 * I_{Nobj} = 6,6 * I_{Nobj}$$

El ajuste de pick-up mínimo debe resultar de manera tal de evitar la operación de la protección diferencial ante la corriente de excitación del transformador.

Durante condiciones de baja carga (normalmente corrientes menores a 50% $I_{NomTransf}$), la protección diferencial debe ser muy sensible, teniéndose en cuenta además la corriente de magnetización en estas condiciones.

Para el ajuste del **Slope 1** se contemplan los errores propios de los transformadores de corriente asociados a la protección diferencial y los errores introducidos por el cambiador de toques del transformador protegido. Para los ajustes se adoptaron las siguientes consideraciones:

- *El relé como elemento de protección aporta al error, considerando que éste posee una clase de precisión de 5%.*
- *El cambiador de toques del transformador de potencia elevador se encuentra en el lado de AT. El rango del cambiador de toques es $\pm 2 \times 2,5\%$.*
- *El transformador de corriente de 110kV posee una relación 50/1A y una clase 10P20. Por lo tanto se considera un error del 10%.*
- *Los transformadores de corriente de 6,6kV, uno del generador y uno del transformador de (SSAA), poseen una relación 600/1A y 40/1A*

respectivamente, con una clase 5P20. Por lo tanto el error se considera 5%, totalizando 10% de error absoluto.

- Consideración de un margen de seguridad del 5%.
- Se considera las pérdidas en vacío del transformador a máxima tensión en $P' = 10\%$.

La peor condición de medición (sumatoria absoluta de errores) resulta 35%.

$$\text{Slope 1} = 35\%$$

Determinado el parámetro *Slope 1*, se encuentra el umbral **I_{DIFF}** conforme al siguiente cálculo:

$$I_{DIFF} \geq (0,5 * \text{Slope 1} + P') * I_{NomTransf}$$

$$I_{DIFF} \geq 0,5 * 0,35 + 0,1 * I_{NomTransf}$$

$$I_{DIFF} \geq 0,3 * I_{NomTransf}$$

El **BASE POINT 1** fue considerado en un valor típico de $0,5 \times I_{NomTransf}$.

$$I_{BASE POINT 1} = 0,5 * I_{NomTransf}$$

El segundo umbral (**BASE POINT 2**) se ajusta contemplando que la corriente de carga bajo condiciones de nominales no debería ser mayor a $2 * I_{NomTransf}$.

$$I_{BASE POINT 2} = 2 * I_{NomTransf}$$

El ajuste de la pendiente 2 o **Slope 2** debe ser mayor que el *Slope 1*, y está caracterizada por restringir actuaciones de la protección diferencial ante fallas externas al transformador; para evitar la actuación no deseada debido a la posible saturación de los TTCC, se ajusta en valores típicos:

$$\text{Slope 2} = 60\%$$

Se deberá ajustar la **protección de circuito abierto del TC**, la cual bloquea el funcionamiento inesperado de la función diferencial en caso de que se detecte la apertura del circuito secundario de alguno de los transformadores de corriente. Ante la actuación de esta función se emite una **señal de alarma**.

Se habilitará además:

- La **inhibición de corrientes de inrush** durante la energización (2º armónico) por fase, con un ajuste de un **15%**.
- La **restricción por 5º armónico**, que sirve para estabilizar la protección diferencial ante condiciones de saturación, se ajusta con valores típicos al **35%**.

⇒ **Módulos de Sobrecorriente de fase (50/51)**

El **pick-up** del módulo de sobrecorriente de fase de tiempo inverso (**51**) se ajusta al 120% de la corriente nominal del transformador protegido (**44A**), mientras que el objetivo del **dial de tiempo** es ver las corrientes de fallas hacia el sistema en tiempos superiores a los de *zona 2* de las protecciones de distancia (600ms).

Por otra parte el módulo de tiempo definido (**50**) se ajusta con un **dial de tiempo** de **300ms** y un **pick-up** de **375A**, logrando con esto coordinación con las protecciones aguas arriba y ver fallas hasta la barra de 6,6kV del transformador en tiempos de respaldo de los módulos de protección principal (87T).

⇒ **Módulos de Sobrecorriente de neutro (51N)**

Como criterio se utiliza un nivel de **pick-up** del 30% (**15A**) de la corriente nominal del transformador, con una curva de tiempo extremadamente inverso; y un **dial de tiempo** coordinado con las protecciones aguas arriba y tal de ver fallas en la barra de 110kV en tiempos de respaldo de los módulos de protección principal.

⇒ **Módulo de Sobretensión (59)**

El ajuste de este módulo se hace para el lado de baja tensión del transformador y se utilizan valores típicos:

- El pick-up de primer escalón de sobretensión es $U_{>} = 1,15 \cdot U_{NomBT}$
- Time Delay, $T_{U>} = 3 \text{ seg}$
- El pick-up del segundo escalón de sobretensión es $U_{>>} = 1,3 \cdot U_{NomBT}$
- Time Delay, $T_{U>>} = 0,5 \text{ seg}$

Obs.: U_{NomBT} , corresponde a los valores nominales del lado de baja tensión del transformador principal de Los Hierros II (110/6.6kV).

6.1.3 Central Los Hierros II – Protección de Transformador 6,6/0.4kV

Módulos Ajustados: 51/51, 51N

⇒ **Módulo de Sobrecorriente de fase (50/51)**

El **pickup** del módulo de sobrecorriente de fase de tiempo inverso (**51**) del transformador de servicios auxiliares de la central se ajusta al 120% de la corriente nominal de dicho transformador.

El **dial de tiempo** se ajusta para que fallas entre fases en el lado de baja tensión (0,4kV), considerando condición de máxima generación, sean despejadas en tiempos mayores a 700mseg. Este tiempo da selectividad a la actuación de las protecciones en el lado de baja tensión.

Característica IEC → Inverse

$$I_{>} = 33 A_{pri}$$

$$Time Dial = 0,27$$

El módulo de sobrecorriente de fase de tiempo definido (**50**) tiene un **pickup** de modo tal que detecte la falla más leve en bornes del transformador del

lado de 6,6kV y llegue a proteger hasta el 90% del transformador. El módulo actúa sin retardos intencionales.

$$I_{\gg} = 1040 A_{pri}$$

$$T = 0,0 \text{ seg}$$

⇒ **Módulo de Sobrecorriente de tierra (50N)**

La resistencia del neutro del generador limita la corriente homopolar que circula por ellos a 10A. Una falla monofásica en bornes del transformador de servicios auxiliares, en el nivel de 6,6kV, la protección de éste verá ese valor de corriente de modo que se propone un **pick-up** del 20% de la corriente nominal del TC (8 Apri).

El módulo de sobrecorriente de tierra de tiempo definido se ajusta de manera tal que detecte dicha corriente homopolar para fallas en bornes del transformador y coordine con el resto de las protecciones.

$$I_{\gg} = 8 A_{pri}$$

$$T = 3,0 \text{ seg}$$

6.1.4 Central Los Hierros II – Protección de Unidad Generadora – 7UM622

Módulos Ajustados: 87G, 51V, 51G, 27, 59N, 81<, 81>, 50BF

⇒ **Módulo Diferencial (87G)**

Se ajusta de acuerdo a parámetros típicos dependientes de las características de la unidad propuestos por el fabricante de la protección [4].

$$I_{DIFF} > = 0,2 * I_{NomTransf}$$

$$I_{DIFF} \gg = 5 * I_{NomTransf}$$

$$Slope\ 1 = 25\%$$

$$I_{BASE\ POINT\ 1} = 0,0 * I_{NomTransf}$$

$$Slope\ 2 = 50\%$$

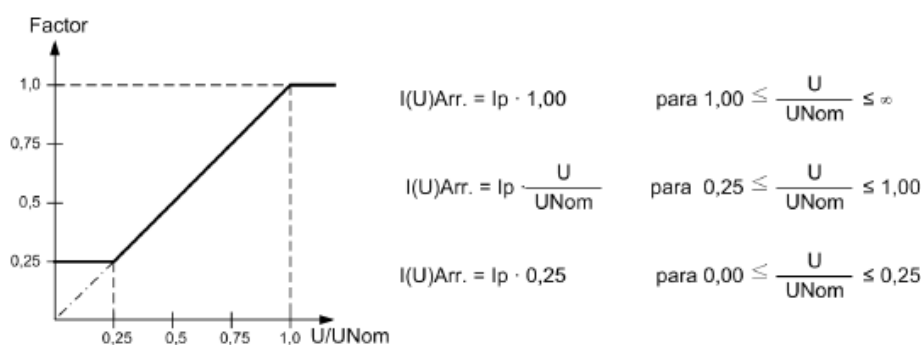
$$I_{BASE\ POINT\ 2} = 2,5 * I_{NomTransf}$$

⇒ **Módulo de Sobrecorriente de fase (51V)**

Se ajusta el módulo de sobrecorriente de fase según parámetros típicos propuestos por fabricante de las protecciones [4] y que dependen de las características de la unidad generadora.

El dial de tiempo como la característica de la curva se seleccionan con el objetivo de ser respaldo de los módulos diferenciales, tanto para fallas en el generador como para fallas en el transformador 110/6,6kV. Aparte se busca que estas coordinen con protecciones aguas arriba.

Se utiliza la opción de "Dependencia de Tensión", de modo que el valor de corriente vista por la protección depende de la caída de tensión en la barra del generador y se corresponde con la siguiente característica.



El simulador refleja este efecto por una multiplicación de la corriente de cortocircuito vista por el relé, no siendo ésta la verdadera corriente de cortocircuito a la que se verá expuesta la unidad generadora.

$$I_{Pick-up} = 1,5 * I_{NomGen}$$

$$T = 0,5 \text{ seg}$$

Caractareistiva IEC → Extremadamente Inversa

⇒ **Módulo de Sobrecorriente de tierra (51G)**

Se ajusta el módulo de sobrecorriente de tierra sensible por debajo de la curva de daño de la resistencia de puesta a tierra de los generadores. Esta

resistencia de puesta a tierra limita las corrientes de cortocircuito en la barra de 6,6kV en aproximadamente 10A.

$$I_{pick-up} = 5 A_{pri}$$

$$T = 5 \text{ seg}$$

⇒ **Módulo de Sobretensión (59)**

Se ajusta de manera de evitar sobretensiones inadmisibles en la unidad, manteniéndola en servicio en los rangos especificados en la NTSyCS.

⇒ **Subtensión (27)**

El módulo de subtensión se ajusta de manera tal que detecte el mínimo nivel de tensión que produce una falla monofásica en bornes del transformador de bloque, en condiciones del sistema de baja carga/baja generación.

El tiempo de retardo se ajusta el 5seg permitiendo la actuación de las protecciones diferencial y de sobrecorriente en primera instancia.

⇒ **Sub / sobrefrecuencia (81)**

Se ajusta de manera de cumplir con los requisitos especificados por la NTSyCS para centrales hidroeléctricas.

⇒ **Falla Interruptor (50BF)**

Se ajusta al 20% de la corriente nominal del TC con un retardo de 250ms (más de dos veces el tiempo de apertura del interruptor).

6.2 Protecciones existentes

A continuación se presentan los criterios de re-ajuste de las protecciones que se ven afectadas por la interconexión al SIC de Los Hierros II. Con estos se busca asegurar un correcto funcionamiento del sistema de protecciones.

Como lineamientos generales se plantea utilizar criterios semejantes a los ya implementados en la zona afectada buscando así correctas coordinaciones entre los sistemas de protecciones adyacentes.

Dicho esto se aclara que las principales modificaciones realizadas sobre las protecciones existentes se basan en los criterios ya propuestos para la Central Hidráulica Los Hierros II.

6.2.1 Central Los Hierros – Protección de Línea – 7SA611

Módulos Re-ajustados: 21/21N, 67N

Esta protección, con la nueva topología que presenta el sistema en 110kV, pasa de proteger una línea convencional de dos terminales (Los Hierros, Canal Melado) a proteger una línea de tres terminales (Los Hierros, Canal Melado, Los Hierros II).

Los criterios de ajuste son los mismos que los propuestos en “Central Los Hierros II – Protección de Línea – 7SA522”.

⇒ **Módulo de Distancia (21-21N)**

Zona 1 (Forward),

$$X_{REACH} = 80\% * Z_{LHII-LHI} = 0,24 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Ph} = X_{REACH} = 0,24 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Earth} = X_{REACH} = 0,48 [Ohm - sec]$$

$$T = 0,0 [seg]$$

Zona de sobrealcance 1B (Forward), esta utiliza el mismo ajuste que la Zona 2 y se utiliza para la lógica de teleprotección de sobrealcance permisivo con función de Weak Infeed.

Zona 2 (Forward),

$$X_{REACH} = \text{Máx}\{X_{REACH Ph}; X_{REACH Earth}\}$$

$$X_{REACH Ph} = 125\% * Z_{FPh Max} = 2,14 [Ohm - sec]$$

$Z_{FPh Max} \rightarrow$ Maximo valor de impedancia medido para una falla

entre fases en barras aledañas de 110kV

$$X_{REACH Earth} = 125\% * Z_{FEarth Max} = 2,97 [Ohm - sec]$$

$Z_{FEarth Max} \rightarrow$ Maximo valor de impedancia medido para una falla

a tierra en barras aledañas de 110kV

$$X_{REACH} = X_{REACH Earth} = 2,97 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Ph} = X_{REACH Ph} = 2,14 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Earth} = 2 * X_{REACH Earth} = 5,94 [Ohm - sec]$$

$$T = 0,6 [seg]$$

Zona 3 (forward),

$$X_{REACH} = 100\% * FS * Z_{FVista CM 220kV} = 7,33 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Ph} = X_{REACH} = 7,33 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Earth} = 2 * X_{REACH} = 14,67 [Ohm - sec]$$

$$T = 4,0 [seg]$$

Zona 4 (reverse),

$$X_{REACH} = FS * \text{Máx}\{X_{Zona 1B CM}; X_{Zona 1B LHII}\}$$

$$X_{REACH} = FS * X_{Zona 1B LHII} = 17,70 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Ph} = X_{REACH} = 17,70 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Earth} = 2 * X_{REACH} = 35,40 [Ohm - sec]$$

$$T = \infty [seg]$$

Esquema de Teleprotección (POTT + función ECHO), tal como se indica previamente se prevé para el enlace de tres puntas Los Hierros II – Los Hierros I – Canal Melado 110kV la operación de un esquema de teleprotección que se encuentra en correlación con las recomendaciones establecidas en el manual de la protección SIEMENS 7SA611 [3].

Específicamente se utilizará la *Zona 1B* como zona de sobrealcance y la *función ECHO* para los casos de alimentación débil o nula. Esta última, por otra parte, utiliza la *Zona 4* (en dirección reversa) más un determinado pick-up de subtensión (0,8p.u.) como bloqueo y así evitar disparos indeseados.

De esta forma el esquema de sobrealcance actúa para dos situaciones distintas:

1. operación por sobrealcance del esquema POTT, cuando los tres extremos vean falla dentro del alcance de zona 1B.
2. operación por función ECHO, al detectarse una falla en la zona de sobrealcance el esquema POTT enviará una señal de ECHO al extremo opuesto, siempre que se cumplan las condiciones de fuente débil o nula (subtensión y falla no vista en sentido reversa) enviará una señal de respuesta permisiva a los extremos opuestos del esquema POTT.

(Ver esquema: "Figura 10")

Finalmente deben ajustarse las funciones de bloqueo de las funciones de impedancia ante la actuación del módulo de pérdida de tensión (VT fuse failure).

⇒ **Módulo de Sobrecorriente Direccional (67N)**

El pick-up se define por encima de la mínima sensibilidad del TC utilizado (30% de su valor nominal) mientras que los tiempos de actuación serán mayores al del segundo escalón de la protección de distancia a tierra.

6.2.2 Central Los Hierros – Protección de Transformador – 7UT635

Módulos Re-ajustados: 51N

⇒ **Módulo de Sobrecorriente de Tierra (51N)**

Se mantiene tanto el pick-up como la característica de la curva de tiempo inverso, sólo se modifica el dial de tiempo para que coordine con el resto de los relés (**time dial = 3,15**).

6.2.3 S/E Canal Melado – Protección de Línea – 7SA611

Módulos Re-ajustados: 21/21N

Esta protección, con la nueva topología que presenta el sistema en 110kV, pasa de proteger una línea convencional de dos terminales (Los Hierros, Canal Melado) a proteger una línea de tres terminales (Los Hierros, Canal Melado, Los Hierros II).

Los criterios de ajuste son los mismos que los propuestos en "Central Los Hierros II – Protección de Línea – 7SA522".

⇒ **Módulo de Distancia (21-21N)**

Zona 1 (Forward),

$$X_{REACH} = 80\% * Z_{CM-LHII} = 2,03 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Ph} = X_{REACH} = 2,03 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Earth} = X_{REACH} = 4,06 [Ohm - sec]$$

$$T = 0,0 [seg]$$

Zona de sobrealcance 1B (Forward), esta utiliza el mismo ajuste que la Zona 2 y se utiliza para la lógica de teleprotección de sobrealcance para un circuito de tres terminales.

Zona 2 (Forward),

$$X_{REACH} = \text{Máx}\{X_{REACH Ph}; X_{REACH Earth}\}$$

$$X_{REACH Ph} = 125\% * Z_{FPh Max} = 3,77 [Ohm - sec]$$

$Z_{FPh Max} \rightarrow$ Maximo valor de impedancia medido para una falla

entre fases en barras aledañas de 110kV

$$X_{REACH Earth} = 125\% * Z_{FEarth Max} = 5,77 [Ohm - sec]$$

$Z_{FEarth Max} \rightarrow$ Maximo valor de impedancia medido para una falla

a tierra en barras aledañas de 110kV

$$X_{REACH} = X_{REACH Earth} = 5,77 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Ph} = X_{REACH Ph} = 3,77 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Earth} = 2 * X_{REACH Earth} = 11,54 [Ohm - sec]$$

$$T = 0,6 [seg]$$

Zona 3 (forward), a diferencia de las anteriores esta NO es una FUENTE DEBIL, de modo que su ajuste se corresponde con de la mayor impedancia vista de los elementos de línea adyacentes.

$$X_{REACH} = 100\% * FS * Z_{FVista LHII 6,6kV} = 66,00 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Ph} = X_{REACH} = 66,00 [Ohm - sec]$$

$$R_{REACH Earth} = 2 * X_{REACH} = 132,00 [Ohm - sec]$$

$$T = 4,0 [seg]$$

Zona 4 (reverse), debido a que en este extremo el esquema de teleprotección no necesita de la función ECHO, el alcance de esta zona se mantiene.

Esquema de Teleprotección (POTT), se prevé para el enlace de tres puntas Los Hierros II – Los Hierros I – Canal Melado 110kV la operación de un esquema de teleprotección.

Específicamente se utilizará la *Zona 1B* como zona de sobrealcance y a diferencia de los demás extremos que componen el esquema, éste es un extremo fuerte, por lo tanto no se necesita de la función ECHO para un correcto funcionamiento.

De esta forma el esquema de sobrealcance actúa sólo para la situación:

1. operación por sobrealcance del esquema POTT, cuando los tres extremos vean falla dentro del alcance de zona 1B.

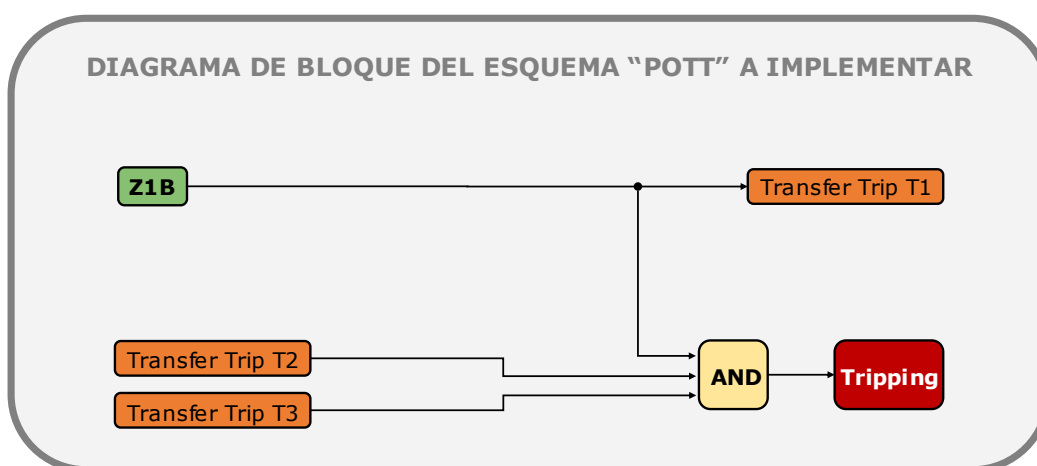


Figura 12: Diagrama de bloque del esquema de teleprotección a implementar

Finalmente deben ajustarse las funciones de bloqueo de las funciones de impedancia ante la actuación del módulo de pérdida de tensión (VT fuse failure).

6.2.4 S/E Canal Melado – Protección de Transformador 220/110 – 7UT633

Módulos Re-ajustados: 51N

⇒ **Módulo de Sobrecorriente de Tierra (51N)**

Se mantiene tanto el pick-up como la característica de la curva de tiempo inverso, sólo se modifica el dial de tiempo para que coordine con el resto de los relés (**time dial = 0,42**).

7 VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES

Definidos los ajustes de las *protecciones a instalar* y las modificaciones propuestas a las *protecciones existentes*, se presenta aquí la verificación de la actuación de las protecciones para fallas en la región de estudio.

En una primera instancia se analiza detalladamente el desempeño de los sistemas de protección ante fallas en el sistema de 110kV. En esta se demuestra el correcto desempeño del sistema de teleprotección de sobrealcance que protege al circuito de tres puntas en tiempos instantáneos como también la correcta coordinación y selectividad entre los sistemas de protecciones adyacentes.

Luego se verifica la coordinación ante fallas internas (6,6kV) en la nueva central hidráulica Los Hierros II.

Finalmente se presentan los tiempos de actuación de los relés de protección que componen la zona de estudio para todas las fallas exigidas por el CDEC-SIC [2]. Estos tiempos se presentan en tablas y no deben compararse con los presentados en las verificaciones que los preceden ya que, si bien hay puntos de falla que se corresponden también hay muchos que no, siendo esto un posible motivo de confusión o malas interpretaciones.

Para el análisis de verificación de la coordinación se elige de los ESCENARIOS DE ESTUDIO (Tabla 3) los de máxima y mínima potencia de cortocircuito (DA-Caso 4 y DB-Caso 2 respectivamente).

Como puede observarse en el desarrollo del capítulo se verifica la correcta coordinación y actuación selectiva entre los relés de protección que responden a los criterios definidos en el capítulo 6.

7.1 Verificación Sistema de 110kV

El circuito de tres terminales en 110kV (Canal Melado – Los Hierros I – Los Hierros II) se encuentra protegido en una primera instancia por el esquema de POTT híbrido y como respaldo de este se cuenta con los módulos de distancia y sobrecorriente.

Cada falla dentro de este circuito que sea vista por las *Zonas de sobrealcance 1B* (mismo ajuste que zonas 2) de las protecciones de línea son despejadas en tiempos instantáneos. Para los casos en que alguno de los extremos débiles (Los Hierros I o Los Hierros II) no vea la falla en *zona 1B*, pero tampoco la vea en *zona 4* y se cumpla la

condición de *pick-up por subtensión*, el esquema de teleprotección también daría actuación en tiempos instantáneos (por función "*ECHO Function*").

El esquema "Diagrama de bloque del esquema de teleprotección a implementar" describe el funcionamiento del *POTT + ECHO Function* (extremos débiles, Los Hierros I y II). Para el caso de Canal Melado (extremos fuerte), el esquema se simplificaría a trip por sobrealcance (actuación de Zona 1B) más el permiso del resto de los relés que componen el esquema de teleprotección.

A continuación se realizan fallas trifásicas sin resistencia de falla y monofásicas con $RFT=0\Omega$ y $RFT=25\Omega$ al 5% de cada uno de los tramos y en bornes de los transformadores del lado de 110kV. Cada una de estas se realiza para los escenarios de estudio de máxima y mínima potencia de cortocircuito en el área de estudio y se presentan los unifilares con los tiempos de actuación de cada relé.

En el siguiente esquema se identifica el cuadro de tiempo que representa la actuación de cada relé de la zona de estudio.

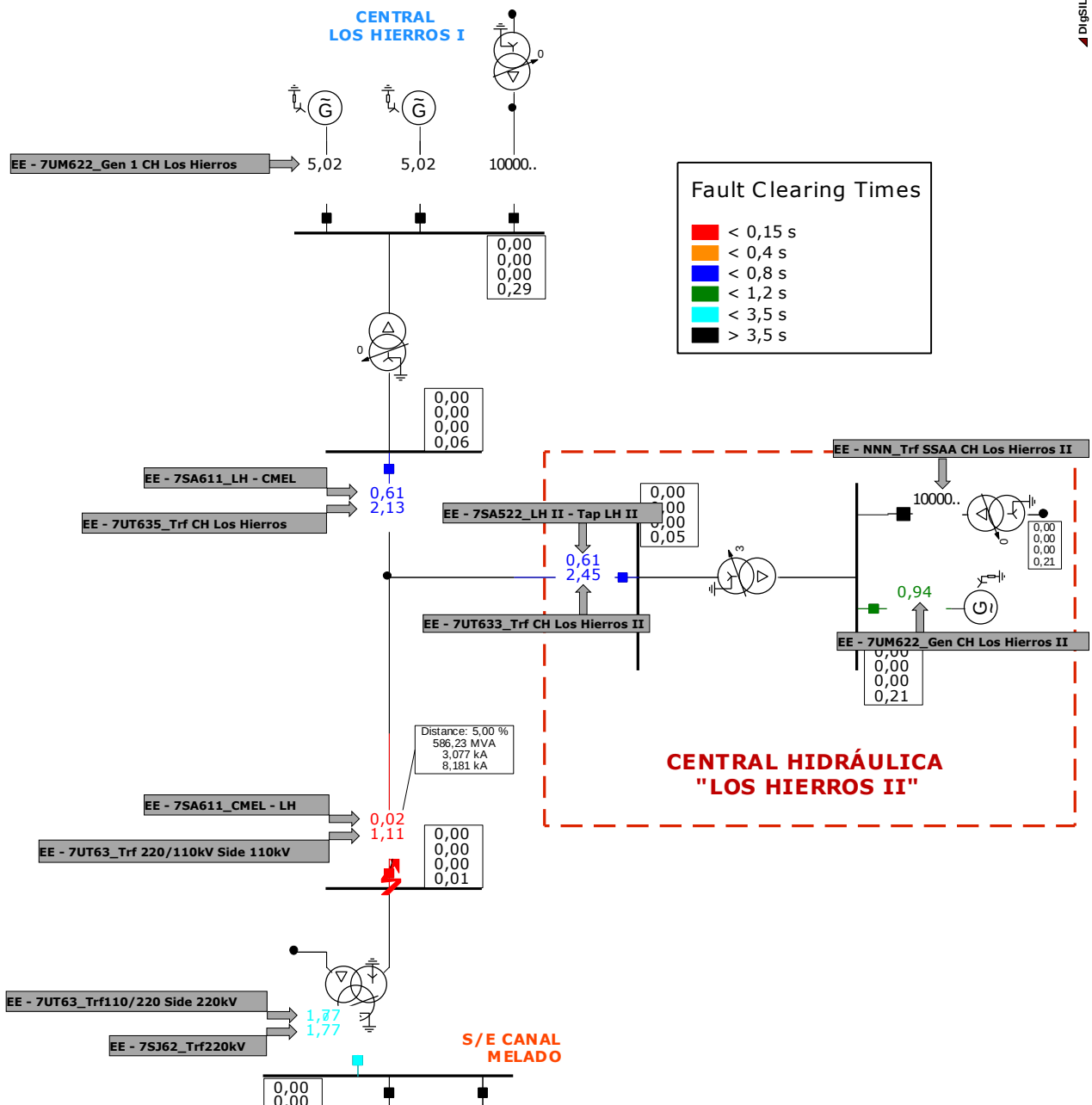
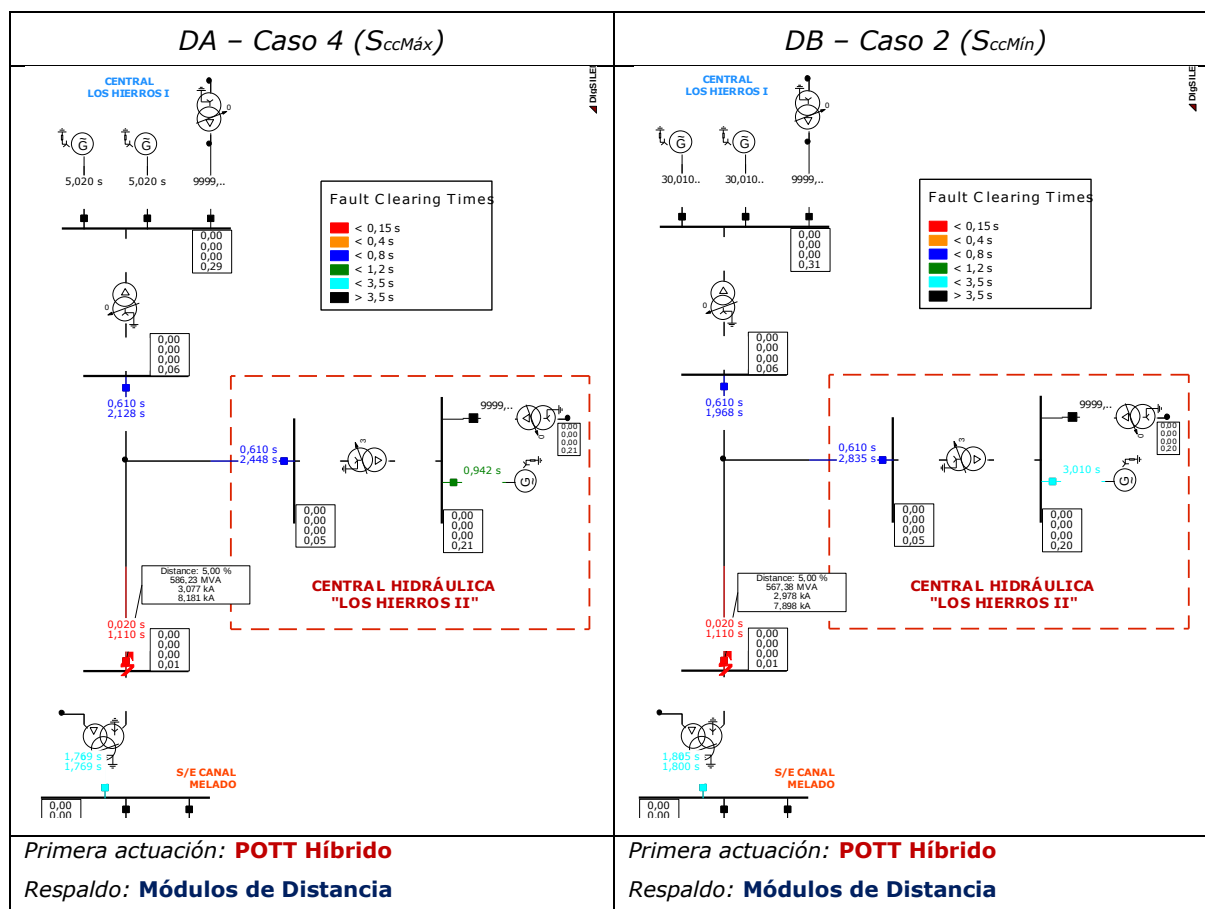


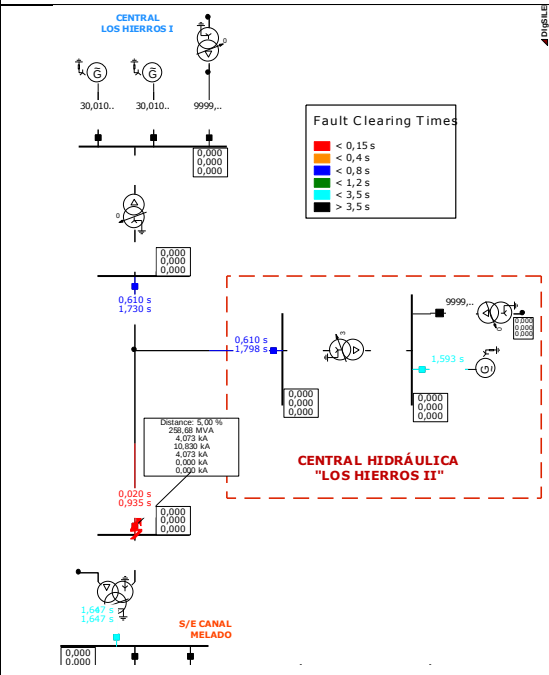
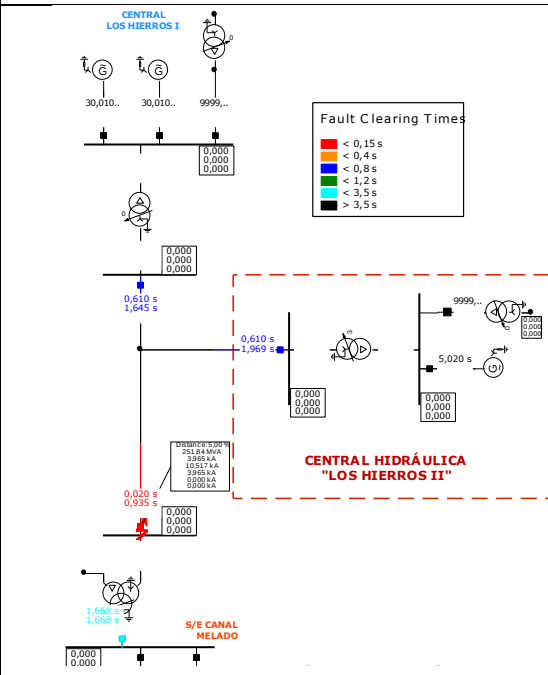
Figura 13: Identificación tiempos de actuación de relés

7.1.1 Fallas al 5% de Canal Melado – Tap Los Hierros II

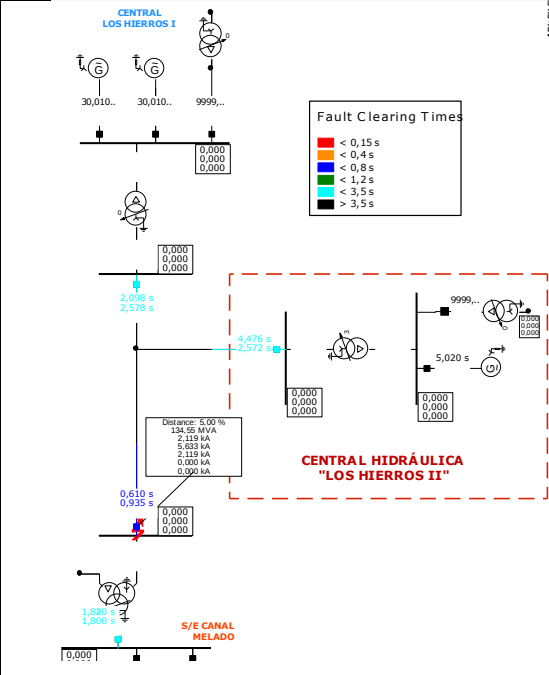
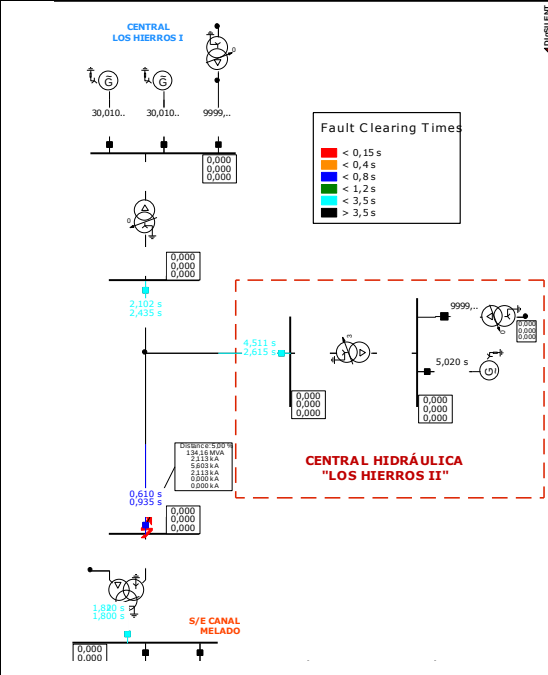
☑ Trifásica



☑ **Monofásica $RFT=0\Omega$**

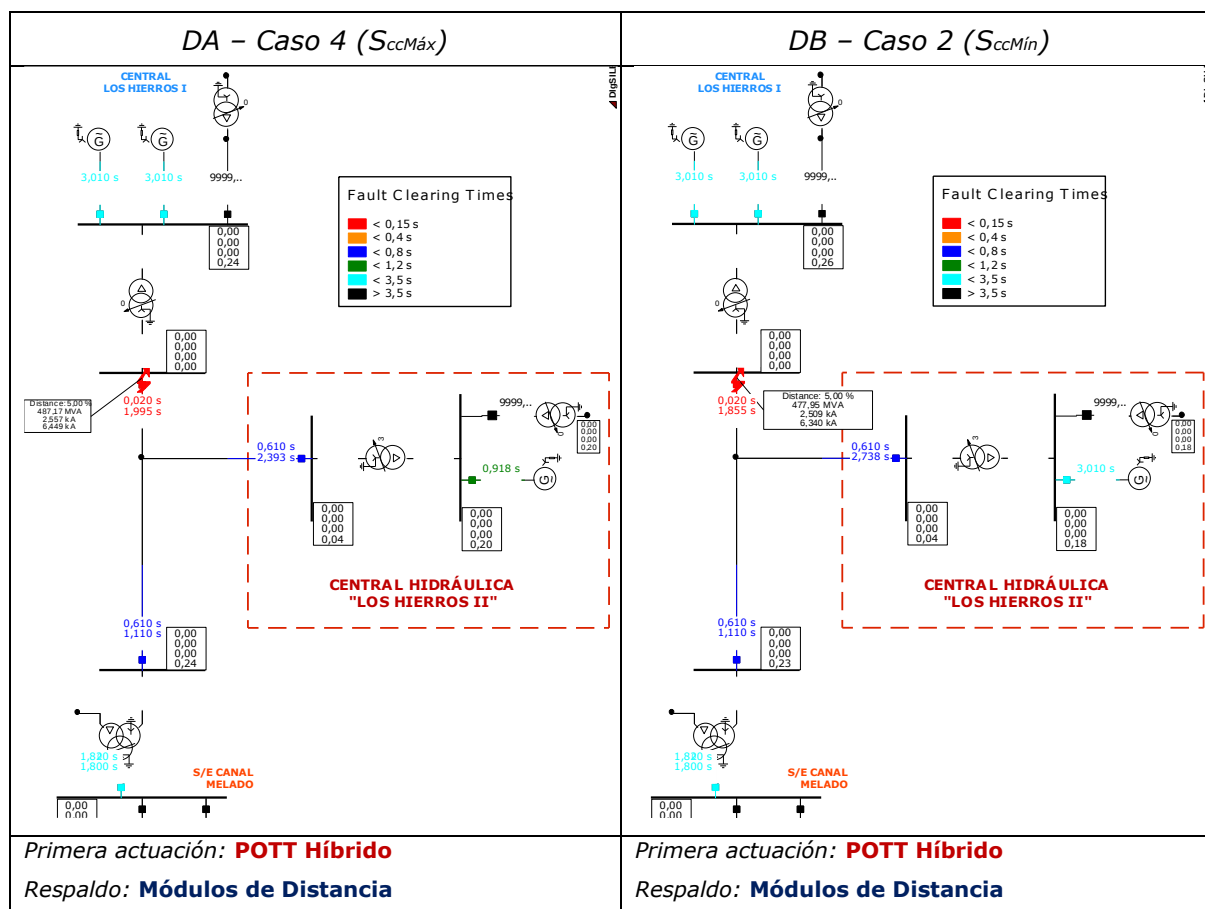
DA – Caso 4 ($S_{ccM\acute{a}x}$)	DB – Caso 2 ($S_{ccM\acute{i}n}$)
 Primera actuación: POTT Híbrido Respaldo: Módulos de Distancia	 Primera actuación: POTT Híbrido Respaldo: Módulos de Distancia

☑ **Monofásica $RFT=25\Omega$**

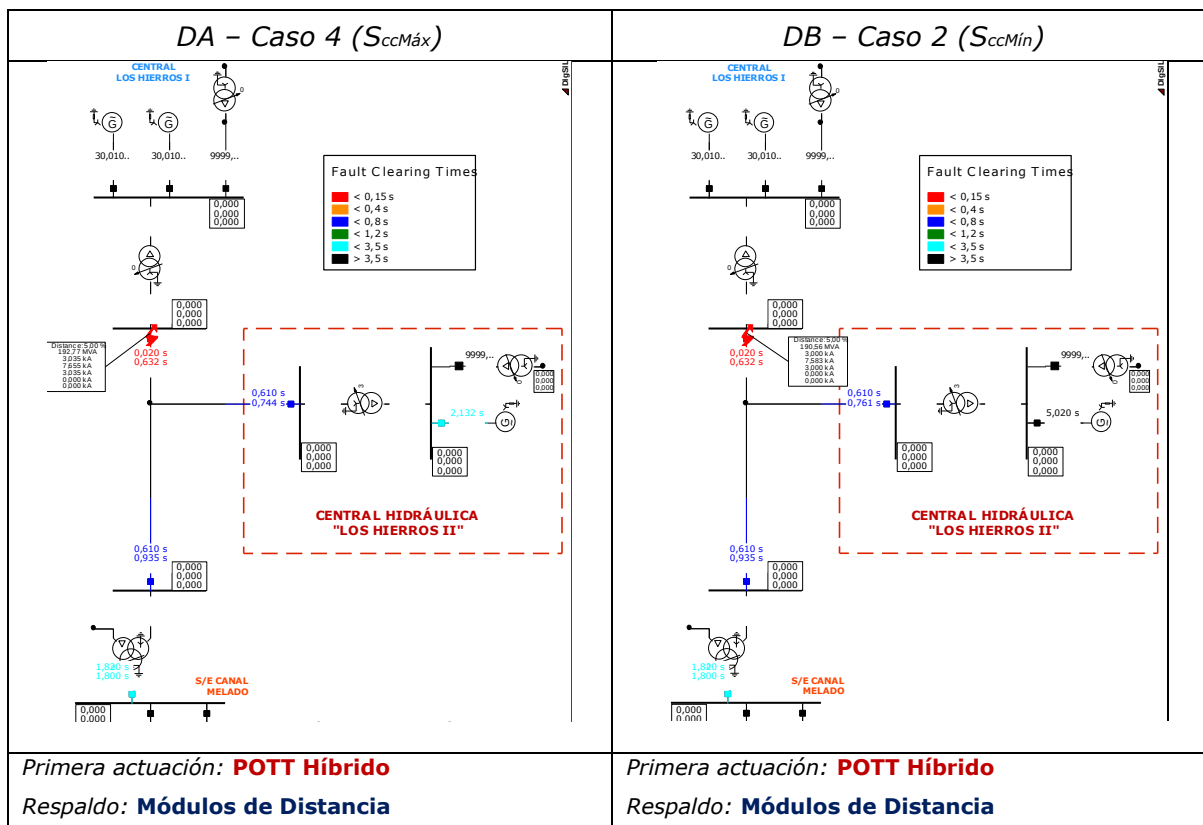
DA – Caso 4 ($S_{ccM\acute{a}x}$)	DB – Caso 2 ($S_{ccM\acute{i}n}$)
 Primera actuación: Módulos de Sobrecorriente Respaldo: Módulos de Sobrecorriente	 Primera actuación: Módulos de Sobrecorriente Respaldo: Módulos de Sobrecorriente

7.1.2 Fallas al 5% de Los Hierros I – Tap Los Hierros II

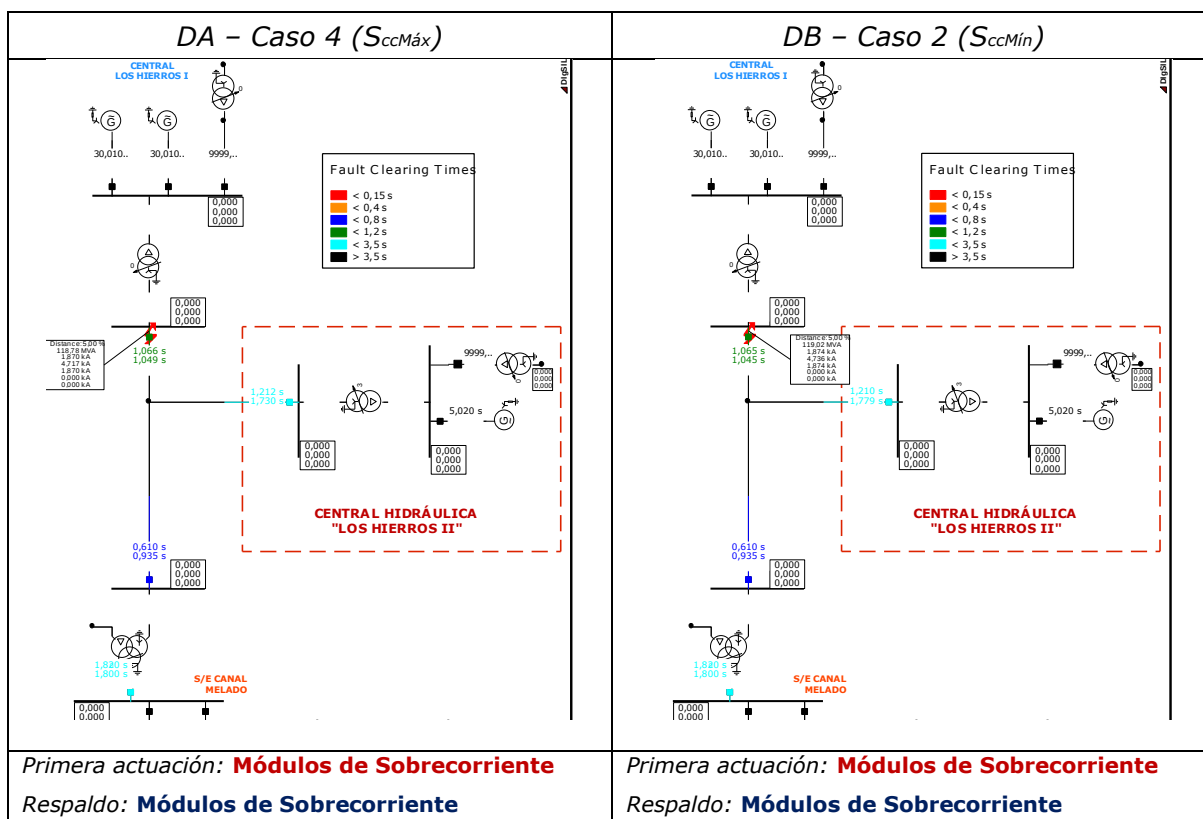
☑ **Trifásica**



☑ **Monofásica $RFT=0\Omega$**

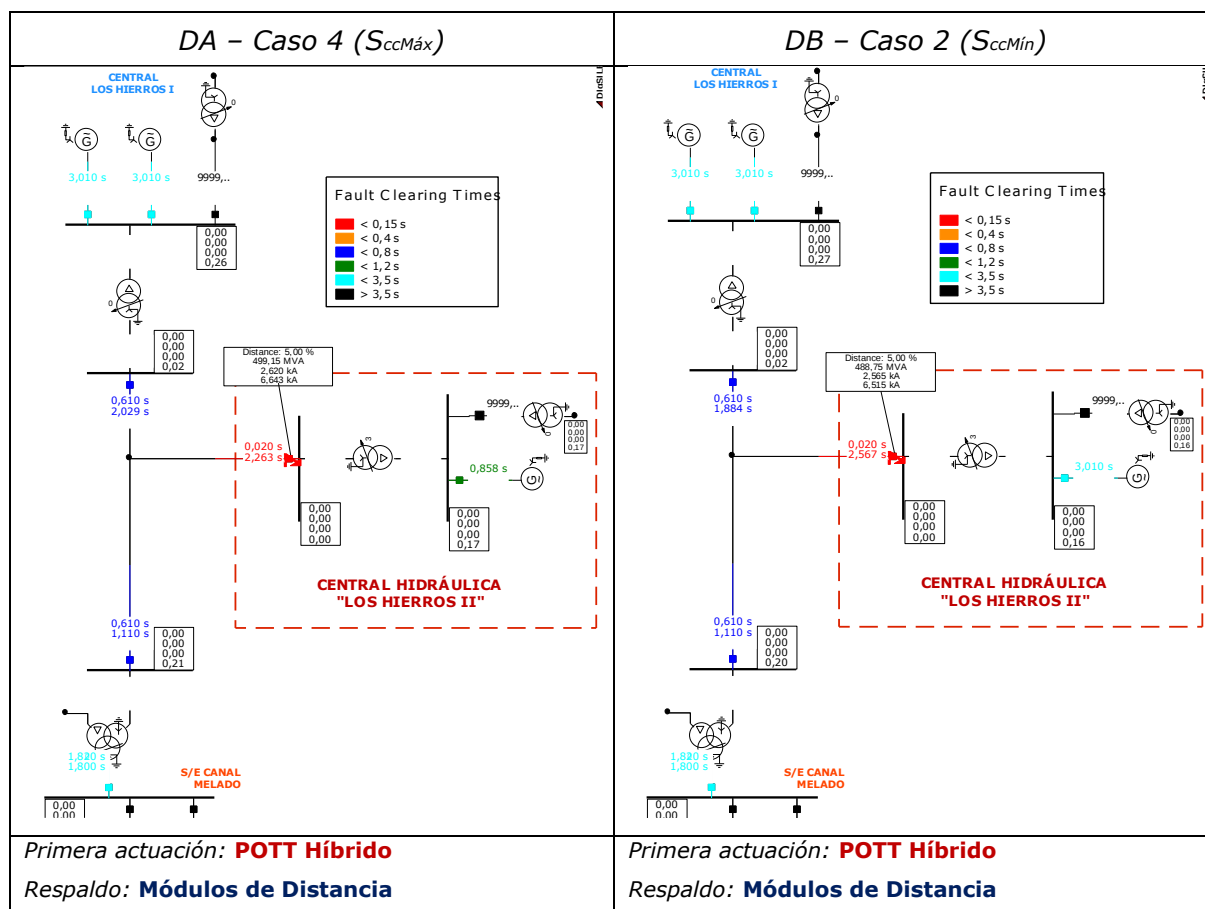


☑ **Monofásica $RFT=25\Omega$**

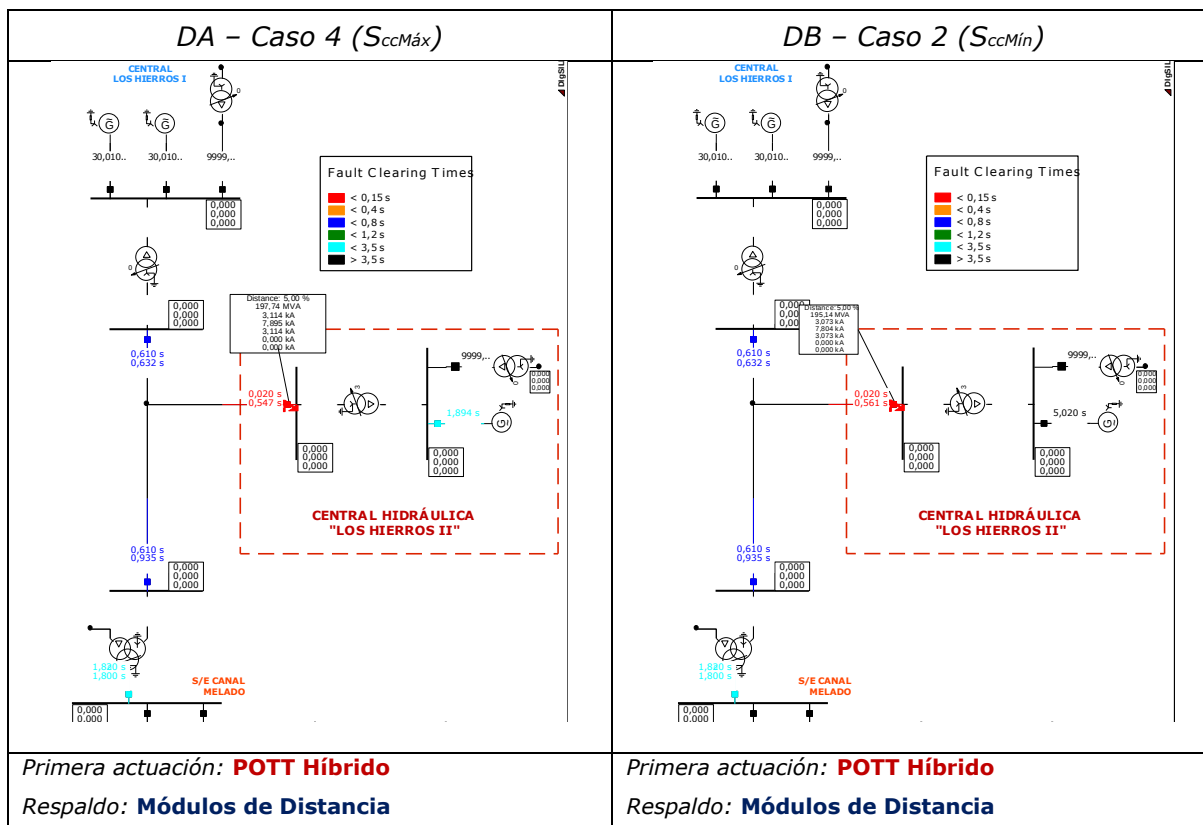


7.1.3 Fallas al 5% de Los Hierros II – Tap Los Hierros II

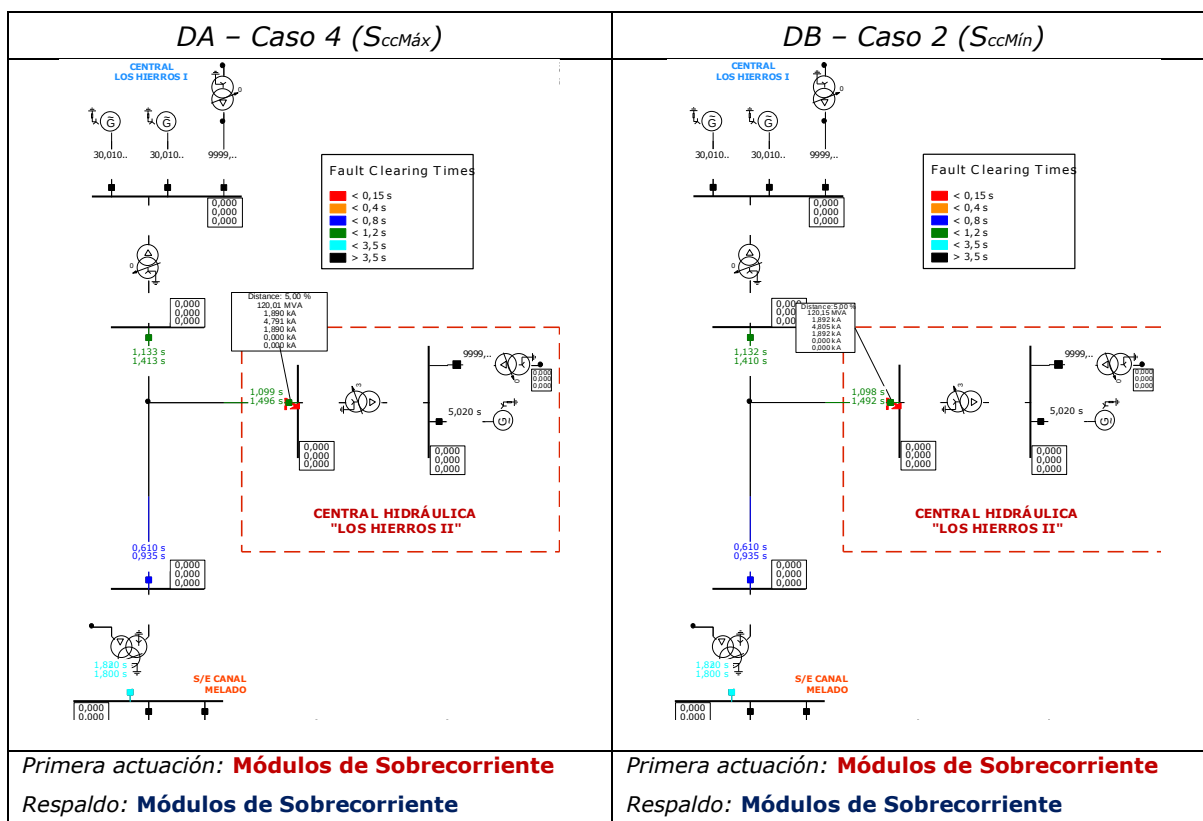
☑ **Trifásica**



☑ **Monofásica $RFT=0\Omega$**

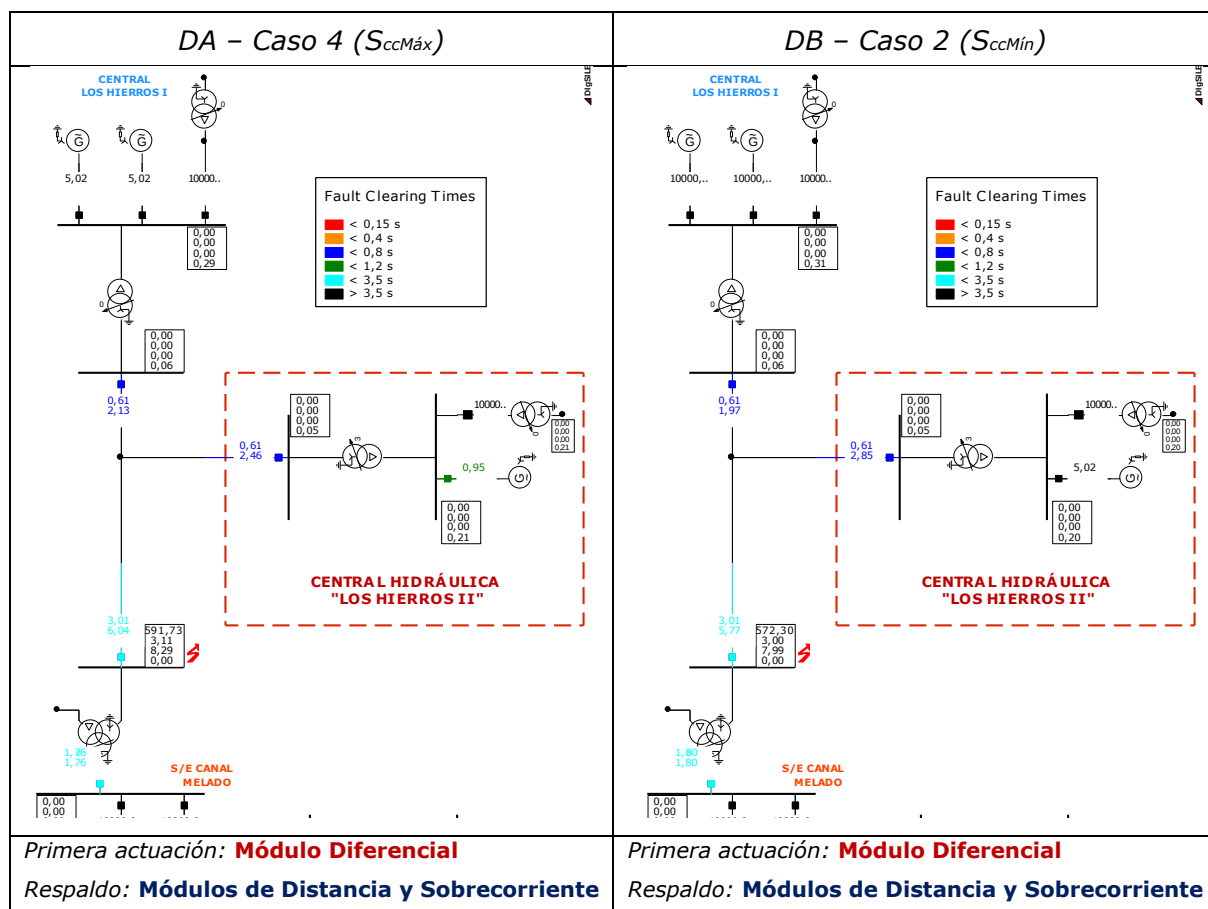


☑ **Monofásica $RFT=25\Omega$**

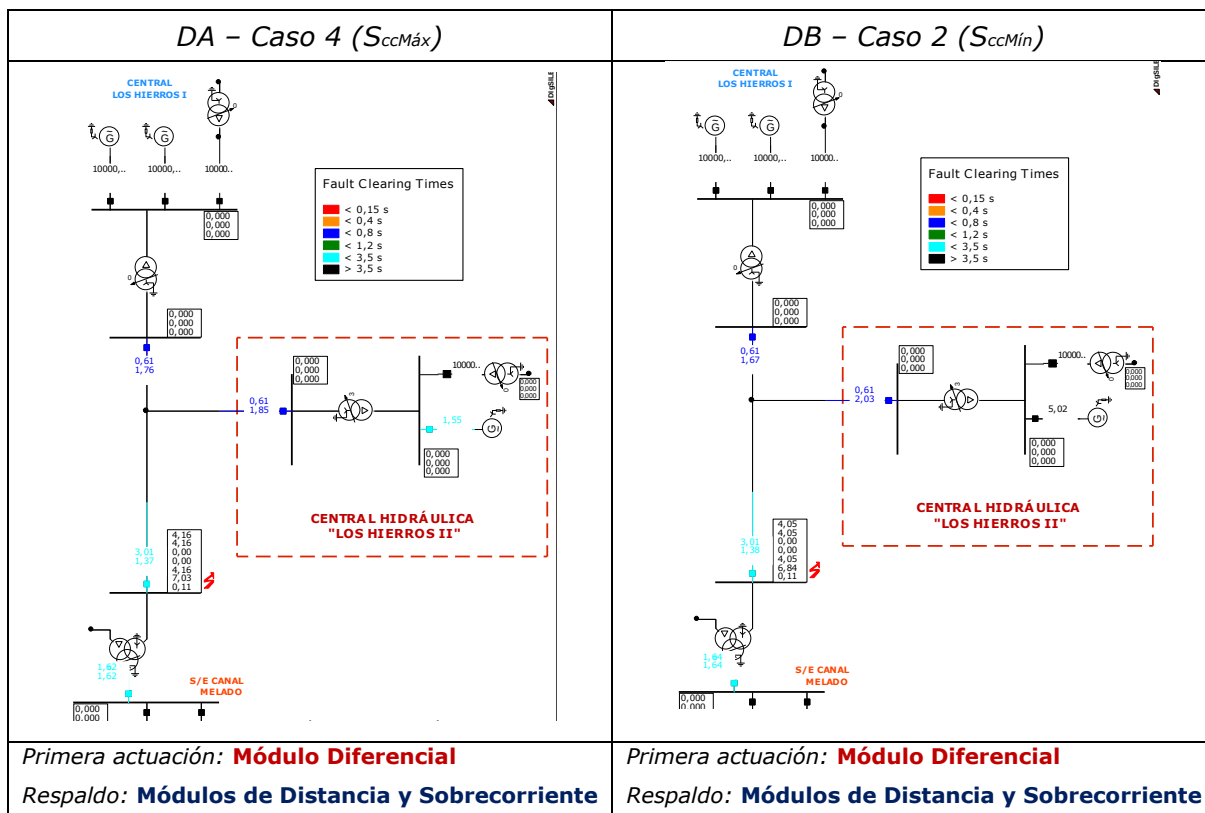


7.1.4 Fallas en Canal Melado 110kV

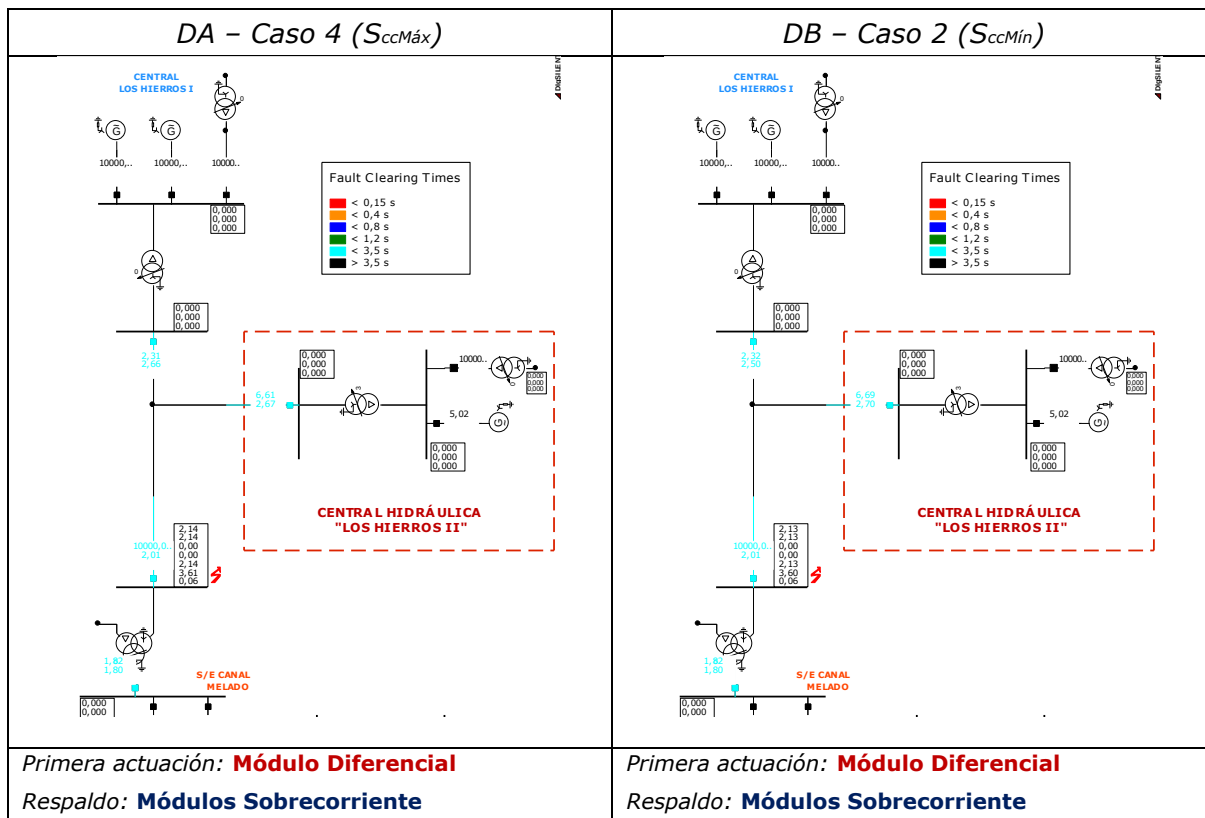
☑ Trifásica



☑ **Monofásica $RFT=0\Omega$**

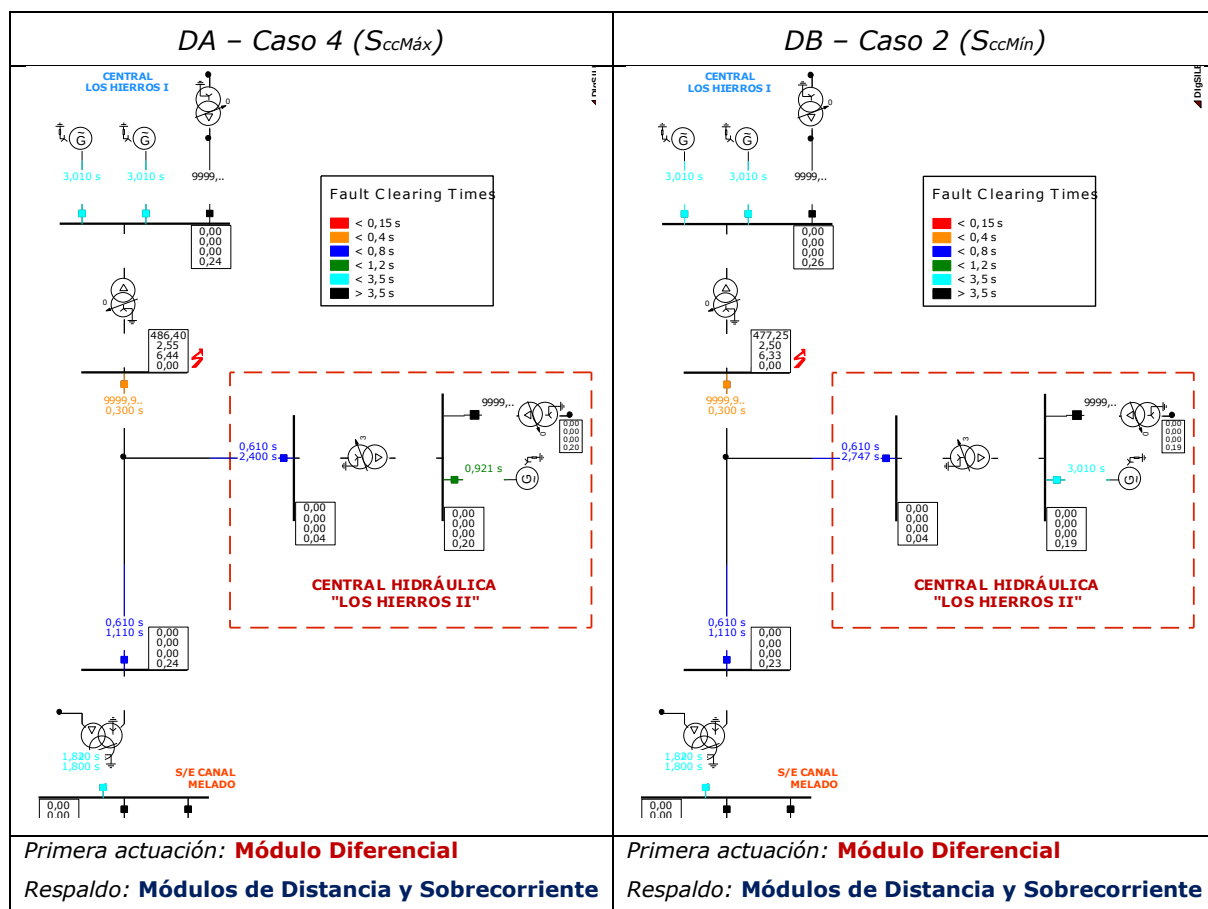


☑ **Monofásica $RFT=25\Omega$**

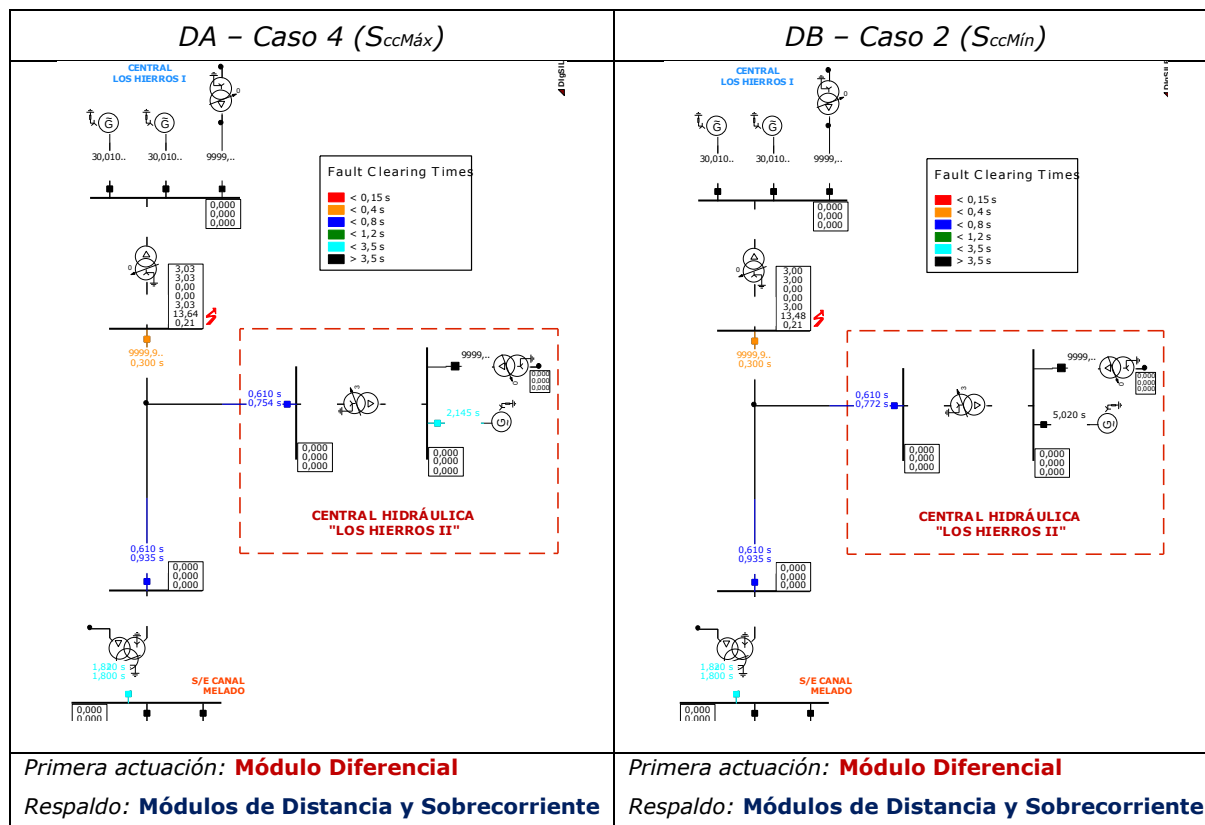


7.1.5 Fallas en Los Hierros I 110kV

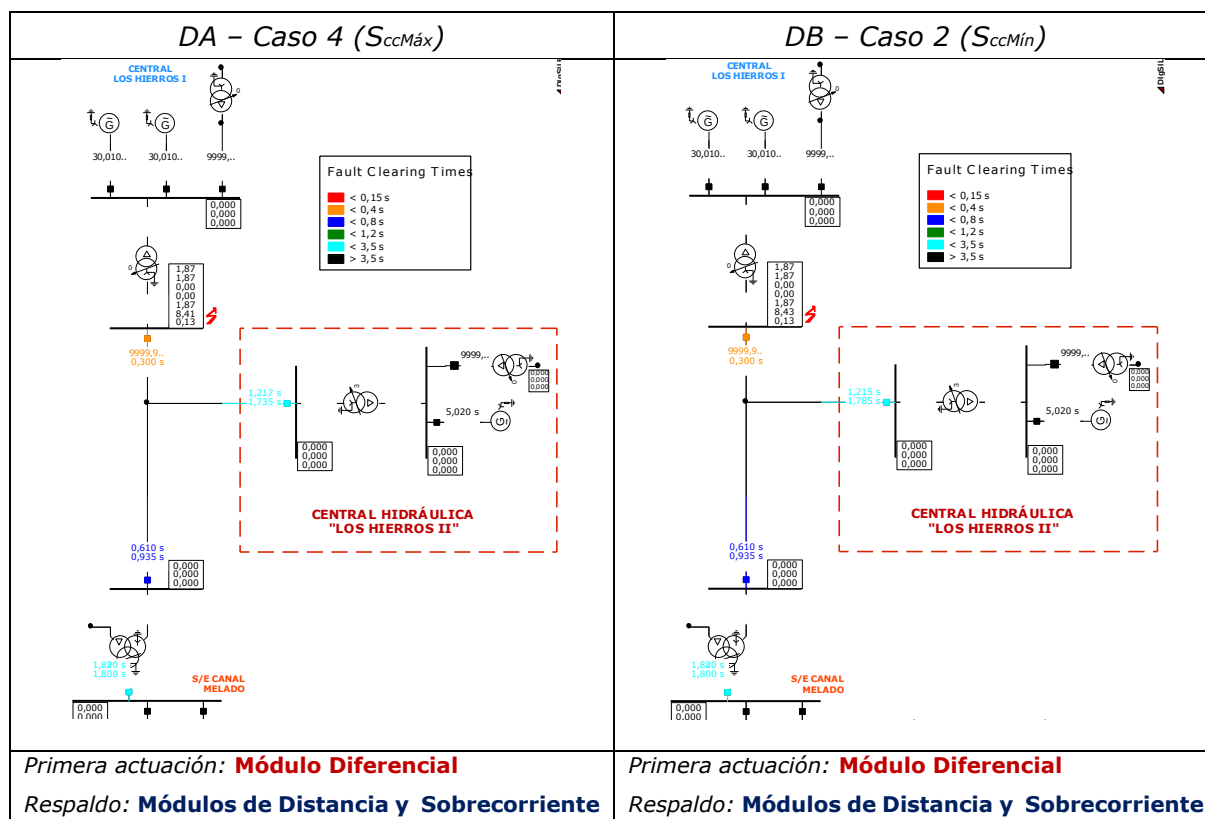
☑ Trifásica



☑ **Monofásica $RFT=0\Omega$**

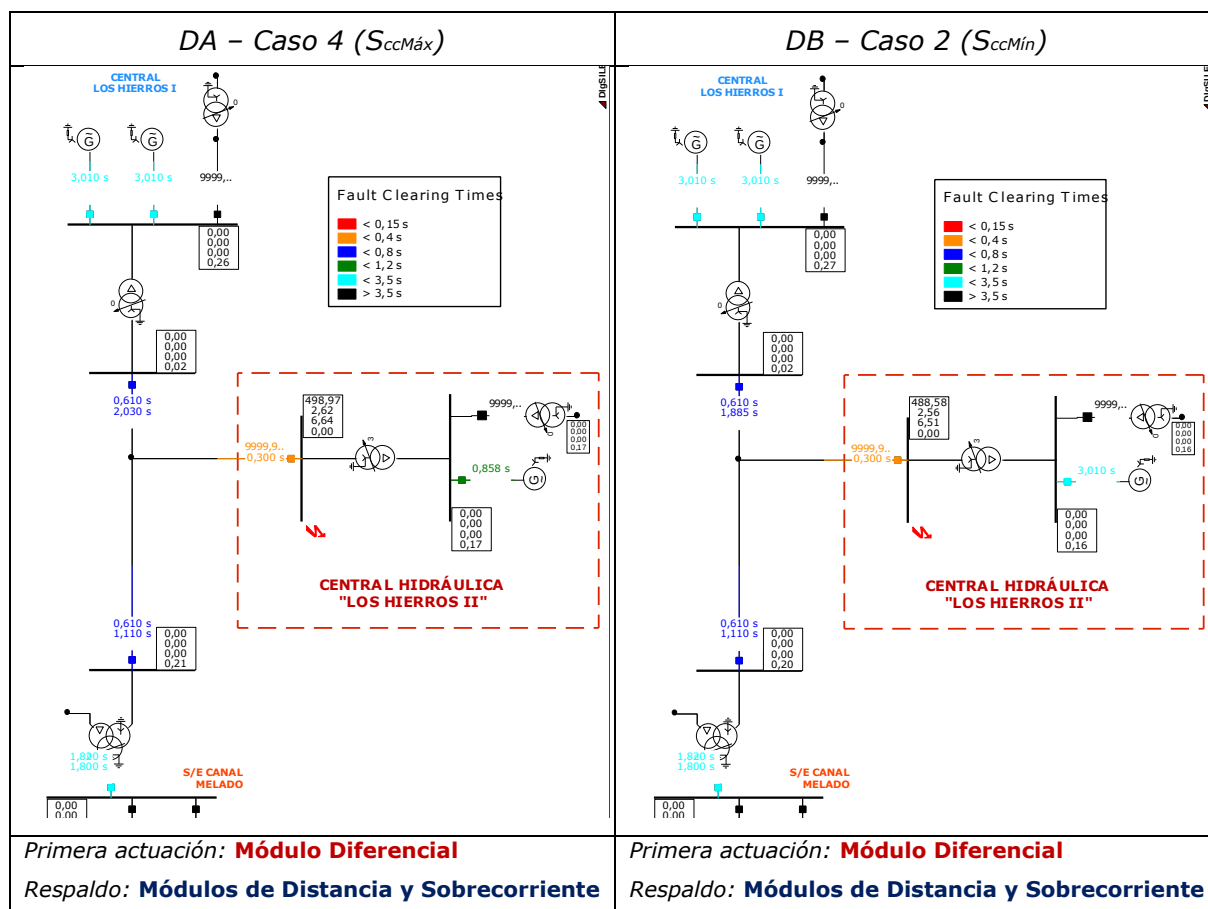


☑ **Monofásica $RFT=25\Omega$**

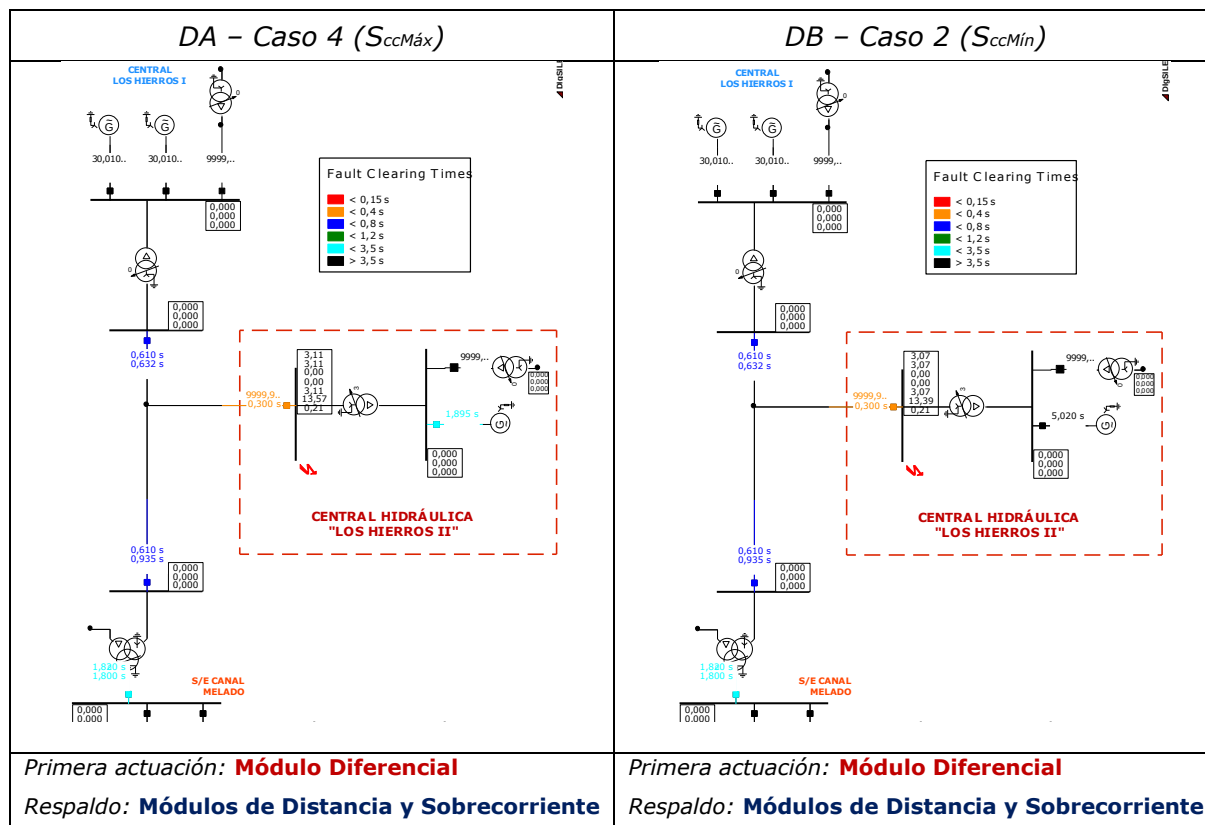


7.1.6 Fallas en Los Hierros II 110kV

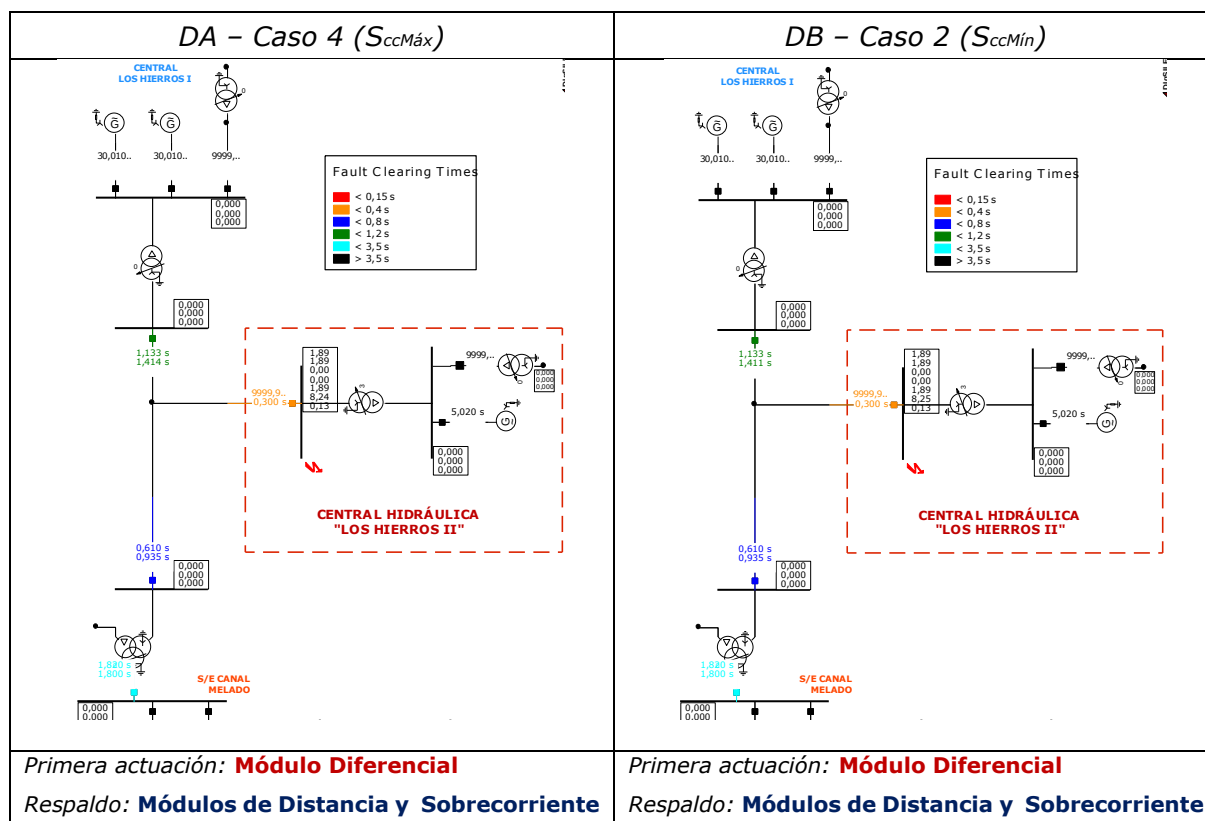
☑ Trifásica



☑ **Monofásica $RFT=0\Omega$**



☑ **Monofásica $RFT=25\Omega$**



7.2 Verificación Fallas Internas en CHLH II

A continuación se demuestra la correcta coordinación de las protecciones ante fallas internas en la central hidráulica Los Hierros II. Para esto se presentan curvas de **Tiempo-Corriente**. En las mismas se observa la curva de daño de los transformadores de la central.

7.2.1 Fallas en transformador Los Hierros II 110/6,6kV del lado de 6,6kV

☒ **Trifásica**

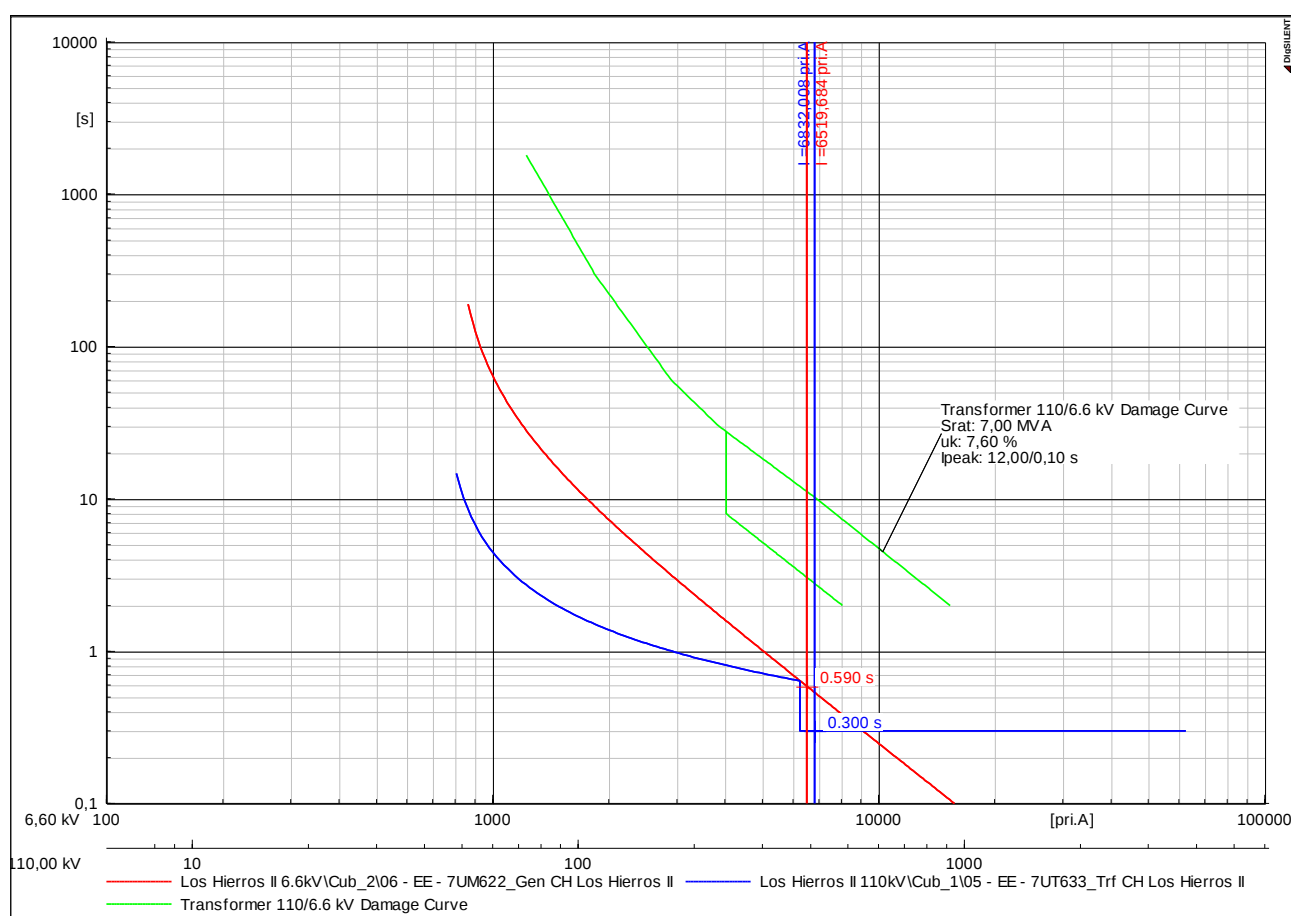


Figura 14: Falla trifásica en transformador principal Los Hierros II, lado de 6,6kV

7.2.2 Fallas en transformador Los Hierros II 6,6/0,4kV del lado de 6,6kV

☒ Trifásica

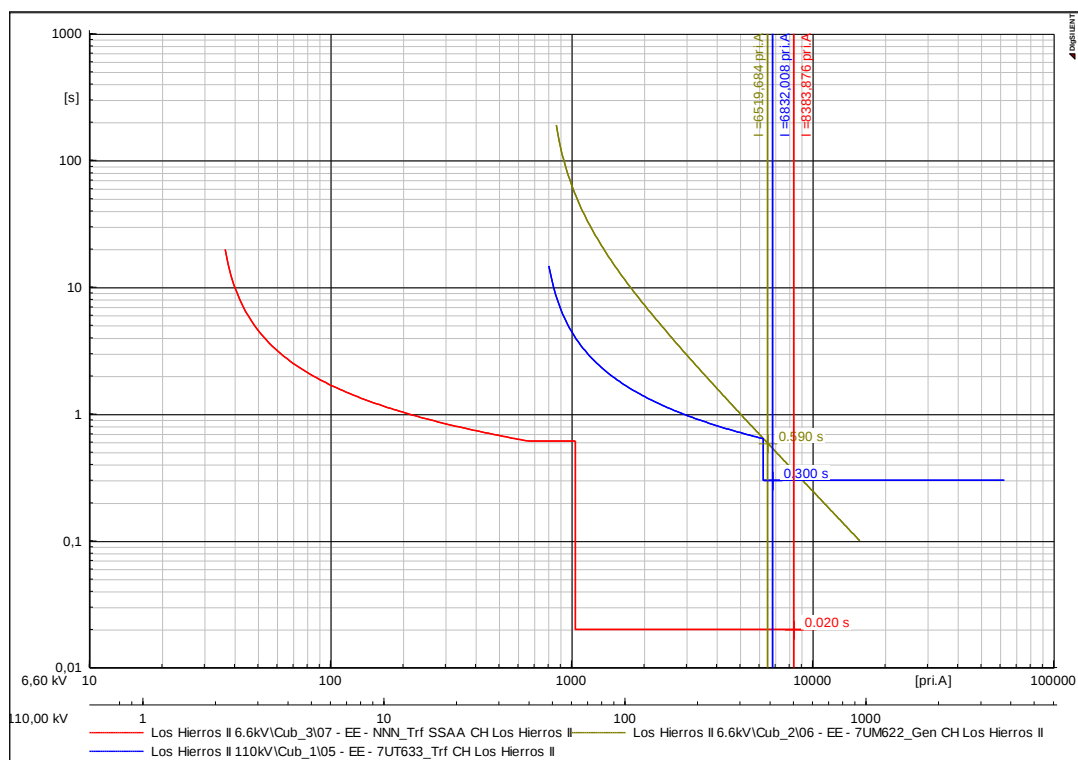


Figura 15: Falla trifásica en transformador SSAA Los Hierros II, lado de 6,6kV

☒ Monofásicas

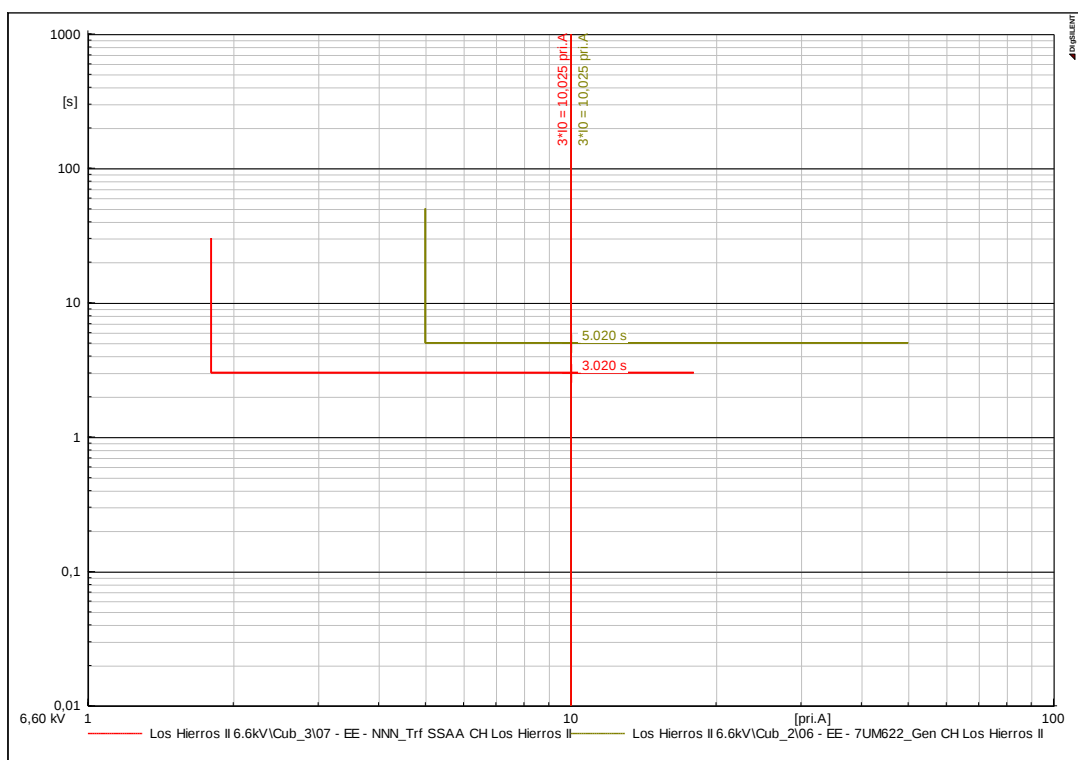


Figura 16: Falla Monofásicas en transformador SSAA Los Hierros II, lado de 6,6kV

7.2.3 Fallas en transformador Los Hierros II 6,6/0,4kV del lado de 0,4kV

☒ **Trifásica**

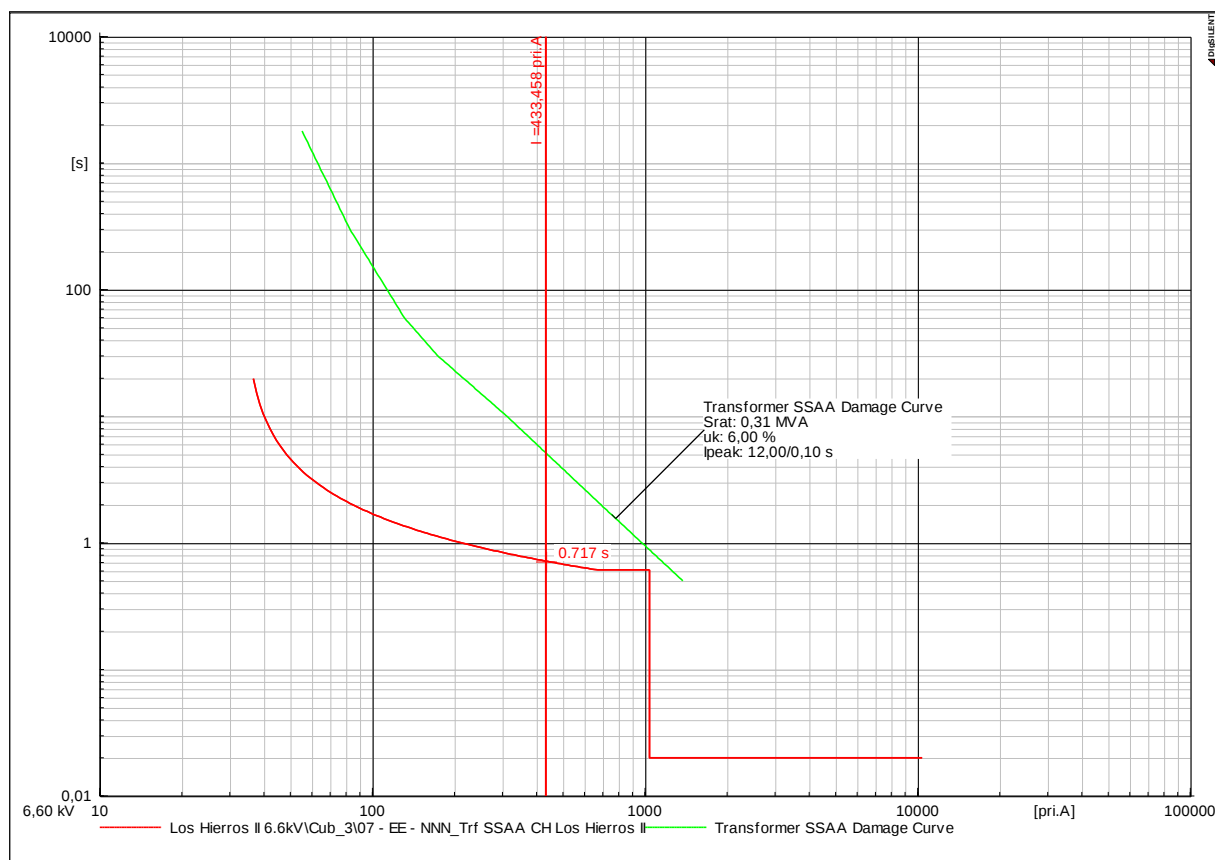


Figura 17: Falla trifásica en transformador SSAA Los Hierros II, lado de 0,4kV

7.3 Verificación de tiempos de actuación

En el presente capítulo se verifica de forma general, independientemente de las verificaciones realizadas hasta el momento, los tiempos de actuación de los relés afectados para las contingencias exigidas [2].

- *Contingencia 1: En tramo Tap Loma Alta – Ancoa 220kV al 5% y 95%, fallas trifásicas sin resistencia de falla y monofásicas con resistencia de falla a tierra (RFT) nula y $RFT=25\Omega$.*
- *Contingencia 2: En tramo Tap Loma Alta – Pehuenche 220kV al 5% y 95%, fallas trifásicas sin resistencia de falla y monofásicas con $RFT=0\Omega$ y $RFT=25\Omega$.*
- *Contingencia 3: En línea Canal Melado – Los Hierros I 110kV al 5% y 95%, fallas trifásicas sin resistencia de falla y monofásicas con $RFT=0\Omega$ y $RFT=25\Omega$.*
- *Contingencia 4: En barra S/E Canal Melado 220kV, fallas trifásicas sin resistencia de falla y monofásicas con $RFT=0\Omega$ y $RFT=25\Omega$.*
- *Contingencia 5: En barra S/E Canal Melado 110kV, fallas trifásicas sin resistencia de falla y monofásicas con $RFT=0\Omega$ y $RFT=25\Omega$.*
- *Contingencia 6: En el lado de 110kV del transformador de S/E Los Hierros II, fallas trifásicas sin resistencia de falla y monofásicas con $RFT=0\Omega$ y $RFT=25\Omega$.*
- *Contingencia 7: En el lado de 6,6kV del transformador de S/E Los Hierros II, fallas trifásicas sin resistencia de falla y monofásicas con $RFT=0\Omega$ y $RFT=25\Omega$.*

La información se presenta en forma de tablas, en las que los relés se enumeran manteniendo un orden para todas las fallas y donde los tiempos de actuación se colorean según la velocidad de trip de cada relé (ej.: rojo, menor tiempo de trip; verde, mayor tiempo de trip).

En el siguiente esquema se presenta la localización de cada una de las contingencias exigidas.

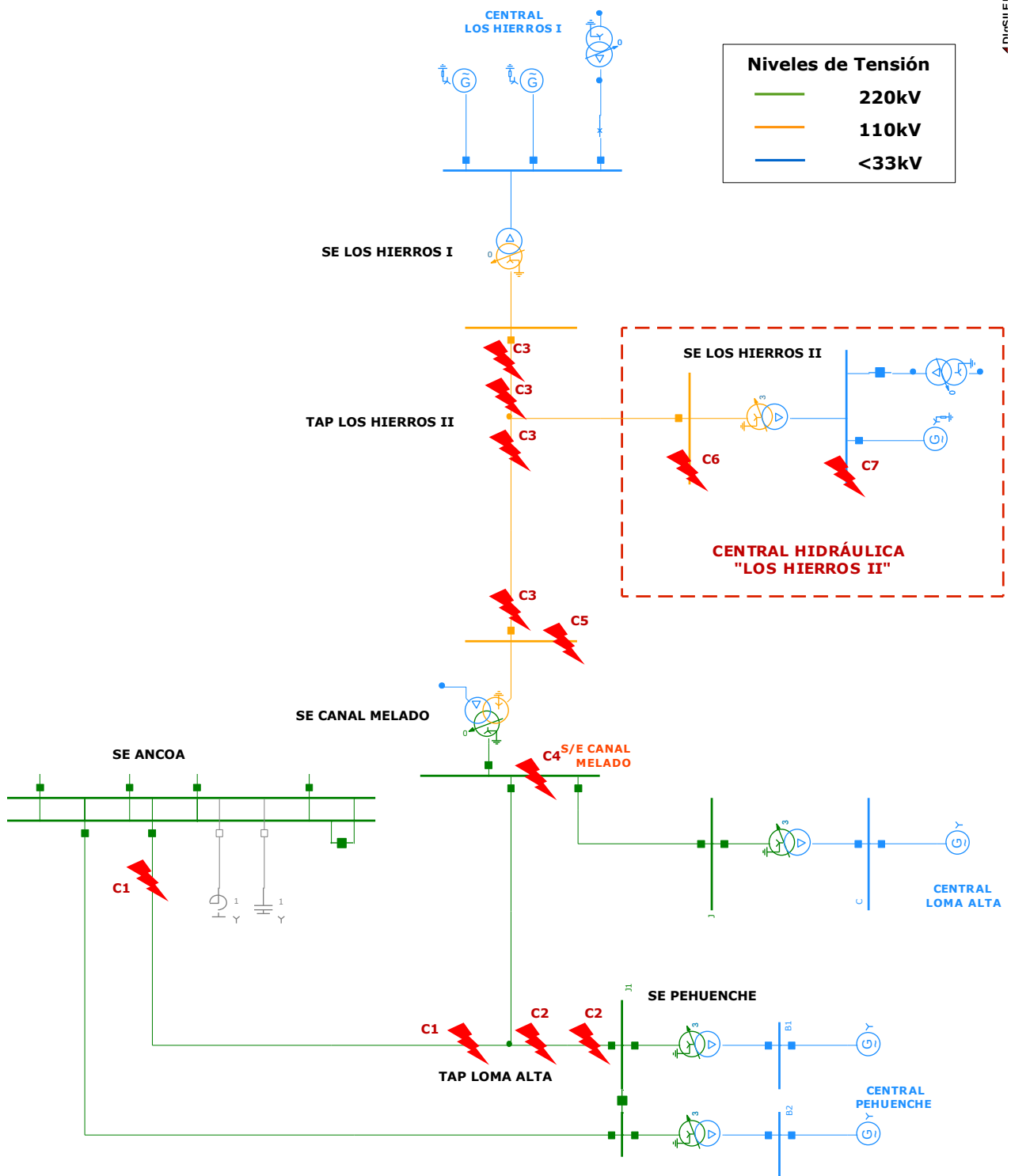


Figura 18: Localización de contingencias exigidas

7.3.1 Fallas Trifásicas

➤ **Sc Máx**

Esc de Estudio: DA-Caso 4 (Sc Máx) Tipo de CC: Trifásico Resistencia de Falla: 0 Ohm	Elementos en falla											
	Peh-Tap Loma Alta 220 kV	Peh-Tap Loma Alta 220 kV	Tap Loma Alta - Ancoa C1 220 kV	Tap Loma Alta - Ancoa C1 220 kV	Canal Melado - Los Hierros 110kV	Canal Melado - Los Hierros 110kV	Tap Los Hierros II - Los Hierros 110kV	Tap Los Hierros II - Los Hierros 110kV	Canal Melado 220kV	Canal Melado 110kV	Los Hierros II 110kV	Los Hierros II 6.6kV
Punto de falla [%] →	5	95	5	95	5	95	5	95	-	-	-	-
01 - EE - 7UM622_Gen 1 CH Los Hierros	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	3,01	3,01	3,01	5,02	5,02	3,01	N/A
01 - EE - 7UM622_Gen 2 CH Los Hierros	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	3,01	3,01	3,01	5,02	5,02	3,01	N/A
02 - EE - 7SA611_LH - CMEL	N/A	4,01	N/A	N/A	0,61	0,61	0,61	0,02	4,01	0,61	0,61	N/A
03 - EE - 7UT635_Trif CH Los Hierros	2,73	2,70	2,84	3,75	2,13	2,02	2,01	2,00	2,64	2,14	2,03	N/A
04 - EE - 7SA522_LH II - Tap LH II	4,01	4,01	N/A	N/A	0,61	0,61	0,61	0,61	4,01	0,61	N/A	N/A
05 - EE - 7UT633_Trif CH Los Hierros II	3,64	3,59	3,89	6,68	2,45	2,27	2,27	2,39	3,44	2,46	0,30	0,30
06 - EE - 7UM622_Gen CH Los Hierros II	1,38	1,36	1,45	2,19	0,94	0,86	0,86	0,92	1,32	0,95	0,86	0,59
07 - EE - NNN_Trif SSAA CH Los Hierros II	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
08 - EE - 7SA611_CMEL - LH	N/A	N/A	N/A	N/A	0,02	0,61	0,61	0,61	N/A	3,00	0,61	3,01
09 - EE - 7UT63_Trif 220/110kV Side 110kV	7,33	7,28	7,55	9,25	1,11	1,11	1,11	1,11	7,14	6,04	1,11	8,98
10 - EE - 7SJ62_Trif 220kV	1,82	1,82	1,82	1,82	1,77	1,82	1,82	1,82	1,82	1,76	1,82	1,82
10 - EE - 7UT63_Trif 110/220 Side 220kV	1,80	1,80	1,80	1,80	1,77	1,80	1,80	1,80	1,80	1,76	1,80	1,80
11 - EE - 7SA612_CMEL - LAL	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
11 - EE - 7SD522_CMEL - LAL	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	3,01	N/A	N/A	N/A
12 - EE - 7SA513_LALT-CMEL	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0,51	N/A	N/A	N/A
13 - EE - 7SA612+GED60_CMEL - TAP	0,71	0,71	0,71	0,71	N/A	N/A	N/A	N/A	30,01	N/A	N/A	N/A
13 - EE - GED60_CMEL - TAP	0,73	0,73	0,73	0,73	N/A	N/A	N/A	N/A	65,57	N/A	N/A	N/A
14 - EE - PXL - PEH - ANC - C1	0,23	0,23	0,23	0,75	N/A	N/A	N/A	N/A	0,75	N/A	N/A	N/A
15 - EE - 7SL32 - ANC - PEH - C1	0,65	0,65	0,65	0,65	N/A	N/A	N/A	N/A	0,65	N/A	N/A	N/A
15 - EE - GED60 - ANC - PEH - C1	0,63	0,63	0,63	0,03	N/A	N/A	N/A	N/A	0,63	N/A	N/A	N/A

Tabla 12: Verificación de tiempos de actuación – Fallas trifásicas - Sc Máx

➤ **Sc_{cc}Mín**

Esc de Estudio: DB-Caso 2 (Sc _{cc} Mín) Tipo de CC: Trifásico Resistencia de Falla: 0 Ohm	Elementos en falla											
	Peh-Tap Loma Alta 220 kV	Peh-Tap Loma Alta 220 kV	Tap Loma Alta - Ancoa C1 220 kV	Tap Loma Alta - Ancoa C1 220 kV	Canal Melado - Los Hierros 110kV	Canal Melado - Los Hierros 110kV	Tap Los Hierros II - Los Hierros 110kV	Tap Los Hierros II - Los Hierros 110kV	Canal Melado 220kV	Canal Melado 110kV	Los Hierros II 110kV	Los Hierros II 6.6kV
Punto de falla [%] →	5	95	5	95	5	95	5	95	-	-	-	-
01 - EE - 7UM622_Gen 1 CH Los Hierros	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	3,01	3,01	3,01	N/A	N/A	3,01	N/A
01 - EE - 7UM622_Gen 2 CH Los Hierros	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	3,01	3,01	3,01	N/A	N/A	3,01	N/A
02 - EE - 7SA611_LH - CMEL	4,01	4,01	N/A	N/A	0,61	0,61	0,61	0,02	4,01	0,61	0,61	N/A
03 - EE - 7UT635_Trif CH Los Hierros	2,46	2,44	2,49	2,56	1,97	1,88	1,87	1,86	2,39	1,97	1,89	N/A
04 - EE - 7SA522_LH II - Tap LH II	N/A	N/A	N/A	N/A	0,61	0,61	0,61	0,61	4,01	0,61	N/A	N/A
05 - EE - 7UT633_Trif CH Los Hierros II	4,96	4,86	5,16	5,67	2,84	2,58	2,58	2,74	4,57	2,85	0,30	0,30
06 - EE - 7UM622_Gen CH Los Hierros II	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02
07 - EE - NNN_Trif SSAA CH Los Hierros II	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
08 - EE - 7SA611_CMEL - LH	N/A	N/A	N/A	N/A	0,02	0,61	0,61	0,61	N/A	3,00	0,61	3,01
09 - EE - 7UT63_Trif 220/110kV Side 110kV	6,93	6,89	7,01	7,18	1,11	1,11	1,11	1,11	6,77	5,77	1,11	9,99
10 - EE - 7SJ62_Trif 220kV	1,82	1,82	1,82	1,82	1,81	1,82	1,82	1,82	1,82	1,80	1,82	1,82
10 - EE - 7UT63_Trif 110/220 Side 220kV	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
11 - EE - 7SA612_CMEL - LAL	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
11 - EE - 7SD522_CMEL - LAL	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	3,01	N/A	N/A	N/A
12 - EE - 7SA513_LALT-CMEL	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0,51	N/A	N/A	N/A
13 - EE - 7SA612+GED60_CMEL - TAP	0,71	0,71	0,71	0,71	N/A	N/A	N/A	N/A	30,01	N/A	N/A	N/A
13 - EE - GED60_CMEL - TAP	0,73	0,73	0,73	0,73	N/A	N/A	N/A	N/A	65,57	N/A	N/A	N/A
14 - EE - PXL - PEH - ANC - C1	0,23	0,23	0,23	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0,75	N/A	N/A	N/A
15 - EE - 7SL32 - ANC - PEH - C1	0,65	0,65	0,65	0,65	N/A	N/A	N/A	N/A	0,65	N/A	N/A	N/A
15 - EE - GED60 - ANC - PEH - C1	0,63	0,63	0,63	0,03	N/A	N/A	N/A	N/A	0,63	N/A	N/A	N/A

Tabla 13: Verificación de tiempos de actuación – Fallas trifásicas - Sc_{cc}Mín

7.3.2 Fallas Monofásicas RFT=0Ω

➤ **ScMáx**

Esc de Estudio: DA-Caso 4 (ScMáx) Tipo de CC: Monofasico Resistencia de Falla: 0 Ohm	Elementos en falla											
	Peh-TapLomaAlta 220 kV	Peh-TapLomaAlta 220 kV	TapLomaAlta - Ancoa C1 220 kV	TapLomaAlta - Ancoa C1 220 kV	Canal Melado - Los Hierros 110kV	Canal Melado - Los Hierros 110kV	Tap Los Hierros II - Los Hierros 110kV	Tap Los Hierros II - Los Hierros 110kV	Canal Melado 220kV	Canal Melado 110kV	Los Hierros II 110kV	Los Hierros II 6.6kV
Punto de falla [%] →	5	95	5	95	5	95	5	95	-	-	-	-
01 - EE - 7UM622_Gen 1 CH Los Hierros	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
01 - EE - 7UM622_Gen 2 CH Los Hierros	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
02 - EE - 7SA611_LH - CMEL	2,02	1,96	2,08	21,37	0,61	0,61	0,61	0,02	1,48	0,61	0,61	N/A
03 - EE - 7UT635_Trif CH Los Hierros	2,94	2,91	3,21	6,14	1,73	0,63	0,63	0,63	2,71	1,76	0,63	N/A
04 - EE - 7SA522_LH II - Tap LH II	3,97	3,61	4,37	N/A	0,61	0,61	0,02	0,61	1,82	0,61	N/A	N/A
05 - EE - 7UT633_Trif CH Los Hierros II	3,82	3,75	4,36	N/A	1,80	0,61	0,58	0,74	3,28	1,85	0,30	N/A
06 - EE - 7UM622_Gen CH Los Hierros II	4,12	4,15	4,77	5,02	1,59	1,88	1,88	2,13	5,02	1,55	1,90	5,02
07 - EE - NNN_Trif SSAA CH Los Hierros II	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
08 - EE - 7SA611_CMEL - LH	N/A	N/A	N/A	N/A	0,02	0,61	0,61	0,61	N/A	3,00	0,61	N/A
09 - EE - 7UT63_Trif 220/110kV Side 110kV	1,80	1,75	1,84	7,78	0,94	0,94	0,94	0,94	1,37	1,37	0,94	N/A
10 - EE - 7SJ62_Trif220kV	1,40	1,38	1,42	1,82	1,65	1,82	1,82	1,82	0,92	1,62	1,82	N/A
10 - EE - 7UT63_Trif110/220 Side 220kV	1,40	1,38	1,42	1,80	1,65	1,80	1,80	1,80	0,94	1,62	1,80	N/A
11 - EE - 7SA612_CMEL - LAL	8,91	8,55	9,27	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	3,01	N/A	N/A	N/A
11 - EE - 7SD522_CMEL - LAL	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	3,01	N/A	N/A	N/A
12 - EE - 7SA513_LALT-CMEL	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0,51	N/A	N/A	N/A
13 - EE - 7SA612+GED60_CMEL - TAP	0,71	0,71	0,71	0,71	N/A	N/A	N/A	N/A	30,01	N/A	N/A	N/A
13 - EE - GED60_CMEL - TAP	0,73	0,73	0,73	0,73	N/A	N/A	N/A	N/A	65,57	N/A	N/A	N/A
14 - EE - PXL - PEH - ANC - C1	0,23	0,23	0,23	0,75	N/A	N/A	N/A	N/A	0,75	N/A	N/A	N/A
15 - EE - 7SL32 - ANC - PEH - C1	0,65	0,65	0,65	0,65	N/A	N/A	N/A	N/A	0,65	N/A	N/A	N/A
15 - EE - GED60 - ANC - PEH - C1	0,63	0,63	0,63	0,03	N/A	N/A	N/A	N/A	0,63	N/A	N/A	N/A

Tabla 14: Verificación de tiempos de actuación – Fallas monofásicas RFT=0Ω - ScMáx

➤ **Sc_{cc}Mín**

Esc de Estudio: DB-Caso 2 (Sc _{cc} Mín) Tipo de CC: Monofasico Resistencia de Falla: 0 Ohm	Elementos en falla											
	Peh-Tap Loma Alta 220 kV	Peh-Tap Loma Alta 220 kV	Tap Loma Alta - Ancoa C1 220 kV	Tap Loma Alta - Ancoa C1 220 kV	Canal Melado - Los Hierros 110kV	Canal Melado - Los Hierros 110kV	Tap Los Hierros II - Los Hierros 110kV	Tap Los Hierros II - Los Hierros 110kV	Canal Melado 220kV	Canal Melado 110kV	Los Hierros II 110kV	Los Hierros II 6.6kV
Punto de falla [%] →	5	95	5	95	5	95	5	95	-	-	-	-
01 - EE - 7UM622_Gen 1 CH Los Hierros	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
01 - EE - 7UM622_Gen 2 CH Los Hierros	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
02 - EE - 7SA611_LH - CMEL	2,70	2,58	2,74	N/A	0,61	0,61	0,61	0,02	1,68	0,61	0,61	N/A
03 - EE - 7UT635_Trif CH Los Hierros	2,55	2,53	2,67	3,21	1,65	0,63	0,63	0,63	2,42	1,67	0,63	N/A
04 - EE - 7SA522_LH II - Tap LH II	N/A	12,67	N/A	N/A	0,61	0,61	0,02	0,61	2,39	0,61	N/A	N/A
05 - EE - 7UT633_Trif CH Los Hierros II	5,05	4,93	5,68	12,16	1,97	0,62	0,60	0,76	4,22	2,03	0,30	N/A
06 - EE - 7UM622_Gen CH Los Hierros II	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02
07 - EE - NNN_Trif SSAA CH Los Hierros II	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
08 - EE - 7SA611_CMEL - LH	N/A	N/A	N/A	N/A	0,02	0,61	0,61	0,61	N/A	3,00	0,61	N/A
09 - EE - 7UT63_Trif 220/110kV Side 110kV	2,28	2,20	2,31	8,62	0,94	0,94	0,94	0,94	1,53	1,38	0,94	N/A
10 - EE - 7SJ62_Trif 220kV	1,62	1,58	1,62	1,82	1,67	1,82	1,82	1,82	0,92	1,64	1,82	N/A
10 - EE - 7UT63_Trif 110/220 Side 220kV	1,62	1,58	1,62	1,80	1,67	1,80	1,80	1,80	0,94	1,64	1,80	N/A
11 - EE - 7SA612_CMEL - LAL	13,44	12,52	13,71	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	3,01	N/A	N/A	N/A
11 - EE - 7SD522_CMEL - LAL	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	3,01	N/A	N/A	N/A
12 - EE - 7SA513_LALT-CMEL	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0,51	N/A	N/A	N/A
13 - EE - 7SA612+GED60_CMEL - TAP	0,71	0,71	0,71	0,71	N/A	N/A	N/A	N/A	30,01	N/A	N/A	N/A
13 - EE - GED60_CMEL - TAP	0,73	0,73	0,73	0,73	N/A	N/A	N/A	N/A	65,57	N/A	N/A	N/A
14 - EE - PXL - PEH - ANC - C1	0,23	0,23	0,23	0,75	N/A	N/A	N/A	N/A	0,75	N/A	N/A	N/A
15 - EE - 7SL32 - ANC - PEH - C1	0,65	0,65	0,65	0,65	N/A	N/A	N/A	N/A	0,65	N/A	N/A	N/A
15 - EE - GED60 - ANC - PEH - C1	0,63	0,63	0,63	0,03	N/A	N/A	N/A	N/A	0,63	N/A	N/A	N/A

Tabla 15: Verificación de tiempos de actuación – Fallas monofásicas RFT=0Ω - Sc_{cc}Mín

7.3.3 Fallas Monofásicas RFT=25Ω

➤ **Sc Máx**

Esc de Estudio: DA-Caso 4 (Sc Máx) Tipo de CC: Monofásico Resistencia de Falla: 25 Ohm	Elementos en falla											
	Peh-TapLomaAlta 220 kV	Peh-TapLomaAlta 220 kV	TapLomaAlta - Ancoa C1 220 kV	TapLomaAlta - Ancoa C1 220 kV	Canal Melado - Los Hierros 110kV	Canal Melado - Los Hierros 110kV	Tap Los Hierros II - Los Hierros 110kV	Tap Los Hierros II - Los Hierros 110kV	Canal Melado 220kV	Canal Melado 110kV	Los Hierros II 110kV	Los Hierros II 6.6kV
Punto de falla [%] →	5	95	5	95	5	95	5	95	-	-	-	-
01 - EE - 7UM622_Gen 1 CH Los Hierros	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
01 - EE - 7UM622_Gen 2 CH Los Hierros	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
02 - EE - 7SA611_LH - CMEL	10,02	8,38	9,74	N/A	2,10	1,15	1,13	1,07	2,46	2,31	1,13	N/A
03 - EE - 7UT635_Trif CH Los Hierros	9,04	8,68	9,45	N/A	2,58	1,49	1,37	1,05	4,71	2,66	1,41	N/A
04 - EE - 7SA522_LH II - Tap LH II	N/A	N/A	N/A	N/A	4,48	1,15	1,13	1,21	9,21	6,61	N/A	N/A
05 - EE - 7UT633_Trif CH Los Hierros II	11,06	10,49	11,70	N/A	2,57	1,66	1,60	1,73	5,02	2,67	0,30	N/A
06 - EE - 7UM622_Gen CH Los Hierros II	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02
07 - EE - NNN_Trif SSAA CH Los Hierros II	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
08 - EE - 7SA611_CMEL - LH	N/A	N/A	N/A	N/A	0,61	0,61	0,61	0,61	N/A	N/A	0,61	N/A
09 - EE - 7UT63_Trif 220/110kV Side 110kV	5,58	5,05	5,50	28,20	0,94	0,94	0,94	0,94	2,12	2,01	0,94	N/A
10 - EE - 7SJ62_Trif220kV	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,55	1,82	1,82	N/A
10 - EE - 7UT63_Trif110/220 Side 220kV	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,55	1,80	1,80	N/A
11 - EE - 7SA612_CMEL - LAL	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	11,71	N/A	N/A	N/A
11 - EE - 7SD522_CMEL - LAL	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12 - EE - 7SA513_LALT-CMEL	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
13 - EE - 7SA612+GED60_CMEL - TAP	0,71	0,71	0,71	1,01	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
13 - EE - GED60_CMEL - TAP	0,73	0,73	0,73	1,03	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
14 - EE - PXL - PEH - ANC - C1	0,23	0,23	0,23	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0,75	N/A	N/A	N/A
15 - EE - 7SL32 - ANC - PEH - C1	N/A	N/A	N/A	0,65	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
15 - EE - GED60 - ANC - PEH - C1	14,90	9,51	5,64	0,23	N/A	N/A	N/A	N/A	18,21	N/A	N/A	N/A

Tabla 16: Verificación de tiempos de actuación – Fallas monofásicas RFT=25Ω - Sc Máx

➤ **S_{ccMin}**

Esc de Estudio: DB-Caso 2 (S_{ccMin}) Tipo de CC: Monofasico Resistencia de Falla: 25 Ohm	Elementos en falla											
	Peh-TapLomaAlta 220 kV	Peh-TapLomaAlta 220 kV	TapLomaAlta - Ancoa C1 220 kV	TapLomaAlta - Ancoa C1 220 kV	Canal Melado - Los Hierros 110kV	Canal Melado - Los Hierros 110kV	Tap Los Hierros II - Los Hierros 110kV	Tap Los Hierros II - Los Hierros 110kV	Canal Melado 220kV	Canal Melado 110kV	Los Hierros II 110kV	Los Hierros II 6.6kV
Punto de falla [%] →	5	95	5	95	5	95	5	95	-	-	-	-
01 - EE - 7UM622_Gen 1 CH Los Hierros	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
01 - EE - 7UM622_Gen 2 CH Los Hierros	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
02 - EE - 7SA611_LH - CMEL	14,02	10,99	13,36	N/A	2,10	1,15	1,13	1,07	2,65	2,32	1,13	N/A
03 - EE - 7UT635_Trif CH Los Hierros	5,23	5,14	5,38	11,89	2,44	1,49	1,36	1,05	3,69	2,50	1,41	N/A
04 - EE - 7SA522_LH II - Tap LH II	N/A	N/A	N/A	N/A	4,51	1,15	1,12	1,21	16,13	6,69	N/A	N/A
05 - EE - 7UT633_Trif CH Los Hierros II	7,08	6,91	7,41	N/A	2,62	1,70	1,60	1,78	4,73	2,70	0,30	N/A
06 - EE - 7UM622_Gen CH Los Hierros II	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02
07 - EE - NNN_Trif SSAA CH Los Hierros II	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
08 - EE - 7SA611_CMEL - LH	N/A	N/A	N/A	N/A	0,61	0,61	0,61	0,61	N/A	N/A	0,61	N/A
09 - EE - 7UT63_Trif 220/110kV Side 110kV	6,58	5,85	6,44	17,15	0,94	0,94	0,94	0,94	2,24	2,01	0,94	N/A
10 - EE - 7SJ62_Trif220kV	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,60	1,82	1,82	N/A
10 - EE - 7UT63_Trif110/220 Side 220kV	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,60	1,80	1,80	N/A
11 - EE - 7SA612_CMEL - LAL	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	13,03	N/A	N/A	N/A
11 - EE - 7SD522_CMEL - LAL	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12 - EE - 7SA513_LALT-CMEL	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
13 - EE - 7SA612+GED60_CMEL - TAP	0,71	0,71	0,71	0,71	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
13 - EE - GED60_CMEL - TAP	0,73	0,73	0,73	1,03	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
14 - EE - PXL - PEH - ANC - C1	0,23	0,23	0,23	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0,75	N/A	N/A	N/A
15 - EE - 7SL32 - ANC - PEH - C1	0,65	0,65	0,65	0,65	N/A	N/A	N/A	N/A	0,65	N/A	N/A	N/A
15 - EE - GED60 - ANC - PEH - C1	0,63	0,63	0,63	0,25	N/A	N/A	N/A	N/A	0,63	N/A	N/A	N/A

Tabla 17: Verificación de tiempos de actuación – Fallas monofásicas $R_{FT}=25\Omega$ - S_{ccMin}

8 BIBLIOGRAFÍA

- [1] «"EE-ES-2014-0529" Estudio de Impacto Sistémico, CH Los Hierros II».
- [2] CDEC-SIC, «DO N° 0554-2014».
- [3] SIEMENS, «7SA611_Manual».
- [4] SIEMENS, «7UM622_Manual».
- [5] SIEMENS, «7UT633_Manual».
- [6] SIEMENS, «7SA522_Manual».
- [7] «"EE-ES-2013-760" Central Hidraulica Los Hierros - Estudio de ajuste de protecciones».
- [8] «Tutorial IEEE Proteccion Generadores».

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.