AUDITORÍA TÉCNICA A LOS SISTEMAS DE CONTROL Y DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

S/E MEJILLONES 220/23/13,2 [KV]

INFORME FINAL

Cliente: ENGIE Energía Chile S.A.

N° Documento: EN.202703.3_Informe Auditoría Técnica SE Mejillones

Elaboró: ENSAUT LTDA.

4	14/05/2024	RM	PB	CM	Respuesta Observaciones	JS	JS
3	16/02/2024	AA	RM	CM	Respuesta Observaciones	JS	JS
2	29/01/2024	RM	PB	CM	Respuesta Observaciones	JS	JS
1	10/07/2023	RM	PB	CM	Uso Final Cliente	JS	JS
0	06/01/2023	RM	PB	CM	Uso Final Cliente	JS	JS
B	30/12/2022	RM	PB	CM	Revisión Cliente	JS	JS
Rev.	**Fecha**	**Realizó**	**Revisó**	**Aprobó**	**Descripción**	**Revisó**	**Aprobó**
ENSAUT						**ENGIE**	

TABLA DE CONTENIDOS

TABLA DE CONTENIDOS 2

RESUMEN EJECUTIVO 3

1 ASPECTOS GENERALES DE DISEÑO DE LA S/E MEJILLONES 18

2 GENERALIDADES DE LAS PRUEBAS Y ENSAYOS PRACTICADOS 20

3 METODOLOGÍA PARA LA PRESENTACIÓN DE HALLAZGOS 23

4 INSTALACIONES AUDITADAS EN S/E MEJILLONES 29

5 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS Y ENSAYOS EN TERRENO 30

5.1 PAÑO JT4/ET4 - TRANSFORMADOR 4 EN S/E MEJILLONES 30
5.2 PAÑO JT4 – TRANSFORMADOR 4 EN S/E MEJILLONES 36
5.3 PAÑO ET4 –TRANSFORMADOR 4 EN S/E MEJILLONES 40
5.4 PAÑO E1 – ALIMENTADOR PUNTA ANGAMOS EN S/E MEJILLONES 45
5.5 PAÑO E2 - ALIMENTADOR MEGAPUERTO EN S/E MEJILLONES 50
5.6 PAÑO E2 - ALIMENTADOR MEGAPUERTO EN S/E MEJILLONES 55
5.7 PAÑO E3 - ALIMENTADOR POLPAICO EN S/E MEJILLONES 60
5.8 PAÑO E4 – ALIMENTADOR CITY GATE EN S/E MEJILLONES 64
5.9 PAÑO CT2 – TRANSFORMADOR 2 EN S/E MEJILLONES 68
5.10 PAÑO CT2 - TRASNFORMADOR 2 – PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASES 73
5.11 PAÑO CT2 -TRASNFORMADOR 2 – PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO 77

6 RESULTADO DEL ANÁLISIS DE LOS TIEMPOS DE OPERACIÓN TEÓRICOS DE PROTECCIONES 81

6.1 ANÁLISIS DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR N°4, CONDICIÓN TOPOLÓGICA N°1. 86
6.2 ANÁLISIS DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR N°2, CONDICIÓN TOPOLÓGICA N°2. 94
6.3 NIVEL DE CORTOCIRCUITO EN LA BARRA DE MEDIA TENSIÓN DE LA SUBESTACIÓN 101
6.4 RESUMEN DE HALLAZGOS RELATIVOS AL ANÁLISIS DE COORDINACIÓN 103

7 CONCLUSIONES 104

ANEXO I – FIGURAS DE SOBRECORRIENTE 107

ANEXO II – MODELACIÓN DE TRANSFORMADOR CON DELTA INTERNA 208

ANEXO III – DIAGRAMA UNILINEAL 212

RESUMEN EJECUTIVO

La Auditoría Técnica a la S/E Mejillones 220/23/13,2 [kV] corresponde a una actividad instruida por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y administrada técnicamente por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Su objetivo se focaliza en la verificación de la información técnica recibida (planos elementales de control, diagramas unilineales, ECAP, entre otros), la implementación de ajustes y lógicas, el estado, desempeño y coordinación de los relés de protecciones de los sistemas asociados al transformador de poder T4 220/23 [kV] – 26,67/33,34/400 [MVA], transformador de poder T2 23/13,2 [kV] – 10/12 [MVA] y a las cabeceras de los paños de alimentadores de media tensión de la subestación Mejillones, de acuerdo con los lineamientos técnicos definidos en la NTSyCS (Artículo 1-7, numeral 103), para asegurar un despeje oportuno y selectivo de fallas eléctricas en las instalaciones, destacándose que no es parte del alcance de esta auditoría, otras verificaciones como son pruebas al equipamiento primario de interruptores (entre ellas las pruebas de tiempos de operación, simultaneidad de cierre y capacidad de ruptura), transformadores de medida (entre ellas los análisis y pruebas de saturación), pruebas a los sistemas de comunicaciones asociados al sistema SCADA/SITR, pruebas de autonomía al banco de baterías, entre otros.

ENSAUT, en su calidad de auditor, confeccionó los protocolos de pruebas asociados a esta auditoría técnica, para luego verificar en terreno el desarrollo y resultados de estos. La empresa ENGIE ha sido la encargada y responsable de ejecutar en S/E Mejillones las pruebas definidas en dichos protocolos.

Desde el punto de vista de las instalaciones (paños y sus protecciones) definidas dentro del alcance de la auditoría, se debe considerar dentro del plan de acción de resolución de hallazgos, la ejecución de las siguientes actividades no abordadas:

- Verificación de la estabilidad diferencial de la protección SIEMENS 7UT85 del transformador N°4.

Por otra parte, respecto a las actividades ejecutadas y que presentan hallazgos que requieren la repetición o complemento de las pruebas, se destacan las siguientes:

- Verificación de la función 50BF de la protección SIEMENS 7UT85 del transformador N°4.
- Verificación de la operación de las funciones de sobrecorriente asociadas al devanado de 23 [kV] con la actuación sobre el interruptor de la protección SIEMENS 7UT85 del transformador N°4.

Concluido el proceso de auditoría técnica a S/E Mejillones, existen hallazgos relevantes de los cuales se pueden destacar los siguientes.

- En relación con fallas monofásicas a tierra con impedancia de 50 [Ω] en barra y aguas debajo de las cabeceras de los alimentadores E1, E2, E3 y E4, no existe operación del equipo de protección asociado al paño CT2. Lo anterior, compromete la sensibilidad del sistema de protecciones

- No se recibe un ECAP que defina los ajustes y criterios para los equipos SIEMENS 7UT513 y SIEMENS 7SJ612 relacionados con el paño CT2 y el transformador 2.

- Diferencias entre los ajustes y funciones habilitadas en las protecciones de alimentadores y del transformador 4, respecto de las definiciones del ECAP.

- Falta de sincronización horaria mediante una referencia GPS para las protecciones de los alimentadores, protecciones del transformador 2 y en específico para la protección del paño ET4. Se deben cumplir con lo indicado en el Artículo 3-24 de la NTSyCS 2019.

- Los resultados de las pruebas de inyecciones secundarias evidencian que, para el equipo SIEMENS 7UT85 del transformador 4 no se logró verificar completamente la función 50BF debido a los tiempos de disponibilidad de la protección y el transformador 4, pruebas las cuales deben reprogramarse.

- No se realizan pruebas que garanticen la correcta operación de la función 87TN asociada al Transformador N°4.

- Por otra parte, no se evidencian desviaciones para las protecciones del Transformador 2.

- En específico para el transformador T2, se detecta una condición insegura respecto a la activación del relé maestro 86T2, la cual debe ser abordada para así evitar la desconexión indeseada de los alimentadores asociados a la barra de 23 [kV].

- Por último y en relación con los hallazgos relevantes, considerando el Artículo 3-24 de la NTSyCS 2019, se destaca la falta de sincronización horaria de algunos equipos.

Se destaca que no existen Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) que hayan realizado su conexión a los alimentadores de la S/E Mejillones con fecha posterior a la fecha del estudio de ajustes de protección entregado

Respecto al cumplimiento normativo de las protecciones auditadas, y dada la fecha de construcción de la instalación, se destaca que los análisis del presente informe se realizarán utilizando como referencia la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio publicada en diciembre del 2019. A continuación, se presenta un resumen de los principales hallazgos relacionados:

- Art. 3-24, literal b), numeral III: los tiempos de operación para despeje de fallas por operación de las protecciones del paño CT2 en la barra de media tensión de 23 [kV] son superiores a 400[ms], lo cual no cumple los tiempos definidos por la normativa técnica.
- Art. 3-24, literal c): El paño transformador N°2 y N°4 están protegidos con un esquema diferencial simple, lo cual cumple con lo estipulado en la normativa técnica. Además, el transformador N°4 cuenta con doble bobina de desenganche y esquema de protección contra falla de interruptor.
- Art. 3-24, última viñeta: Las protecciones asociadas a los paños ET4 (ABB RER620A), CT2 (SIEMENS 7SJ61) y alimentadores E1, E2, E3 y E4 no están conectadas a un equipo GPS. Ambas situaciones incumplen con lo definido por la normativa técnica.
- Artículo 5-40, literal e): los tiempos de paso entre los equipos de protección asociados al paño general de media tensión ET4 del transformador N°4, y los paños alimentadores E1, E3 y E4, son inferiores a 300[ms], por lo que se compromete la selectividad del sistema de protecciones. De igual manera se evidencia para la coordinación entre las protecciones de los paños ET4 y JT4 ante fallas monofásicas con impedancia de 25 [Ω] y 50 [Ω]. Por otra parte, ante la energización de la barra de media tensión desde el transformador N°2 de la subestación, para fallas bifásicas a tierra y monofásicas a tierra se observan tiempos de paso inferiores a 300 [ms] entre las protecciones de los paños E1, E2, E3 y E4, con respecto de la protección el paño CT2.
- Artículo 6-4: La información provista desde el coordinado para el Coordinador, a través de la base Infotécnica, no cuenta con la información completa relacionada con el ECAP, Print Outs ni DUF vigente para ninguno de los paños auditados.

Tabla Cumplimiento Normativo NTSyCS 2019

Paño	Relé	NTSyCS 2019				
		Artículo 3-24 literal b) numeral III.	Artículo 3-24 Literal c)	Artículo 3-24 última viñeta	Articulo 5-40 Literal e)	Artículo 6-4
JT4/ET4	SIEMENS 7UT85	N/A	✓	✓	N/A	×
JT4	SIEMENS 7SJ85	N/A	N/A	✓	×	×
ET4	ABB RER620A	✓	N/A	×	×	×
E1	COOPER POWER F6	N/A	N/A	×	×	×
E2	COOPER POWER F6 SIEMENS 7SJ600	N/A	N/A	×	×	×
E3	COOPER POWER F6	N/A	N/A	×	×	×
E4	COOPER POWER F6	N/A	N/A	×	×	×
CT2	SIEMENS 7UT513 – 87T	N/A	✓	✓	N/A	×
	SIEMENS 7SJ61 – 51/50	✓	N/A	×	×	×
	SIEMENS 7SJ61 – 51N/50N	N/A	N/A	×	×	×

(✓) Cumple, (×) No cumple, (N/A) No aplica.

Las siguientes imágenes presentan el resumen total de los hallazgos para cada uno de los equipos auditados:

Tabla Resumen 1: Hallazgos paño JT4/ET4

RESUMEN DE HALLAZGOS - JT4/ET4						
Equipo	HALLAZGOS RELEVANTES			HALLAZGOS MENORES		
	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico
SIEMENS 7UT85	Evaluación de ajustes y configuración, sobrecorriente de neutro 23 [kV].	Se observa que el parámetro "Threshold", asociado a la función de sobrecorriente de neutro del devanado de 23 [kV] "50N/51N OC-gnd-B1 Definite-T 1", se encuentra ajustado en "0,032 [A]", sin embargo, el ECAP define un ajuste de "0,2 [A]".	Se debe corregir el ajuste de acuerdo con lo definido en el ECAP. Las modificaciones al ajuste del relé deben quedar reflejados en los Print Outs y enviados al CEN para su validación.	Registro de eventos.	No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.	Se sugiere revisar el listado de eventos del equipo en búsqueda de posibles registros de anomalías durante el estado en servicio normal de este.
	Evaluación de ajustes y configuración, función falla de interruptor.	El ECAP define dentro de los criterios de operación del esquema 50BF que, la operación por etapa 2 de la función 50BF debe activar el relé 86T2 y por consecuencia dar apertura a los alimentadores asociados a la barra de 23 [kV], tal como se cita a continuación: "Si el interruptor luego de 200 mseg no ha conseguido despejar la falla, se enviará una orden de disparo al interruptor del paño JT4 en 220 kV y una orden de trip al rele maestro 86 del paño JT4. Los paños E1 (Punta Angamos), E2 (Megapuerto), E3 (Polpaico) y E4 (City Gate) de 23 kV por una orden de trip al relé maestro 86 del paño T2 en 23kV" Sin embargo, los planos recibidos no permiten evidenciar que algún contacto de la protección SIEMENS 7UT85 esté activando el relé 86T2	Se debe comprobar que la operación del 86T2 está siendo activada desde la operación de la función 50BF de la protección SIEMENS 7UT85 asociada al transformador 4, esto de acuerdo con los criterios definidos en el ECAP. Además, en el caso de encontrarse ya implementado lo anterior, se debe actualizar la información de planos disponibles a una versión as built que consideren todos los circuitos asociados al equipo auditado, garantizando que el paño E4 se encuentra implementado dentro de la operación el relé 86T2	Registro de medidas y oscilografías.	No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual) de la protección SIEMENS 7UT85.	Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal con principal enfoque en la función diferencial y las medidas asociadas a esta.
	Pruebas de inyección secundaria, función falla de interruptor.	Los tiempos de disponibilidad del transformador no permitieron verificar detalladamente la operación de la función 50BF, solo se lograron ejecutar pruebas puntuales sobre y bajo el pickup, mediante las cuales se verificó la operación de la función 50BF en etapa 2	Se debe realizar un set de pruebas específicas a la función 50BF, el cual considere la activación del esquema de operación mediante el arranque por cada una de las funciones de protección definidas en el ECAP, identificando la operación de la función de arranque, el retrip y el trip por 50BF (etapa 2)		No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.	
	Pruebas de inyección secundaria, función diferencial de neutro	Dado que la planificación de los trabajos no considero los tiempos necesarios para realizar pruebas al equipamiento primario a partir de la correcta polaridad de los transformades de corriente de fase y del transformador de corriente de neutro relacionado con el devanado de 23 [kV], es que no fue posible realizar la verificación de la función 87TN	Se debe coordinar la verificación de la función 87TN y garantizar que la función 87TN se encuentra bien polarizada y que esta no operará para fallas residuales ajenas al transformador N°4	Registros de entradas y salidas binarias.	No se realiza una completa revisión de todas las entradas y salidas programadas en el equipo. Se destaca que se verifican todas las salidas binarias configuradas en la ecuación de disparo.	Se sugiere confirmar la correcta operación de todas las entradas y salidas binarias configuradas.
	Pruebas de inyección secundaria, funciones relacionadas al devanado secundario 23 [kV].	Se evidencia en las pruebas de verificación que las funciones de sobrecorriente asociadas al devanado de 23 [kV] no fueron exitosas. Personal que ejecuta las pruebas indica que las funciones en cuestión no se encuentran asignadas a un contacto de salida y por lo mismo no es posible realizar la verificación de estas, sin embargo, tras la revisión de la configuración, no se evidencian inconsistencias en esta. Los disparos se encuentran correctamente configurados en la lógica de disparo del interruptor 52ET4 en la protección, por lo que se advierte un problema con la ejecución de la prueba	Se deben repetir las pruebas de verificación relacionadas al interruptor 52ET4 de 23 [kV], asegurando la correcta utilización de los contactos de salidas programados, el voltaje de detección, entre otras condiciones que dependan de la configuración de la prueba de verificación	Planos, recepción de información.	Los planos recibidos no presentan todos los planos relacionados con los contactos del relé 86T2. Se destaca que el relé 86T2 de acuerdo con el ECAP, debe ser activado por la función 50BF etapa 2 desde la protección SIEMENS 7UT85	Se debe disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado y el relé maestro 86T2.
	Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web	Se evidencia que el apartado de "sistemas de protecciones" de la plataforma Infotécnica no dispone de un ECAP actualizado relacionado con el equipo auditado	Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019		Se observa que el plano resumen de contactos "14219-A2-CTR-ECC-011" indica la salida "BO3.6" como "RETRIP 50BF-ET4 A 52ET4" en el plano "14219-A2-CTR-ECC-011", sin embargo, este último plano no presenta el contacto indicado. Se destaca que este contacto tampoco se encuentra en ninguno de los planos recibidos.	
	Pruebas de inyección secundaria, estabilidad diferencial	No se realiza la prueba de verificación de estabilidad diferencial	Como plan de acción se debe coordinar la ejecución de la prueba de verificación de la estabilidad diferencial	Base Infotécnica, falta de PO actualizado en plataforma web	El Print Out disponible en la plataforma Infotécnica corresponde a uno previo respecto de la información recibida por parte de esta auditoría	Se debe disponer en la base de Infotécnica del PO actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019
				Base Infotécnica, falta del DUF en plataforma web	Se evidencia que en el apartado de "sistemas de protecciones" de la plataforma Infotécnica no se dispone de un DUF actualizado relacionado con el equipo auditado	Se debe disponer del DUF vigente asociado a la subestación en la plataforma de Infotécnica de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019

Tabla Resumen 2: Hallazgos paño JT4

RESUMEN DE HALLAZGOS - JT4						
Equipo	HALLAZGOS RELEVANTES			HALLAZGOS MENORES		
	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico
SIEMENS 7SJ85	Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web	Se evidencia que el apartado de "sistemas de protecciones" de la plataforma Infotécnica no dispone de un ECAP actualizado relacionado con el equipo auditado	Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019	Registro de eventos.	No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.	Se sugiere revisar el listado de eventos del equipo en búsqueda de posibles registros de anomalías durante el estado en servicio normal de este.
				Registro de medidas y oscilografías.	No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual) de la protección SIEMENS 7SJ85.	Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal con principal enfoque en la función diferencial y las medidas asociadas a esta.
					No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.	
				Registros de entradas y salidas binarias.	No se realiza una completa revisión de todas las entradas y salidas programadas en el equipo. Se destaca que se verifican todas las salidas binarias configuradas en la ecuación de disparo.	Se sugiere confirmar la correcta operación de todas las entradas y salidas binarias configuradas.
				Coherencia de información, DUF.	El DUF indica habilitada la función 51G y 50HS, sin embargo, el ECAP no la define habilitada.	Se debe corregir el DUF de acuerdo con las funciones definidas por el ECAP.
				Base Infotécnica, falta de PO actualizado en plataforma web	El Print Out disponible en la plataforma Infotécnica corresponde a uno previo respecto de la información recibida por parte de esta auditoría	Se debe disponer en la base de Infotécnica del PO actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019
				Base Infotécnica, falta del DUF en plataforma web	Se evidencia que en el apartado de "sistemas de protecciones" de la plataforma Infotécnica no se dispone de un DUF actualizado relacionado con el equipo auditado	Se debe disponer en la base de Infotécnica del PO actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019

Tabla Resumen 3: Hallazgos paño ET4

RESUMEN DE HALLAZGOS - ET4						
Equipo	HALLAZGOS RELEVANTES			HALLAZGOS MENORES		
	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico
ABB RER620	Evaluación actividades en terreno, sincronización horaria.	El equipo no presenta conexionado con equipo de sincronización horaria GPS.	Se debe conectar y sincronizar la protección con un equipo de referencia horaria por GPS a través del protocolo IRIG-B y así cumplir con lo declarado por norma técnica en el artículo 3-24 (versión diciembre 2019).	Evaluación actividades en terreno, orden de conductores.	Los conductores tanto en borneras de armario como en bornes de protección no se encuentran ordenados y guiados por amarras plásticas. Lo anterior dificulta la intervención de las borneras ante actividades de mantenimiento.	Con el fin de facilitar labores de mantenimiento o intervenciones correctivas de emergencia, se sugiere corregir el orden de los cableados mediante amarras plásticas que permitan guiarlos en sus respectivas regletas
	Evaluación de ajustes y configuración, funciones habilitadas.	Se observa que el ECAP define la habilitación de la función de sobrecorriente de tiempo definido de fases "50", sin embargo, el equipo la presenta deshabilitada.	Se deben habilitar todas las funciones definidas en el ECAP. Posteriormente se deben realizar pruebas de verificación mediante inyección secundaria para comprobar la correcta operación del esquema de protección definido en el ECAP.	Recepción de información, registro de eventos.	No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.	Se debe analizar el registro de eventos del equipo con el fin de detectar posibles fallas, mal operaciones o alarmas en el tiempo que respondan a operaciones indeseadas.
		Se observa que la protección presenta habilitada la función "SCCBRBRF1:1", correspondiente a la función 50BF, sin embargo, el ECAP no define esta función habilitada en el equipo ABB RER620A.	Se deben deshabilitar todas las funciones que no se encuentren definidas en el ECAP.	Registro de medidas y oscilografías.	No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual).	Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal con principal enfoque en la función diferencial y las medidas asociadas a esta.
		Se observa que la protección presenta habilitada la función "SDARREC1:1", correspondiente a la función de reconexión, sin embargo, el ECAP no define esta función habilitada en el equipo ABB RER620A. Se destaca que el parámetro "Reclosing operation" se encuentra ajustado en "Off", el cual, no habilita o deshabilita la función de reconexión, solamente la operación de la reconexión.			No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.	
	Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web	Se evidencia que el apartado de "sistemas de protecciones" de la plataforma Infotécnica no dispone de un ECAP actualizado relacionado con el equipo auditado	Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019	Recepción de información, planos.	Los planos recibidos no evidencian todos los circuitos asociados al equipo auditado. No se reciben planos que permitan identificar los circuitos de alimentación del equipo de protección desde el origen hasta bornes del IED.	Se debe disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado.
				Configuración registro oscilográfico.	Se observa que la configuración del largo del registro oscilográfico, parámetro "Record length", se encuentra ajustado en "50 [cycles]" y el largo de la prefalla "Pre-trg length" se encuentra ajustado en "20 [%]", lo anterior es distinto a las recomendaciones realizadas por el documento "GUÍA TÉCNICA DE APLICACIÓN PLANIFICACIÓN Y DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN PARA INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN" en su punto 5.2 donde se sugiere un ajuste de "20 ciclos" para la prefalla con un largo total de al menos "80 ciclos".	Se sugiere configurar los parámetros indicados con el fin de cumplir con las recomendaciones realizadas en la guía técnica mencionada y así facilitar el análisis de los eventos de falla.
				Base Infotécnica, falta de Print Out en plataforma web	Se evidencia que el apartado de "sistemas de protecciones" de la plataforma Infotécnica no dispone del Print Out actualizado de acuerdo con la información recibida en el proceso de auditoría.	Se debe cargar en la base de Infotécnica del Print Out actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019
				Base Infotécnica, falta del DUF en plataforma web	Se evidencia que el apartado de "sistemas de protecciones" de la plataforma Infotécnica no dispone de un DUF actualizado relacionado con el equipo auditado	Se debe disponer del DUF vigente asociado a la subestación en la plataforma de Infotécnica de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019

Tabla Resumen 4: Hallazgos paño E1

RESUMEN DE HALLAZGOS - PAÑO E1						
Equipo	HALLAZGOS RELEVANTES			HALLAZGOS MENORES		
	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico
COOPER POWER F6	Evaluación actividades en terreno, sincronización horaria.	El equipo no presenta conexionado con equipo de sincronización horaria GPS.	Se debe conectar y sincronizar la protección con un equipo de referencia horaria por GPS a través del protocolo IRIG-B y así cumplir con lo declarado por norma técnica en el artículo 3-24 (versión diciembre 2019).	Registro de eventos.	No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.	Se debe analizar el registro de eventos del equipo con el fin de detectar posibles fallas, mal operaciones o alarmas en el tiempo que respondan a operaciones indeseadas.
				Registro de medidas y oscilografías.	No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual).	Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal con principal enfoque en la función diferencial y las medidas asociadas a esta.
					No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.	
	Evaluación de ajustes y configuración, función de sobrecorriente.	El ECAP define la función 50 o "High Current" habilitada en el equipo, sin embargo, esta se encuentra deshabilitada.	Se deben habilitar todas las funciones definidas en el ECAP y posteriormente realizar la verificación de estas mediante pruebas de inyección secundarias.	Recepción de información, planos.	Los planos recibidos no evidencian todos los circuitos asociados al equipo auditado. No se reciben planos que permitan identificar los circuitos de alimentación del equipo de protección desde el origen hasta bornes del IED.	Se debe disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado.
		El ECAP define la función 51N o "High Current" habilitada en el equipo, sin embargo, esta se encuentra deshabilitada.		Recepción de información, DUF.	El DUF no indica las funciones habilitadas en el equipo.	Se debe actualizar el DUF a una versión as built de acuerdo con las funciones y equipos actualmente utilizados.
					Existe una inconsistencia entre los modelos de los equipos reconectadores entre el ECAP (NOVA) y el DUF (KFVE).	
					El plano recibido "C200-54e-17I107" muestra que existe un equipo SIEMENS 7SJ600 el cual se encuentra en la vía de apertura del interruptor, sin embargo, durante la auditoría no se identifica ningún equipo con estas características para el paño E1.	
	Evaluación de ajustes y configuración, reconexión.	El ajuste de la protección presenta habilitada la función de reconexión "79", sin embargo, el ECAP no la define habilitada.	Se debe analizar la habilitación de la función de reconexión 79. En el caso de realizar correcciones al ECAP, deben quedar reflejadas en una nueva versión de este, documento que debe ser enviado formalmente al CEN a través de los canales definidos para ello. Por su parte, en el caso que la función antes citada deba ser deshabilitada en el equipo, lo anterior debe quedar reflejado en los Print Outs obtenidos enviados al CEN para su validación.	Base Infotécnica, falta de Print Out en plataforma web.	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del Print Out actualizado	Se debe cargar en la base de Infotécnica del Print Out actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019
	Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web.	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone de un ECAP relacionado al equipo auditado de acuerdo con la información recibida en el proceso de auditoría	Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019	Base Infotécnica, falta de DUF en plataforma web.	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del DUF actualizado	Se debe disponer del DUF vigente asociado a la subestación en la plataforma de Infotécnica de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019

Tabla Resumen 5: Hallazgos paño E2

RESUMEN DE HALLAZGOS - PAÑO E2						
Equipo	HALLAZGOS RELEVANTES			HALLAZGOS MENORES		
	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico
COOPER POWER F6	Evaluación actividades en terreno, sincronización horaria.	El equipo no presenta conexionado con equipo de sincronización horaria GPS.	Se debe conectar y sincronizar la protección con un equipo de referencia horaria por GPS a través del protocolo IRIG-B y así cumplir con lo declarado por norma técnica en el artículo 3-24 (versión diciembre 2019).	Registro de eventos.	No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.	Se debe analizar el registro de eventos del equipo con el fin de detectar posibles fallas, mal operaciones o alarmas en el tiempo que respondan a operaciones indeseadas.
				Registro de medidas y oscilografías.	No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual).	Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal con principal enfoque en la función diferencial y las medidas asociadas a esta.
					No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.	
	Evaluación de ajustes y configuración, función de sobrecorriente.	El ajuste "HCT Time Delay" asociado a la función de sobrecorriente de fases "TCC1-Phase", se encuentra ajustado en "0,016", sin embargo, el ECAP define un ajuste de "0,0". Se destaca que el valor mínimo ajustable para este parámetro es de "0,01".	Se debe ajustar los parámetros indicados de acuerdo con lo definido en el ECAP, en este caso, al valor mínimo permitido y posteriormente realizar la verificación mediante pruebas de inyección secundarias. Las modificaciones realizadas a los ajustes deben quedar reflejadas en los Print Outs obtenidos y ser enviados al CEN para su validación.	Recepción de información, planos.	Los planos recibidos no evidencian todos los circuitos asociados al equipo auditado. No se reciben planos que permitan identificar los circuitos de alimentación del equipo de protección desde el origen hasta bornes del IED.	Se debe disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado.
		El ajuste "HCT Time Delay" asociado a la función de sobrecorriente residual "TCC1-Ground", se encuentra ajustado en "0,016", sin embargo, el ECAP define un ajuste de "0,0". Se destaca que el valor mínimo ajustable para este parámetro es de "0,01".		Recepción de información, DUF.	El DUF no indica las funciones habilitadas en el equipo.	Se debe actualizar el DUF a una versión as built de acuerdo con las funciones y equipos actualmente utilizados.
					Existe una inconsistencia entre los modelos de los equipos reconectadores entre el ECAP (NOVA) y el DUF (KFVE).	
	Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web.	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone de un ECAP relacionado al equipo auditado de acuerdo con la información recibida en el proceso de auditoría.	Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019	Base Infotécnica, falta de Print Out en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del Print Out actualizado	Se debe cargar en la base de Infotécnica del Print Out actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019
				Base Infotécnica, falta de DUF en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del DUF actualizado	Se debe cargar en la base de Infotécnica del DUF actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019

Tabla Resumen 6: Hallazgos paño E2

RESUMEN DE HALLAZGOS - E2						
Equipo	HALLAZGOS RELEVANTES			HALLAZGOS MENORES		
	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico
SIEMENS 7SJ60	Evaluación actividades en terreno, sincronización horaria.	El equipo no presenta conexionado con equipo de sincronización horaria GPS.	Se debe conectar y sincronizar la protección con un equipo de referencia horaria por GPS a través del protocolo IRIG-B y así cumplir con lo declarado por norma técnica en el artículo 3-24 (versión diciembre 2019).	Evaluación actividades en terreno, inspección visual.	Los conductores en bornes de protección no presentan marcas de identificación origen o destino.	Con el fin de facilitar labores de mantenimiento o intervenciones correctivas de emergencia, se sugiere identificar los conductores con marcas que indiquen origen y/o destino para los circuitos más críticos para el correcto desempeño de la protección como son los siguientes circuitos: señales análogas de corriente y tensión, señales de disparo y cierre de interruptores, señales de estados abierto y cerrado de interruptores, señales de bloqueos de lógicas de protecciones y señal de alimentación de la protección como tal.
	Evaluación de ajuste y configuración, función de sobrecorriente.	Se observa que el ECAP define el ajuste de retraso de tiempo para la función de sobrecorriente 51 con un valor de "0,02 [s]", sin embargo, el equipo presenta una configuración de "0,03 [s]".	Se debe corregir el ajuste de acuerdo con las definiciones del ECAP. Las correcciones al ajuste deben quedar reflejadas en los Print Outs obtenidos y ser enviados al CEN para su validación.	Registro de eventos.	No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.	Se sugiere analizar el registro de eventos del equipo con el fin de detectar posibles fallas, mal operaciones o alarmas en el tiempo que respondan a operaciones indeseadas.
				Registro de medidas y oscilografías.	No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual).	Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal
					No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.	
	Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone de un ECAP relacionado al equipo auditado de acuerdo con la información recibida en el proceso de auditoría	Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019	Recepción de información, planos.	Los planos recibidos no evidencian todos los circuitos asociados al equipo auditado. No se reciben planos que permitan identificar los circuitos de alimentación del equipo de protección desde el origen hasta bornes del IED, así tampoco todas las entradas y salidas binarias utilizadas en el equipo.	Se deben disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado.
				Recepción de información, DUF.	El DUF no indica las funciones habilitadas en el equipo.	Se debe actualizar el DUF a una versión as built de acuerdo con las funciones y equipos actualmente utilizados.
				Configuración registro oscilográfico.	Se observa que la configuración del largo del registro oscilográfico, parámetro "7410", se encuentra ajustado en "1,00 [sec]" y el largo de la prefalla "7411" se encuentra ajustado en "0,10 [sec]", lo anterior es distinto a las recomendaciones realizadas por el documento "GUÍA TÉCNICA DE APLICACIÓN PLANIFICACIÓN Y DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN PARA INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN" en su punto 5.2 donde se sugiere un ajuste de "20 ciclos" para la prefalla con un largo total de al menos "80 ciclos".	Se sugiere configurar los parámetros indicados con el fin de cumplir con las recomendaciones realizadas en la guía técnica mencionada, esto con el fin de facilitar el análisis de los eventos de falla.
				Base Infotécnica, falta de Print Out en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del Print Out actualizado	Se debe cargar en la base de Infotécnica del Print Out actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019
				Base Infotécnica, falta de DUF en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del DUF actualizado	Se debe cargar en la base de Infotécnica del DUF actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019

Tabla Resumen 7: Hallazgos paño E3

RESUMEN DE HALLAZGOS - PAÑO E3						
Equipo	HALLAZGOS RELEVANTES			HALLAZGOS MENORES		
	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico
COOPER POWER F6	Evaluación actividades en terreno, sincronización horaria.	El equipo no presenta conexionado con equipo de sincronización horaria GPS.	Se debe conectar y sincronizar la protección con un equipo de referencia horaria por GPS a través del protocolo IRIG-B y así cumplir con lo declarado por norma técnica en el artículo 3-24 (versión diciembre 2019).	Registro de eventos.	No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.	Se sugiere revisar el listado de eventos del equipo en búsqueda de posibles registros de anomalías durante el estado en servicio normal de este.
				Registro de medidas y oscilografías.	No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual).	Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal
					No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.	
				Recepción de información, planos.	Los planos recibidos no evidencian todos los circuitos asociados al equipo auditado. No se reciben planos que permitan identificar los circuitos de alimentación del equipo de protección desde el origen hasta bornes del IED.	Se debe disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado.
	Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web.	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone de un ECAP relacionado al equipo auditado de acuerdo con la información recibida en el proceso de auditoría	Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.	Recepción de información, DUF.	El DUF no indica las funciones habilitadas en el equipo.	Se debe actualizar el DUF a una versión as built de acuerdo con las funciones y equipos actualmente utilizados.
				Base Infotécnica, falta de Print Out en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del Print Out actualizado	Se debe cargar en la base de Infotécnica del Print Out actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019
				Base Infotécnica, falta de DUF en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del DUF actualizado	Se debe cargar en la base de Infotécnica del DUF actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019

Tabla Resumen 8: Hallazgos paño E4

RESUMEN DE HALLAZGOS - E4						
Equipo	HALLAZGOS RELEVANTES			HALLAZGOS MENORES		
	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico
COOPER POWER F6	Evaluación actividades en terreno, sincronización horaria.	El equipo no presenta conexionado con equipo de sincronización horaria GPS.	Se debe conectar y sincronizar la protección con un equipo de referencia horaria por GPS a través del protocolo IRIG-B y así cumplir con lo declarado por norma técnica en el artículo 3-24 (versión diciembre 2019).	Registro de eventos	No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos	Se sugiere revisar el listado de eventos del equipo en búsqueda de posibles registros de anomalías durante el estado en servicio normal de este
				Registro de medidas y oscilografías.	No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual).	Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal con principal enfoque en la función diferencial y las medidas asociadas a esta.
					No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.	
	Evaluación de ajustes y configuración, función de sobrecorriente	El ECAP define la función 50 o "High Current" habilitada en el equipo, sin embargo, esta se encuentra deshabilitada	Se deben habilitar todas las funciones definidas en el ECAP y posteriormente realizar la verificación de estas mediante pruebas de inyección secundarias	Recepción de información, planos.	Los planos recibidos no evidencian todos los circuitos asociados al equipo auditado. No se reciben planos que permitan identificar los circuitos de alimentación del equipo de protección desde el origen hasta bornes del IED.	Se debe disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado.
				Recepción de información, DUF.	El DUF no indica las funciones habilitadas en el equipo.	Se debe actualizar el DUF a una versión as built de acuerdo con las funciones y equipos actualmente utilizados.
	Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone de un ECAP relacionado al equipo auditado de acuerdo con la información recibida en el proceso de auditoría	Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019	Base Infotécnica, falta de Print Out en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del Print Out actualizado	Se debe cargar en la base de Infotécnica del Print Out actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019
				Base Infotécnica, falta de DUF en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del DUF actualizado	Se debe cargar en la base de Infotécnica del DUF actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019

Tabla Resumen 9: Hallazgos paño CT2-ET2

RESUMEN DE HALLAZGOS - CT2/ET2						
Equipo	HALLAZGOS RELEVANTES			HALLAZGOS MENORES		
	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico
SIEMENS 7UT513	Evaluación actividades en terreno, sincronización horaria.	El equipo no presenta conexionado con equipo de sincronización horaria GPS.	Se debe conectar y sincronizar la protección con un equipo de referencia horaria por GPS a través del protocolo IRIG-B y así cumplir con lo declarado por norma técnica en el artículo 3-24 (versión diciembre 2019).	Evaluación actividades en terreno, inspección visual.	Los conductores en bornes de protección no presentan marcas de identificación origen o destino.	Con el fin de facilitar labores de mantenimiento o intervenciones correctivas de emergencia, se sugiere identificar los conductores con marcas que indiquen origen y/o destino para los circuitos más críticos para el correcto desempeño de la protección como son los siguientes circuitos: señales análogas de corriente y tensión, señales de disparo y cierre de interruptores, señales de estados abierto y cerrado de interruptores, señales de bloqueos de lógicas de protecciones y señal de alimentación de la protección como tal.
	Relación de transformación TC	Se evidencian diferentes versiones del DUF los que presentan diferentes equipos y razones de transformación relacionados con el equipo SIEMENS 7UT513. Por otra parte, el equipo de protección presenta razones de transformación diferentes a las evidenciadas en los DUF y a las utilizadas en las pruebas	Se deben disponer de un set de planos completo y actualizados que permitan identificar las razones de transformación de los TC finalmente utilizados y así confirmar la correcta implementación de estas en el ajuste de la protección			
	Recepción de información, ECAP.	No se recibe un ECAP que defina los ajustes y criterios para el equipo SIEMENS 7UT513. Se destaca que en la base Infotécnica no se evidencia ningún ECAP para la subestación.	Se debe disponer de un ECAP que defina los criterios de ajustes y los valores de estos a configurar en el equipo SIEMENS 7UT513 auditado, el cual, debe estar aprobado por el CEN.	Registro de eventos.	No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.	Se sugiere revisar el listado de eventos del equipo en búsqueda de posibles registros de anomalías durante el estado en servicio normal de este.
				Registro de medidas y oscilografías.	No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual) de la protección auditada.	Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal
					No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.	
	Operación relé auxiliar 86T2.	Se observa que la activación del relé auxiliar 86T2, de acuerdo con los planos recibidos, responde a la operación de la protección 87T2 (SIEMENS 7UT513) y a las protecciones mecánicas del transformador T2 generando la apertura de los alimentadores conectados a la barra de 23 [kV]. Considerando que el transformador T2, según lo informado, se encuentra como respaldo del transformador T4 y por lo tanto desconectado, es que una operación de las protecciones mecánicas del transformador T2 podría activar el relé 86T2 y por consecuencia desconectar los alimentadores asociados a la barra de 23 [kV] conectados al transformador T4.	Se debe revisar esta condición para evitar desconexiones indeseadas, ya sea, por pruebas de mantenimiento o errores con el relé 86T2.	Recepción de información, planos.	Los planos recibidos no evidencian todos los circuitos asociados al equipo auditado. No se reciben planos que permitan identificar los circuitos de alimentación del equipo de protección desde el origen hasta bornes del IED.	Se deben disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado.
					Los planos recibidos no presentan el desarrollo de todos los contactos del relé 86T2.	Se deben disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado y el relé maestro 86T2.
				Base Infotécnica, falta de Print Out en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del Print Out actualizado	Se debe cargar en la base de Infotécnica del Print Out actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019
	Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone de un ECAP relacionado al equipo auditado de acuerdo con la información recibida en el proceso de auditoría	Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019	Base Infotécnica, falta de DUF en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del DUF actualizado	Se debe cargar en la base de Infotécnica del DUF actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019

Tabla Resumen 10: Hallazgos paño CT2 – 50/51

RESUMEN DE HALLAZGOS - CT2 51/50						
Equipo	HALLAZGOS RELEVANTES			HALLAZGOS MENORES		
	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico
SIEMENS 7UT513	Evaluación actividades en terreno, sincronización horaria.	El equipo se encuentra sincronizado por protocolo NTP.	Se debe conectar y sincronizar la protección con un equipo de referencia horaria por GPS a través del protocolo IRIG-B y así cumplir con lo declarado por norma técnica en el artículo 3-24 (versión diciembre 2019)	Evaluación actividades en terreno, orden de conductores.	Los conductores tanto en borneras de armario como en bornes de protección no se encuentran ordenados y guiados por amarras plásticas ni se encuentran dentro de regletas. Lo anterior dificulta la intervención de las borneras ante actividades de mantenimiento.	Con el fin de facilitar labores de mantenimiento o intervenciones correctivas de emergencia, se sugiere identificar los conductores con marcas que indiquen origen y/o destino para los circuitos más críticos para el correcto desempeño de la protección como son los siguientes circuitos: señales análogas de corriente y tensión, señales de disparo y cierre de interruptores, señales de estados abierto y cerrado de interruptores, señales de bloqueos de lógicas de protecciones y señal de alimentación de la protección como tal.
				Registro de eventos.	No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.	Se sugiere revisar el listado de eventos del equipo en búsqueda de posibles registros de anomalías durante el estado en servicio normal de este.
	Recepción de información, ECAP.	No se recibe un ECAP que defina los ajustes y criterios para el equipo SIEMENS 7SJ612. Se destaca que en la base Infotécnica no se evidencia ningún ECAP para la subestación.	Se debe disponer de un ECAP que defina los criterios de ajustes y los valores de estos a configurar en el equipo auditado, el cual, debe estar aprobado por el CEN.	Registro de medidas y oscilografías.	No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual).	Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal
					No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.	
				Recepción de información, planos.	Los planos recibidos no evidencian todos los circuitos asociados al equipo auditado. No se reciben planos que permitan identificar los circuitos de alimentación del equipo de protección desde el origen hasta bornes del IED.	Se debe disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado.
	Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone de un ECAP relacionado al equipo auditado de acuerdo con la información recibida en el proceso de auditoría	Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019	Base Infotécnica, falta de Print Out en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del Print Out actualizado	Se debe cargar en la base de Infotécnica del Print Out actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019
				Base Infotécnica, falta de DUF en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del DUF actualizado	Se debe cargar en la base de Infotécnica del DUF actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019

Tabla Resumen 11: Hallazgos paño CT2 – 51N/50N

RESUMEN DE HALLAZGOS - CT2 51N/50N						
Equipo	HALLAZGOS RELEVANTES			HALLAZGOS MENORES		
	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico	Clasificación	Descripción Hallazgo	Comentario específico
SIEMENS 7UT513	Evaluación actividades en terreno, sincronización horaria.	El equipo se encuentra sincronizado por protocolo NTP.	Se debe conectar y sincronizar la protección con un equipo de referencia horaria por GPS a través del protocolo IRIG-B y así cumplir con lo declarado por norma técnica en el artículo 3-24 (versión diciembre 2019)	Evaluación actividades en terreno, orden de conductores.	Los conductores tanto en borneras de armario como en bornes de protección no se encuentran ordenados y guiados por amarras plásticas ni se encuentran dentro de regletas. Lo anterior dificulta la intervención de las borneras ante actividades de mantenimiento.	Con el fin de facilitar labores de mantenimiento o intervenciones correctivas de emergencia, se sugiere ordenar los conductores dentro del armario y así permitir el fácil acceso a los bornes.
				Registro de eventos.	No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.	Se sugiere revisar el listado de eventos del equipo en búsqueda de posibles registros de anomalías durante el estado en servicio normal de este.
				Registro de medidas y oscilografías.	No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual).	Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal
					No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.	
	Recepción de información, ECAP.	No se recibe un ECAP que defina los ajustes y criterios para el equipo SIEMENS 7SJ612. Se destaca que en la base Infotécnica no se evidencia ningún ECAP para la subestación.	Se debe disponer de un ECAP que defina los criterios de ajustes y los valores de estos a configurar en el equipo auditado, el cual, debe estar aprobado por el CEN.	Recepción de información, planos.	Los planos recibidos no evidencian todos los circuitos asociados al equipo auditado. No se reciben planos que permitan identificar los circuitos de alimentación del equipo de protección desde el origen hasta bornes del IED.	Se debe disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado.
				Base Infotécnica, falta de Print Out en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del Print Out actualizado	Se debe cargar en la base de Infotécnica del Print Out actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019
	Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone de un ECAP relacionado al equipo auditado de acuerdo con la información recibida en el proceso de auditoría	Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019	Base Infotécnica, falta de DUF en plataforma web	La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del DUF actualizado	Se debe cargar en la base de Infotécnica del DUF actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019

Tabla Resumen 12: Hallazgos Tiempos de Coordinación

ANALISIS DE COORDINACIÓN DE TIEMPOS TEORICOS DE PROTECCIONES		
HALLAZGOS RELEVANTES		
Clasificación	**Descripción Hallazgo**	**Comentario específico**
Cumplimiento normativo	Al considerar la barra de media tensión energizada desde el transformador N°4 de la subestación, se observa que, para distintos tipos de falla, existe un tiempo de paso inferior a 300 [ms] entre la operación de las funciones de protección habilitadas y parametrizadas en los relés asociados a los paños E1, E3 y E4 con respecto a la operación de las funciones de protección parametrizadas en el equipo del paño ET4. Además, se presenta la misma condición de tiempos de paso entre las funciones de protección de sobrecorriente ajustadas en los paños JT4 y ET4 ante fallas monofásicas con impedancia de 25 [Ω] y 50 [Ω]. Esta condición compromete la selectividad del sistema de protecciones, considerando el artículo 5-40 ítem e) de la NTSyCS.	A partir de lo anterior, y como parte de la implementación de nuevos ajustes orientados a satisfacer la normativa técnica vigente en materia de tiempos de paso y tiempo de despeje de fallas en barra, se debe desarrollar un ECAP que permita resolver los hallazgos mencionados anteriormente
	Por otra parte, ante la energización de la barra de media tensión desde el transformador N°2 de la subestación, para fallas bifásicas a tierra y monofásicas a tierra se observan tiempos de paso inferiores a 300 [ms] en la operación de las funciones de protección ajustadas en los relés asociados a los paños E1, E2, E3 y E4, con respecto de la operación de las funciones de protección parametrizadas en el equipo del paño CT2. Esta condición compromete la selectividad del sistema de protecciones, considerando el artículo 5-40 ítem e) de la NTSyCS	
	Por otro lado, se observa un despeje de fallas superior a 400[ms] por el equipo dispuesto en el paño CT2 ante fallas en la barra de media tensión, por lo que no se cumple con el Art. 3-24 literal b), numeral III de la NTSyCS	
	Por último, ante falla monofásica a tierra con impedancia de 50 [Ω] en barra y aguas debajo de las cabeceras de los alimentadores E1, E2, E3 y E4, no existe operación del equipo de protección asociado al paño CT2. Lo anterior, compromete la sensibilidad del sistema de protecciones	

1 ASPECTOS GENERALES DE DISEÑO DE LA S/E MEJILLONES

La subestación Mejillones está ubicada en la Región de Antofagasta, específicamente en la comuna de Mejillones, y considera instalaciones en niveles de tensión de 220, 110, 23 y 13,2 [kV].

La subestación presenta un equipamiento moderno del tipo IED (Intelligent Electronic Device) para los sistemas de control y protecciones asociados a los transformadores de poder T4 220/23 [kV] – 26,67/33,34/400 [MVA], T2 23/13,2/2,5 [kV] – 10/12 [MVA] y a las cabeceras de los paños de alimentadores de media tensión.

En la siguiente imagen se presenta un diagrama simplificado de la instalación y los paños auditados, el detalle de los equipos auditados por cada instalación se indica en la tabla 4-1 "Detalle de instalaciones auditadas"

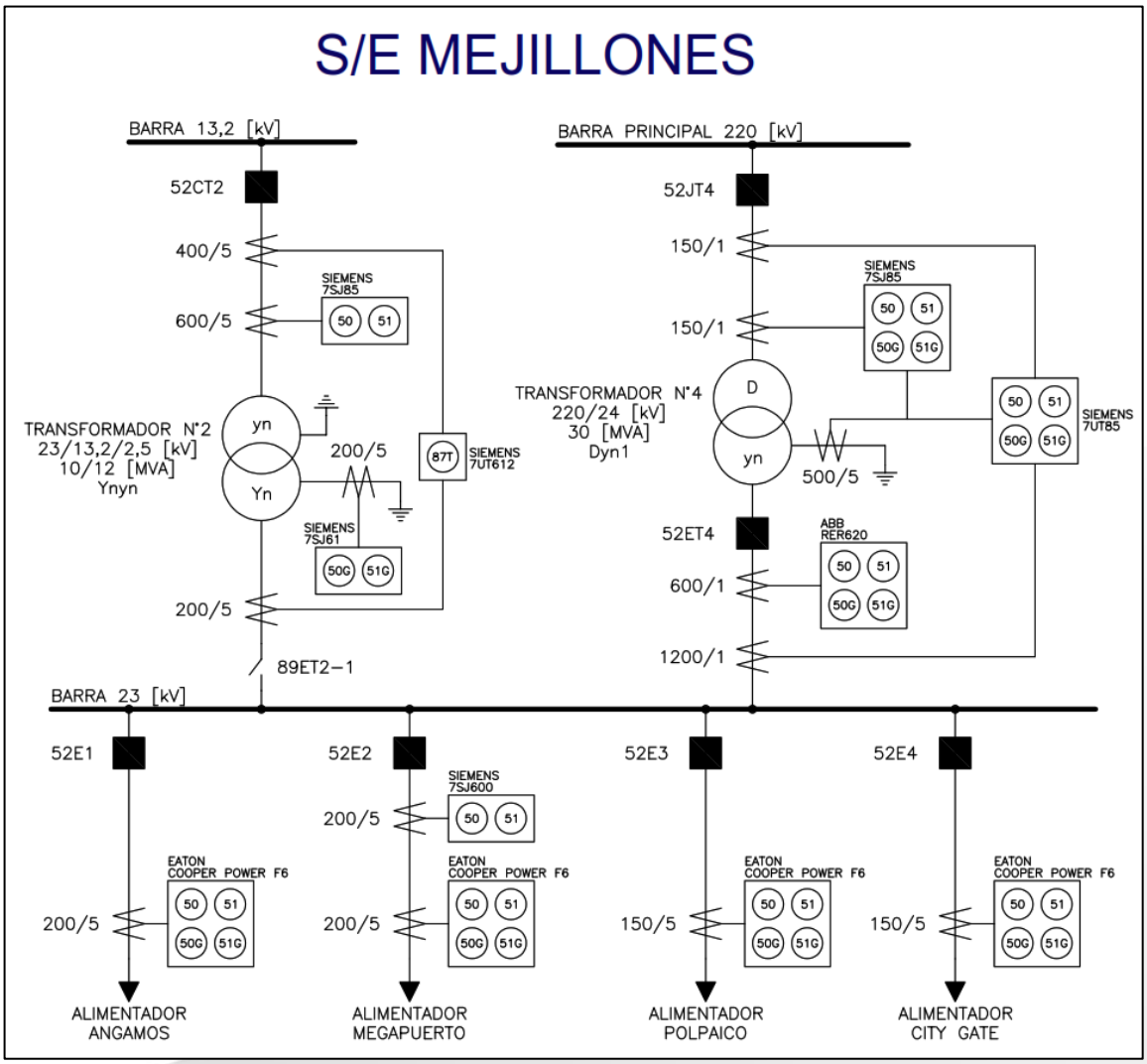


Figura 1-1: DUF simplificado S/E Mejillones

En relación con los sistemas auxiliares de corriente alterna y continua, la instalación cuenta con dos cargadores de baterías en servicio que alimentan a dos bancos de baterías de 125 [Vcc] respectivamente. Se destaca que debido a que no se desenergizó el transformador de servicios auxiliares, no fue posible verificar la autonomía de los bancos de baterías. Por otra parte, la operación de los circuitos de control y protecciones asociados a los paños alimentadores se soporta en un sistema propio de respaldo individual de baterías de 24 [Vcc]. Además, el diseño de la instalación considera un grupo generador de transferencia automática para la alimentación de cargas esenciales.

Finalmente, en cuanto a la documentación técnica de la instalación, se destaca la falta de planos que permitan identificar todos los circuitos asociados a los equipos de protección, necesarios para realizar actividades de mantenimiento preventivo y correctivo con total seguridad, ya sea con la subestación energizada o desenergizada. Por otra parte, los ajustes actualmente configurados en los equipos de protecciones, y que generan órdenes de apertura sobre los interruptores, no presenta un respaldo de estudios de coordinación de ajustes de protecciones para todos sus paños.

1.1 PARTICULARIDADES DE LA INSTALACIÓN

- Subestación Mejillones no considera un paño de transferencia asociado a los alimentadores conectados a la barra en 23 [kV] ni a los transformadores N°4 y N°2 en 220 y 13,8 [kV].
- Se destaca que la barra de 23 [kV] puede conectarse a los transformadores N°4 y N°2. Para más detalles, revisar el capítulo 6.
- El Coordinado confirma que no existen fallas previas a la auditoría que guardan relación con una operación indeseada del equipo de protección, por lo que no se consideran pruebas de inyección de archivos Comtrade de eventos anteriores.
- Se destaca que no existen Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) que hayan realizado su conexión a los alimentadores de la S/E Mejillones con fecha posterior a la fecha del estudio de ajustes de protección entregado.

2 GENERALIDADES DE LAS PRUEBAS Y ENSAYOS PRACTICADOS

A continuación, se detallan conceptualmente las pruebas y ensayos de verificación practicados como parte de la Auditoría Técnica:

a. Revisión de la calidad y coherencia de la documentación de la subestación. Se destaca que el presente informe de auditoría se desarrolla con la información recibida por parte de ENGIE previo al desarrollo de las actividades de prueba en la subestación y complementada con los resultados obtenidos de las verificaciones e información recopilada durante la visita, tales como:
   - Diagrama Unilineal Funcional (DUF).
   - Estudios de Coordinación y Ajustes de Protecciones (ECAP).
   - Print Outs de las protecciones asociadas a los paños AT y MT de transformadores, y paños de cabeceras de alimentadores.
   - Planos elementales de corriente alterna de protecciones asociadas a los paños AT y MT de transformadores, y paños de cabeceras de alimentadores.
   - Planos elementales de corriente continua de disparo y señalización de protecciones asociadas al paño AT y MT de transformadores, y paños de cabeceras de alimentadores.
   - Protocolos de prueba de verificación ejecutados durante los ensayos de prueba de auditoría.
   - Registros de eventos, oscilográficos y fotográficos obtenidos durante los ensayos.

   El análisis y conclusiones que derivan de la información antes mencionada representan la condición de la subestación al instante de la auditoría, es decir, en el periodo en que se analizó la información recibida y la fecha en la que se realizaron los ensayos en la instalación. A mayor abundamiento, modificaciones posteriores generadas a partir de mejoras operacionales, mantenimiento o cambios en el diseño de la instalación por nuevos proyectos, no serán considerados como antecedentes en la elaboración de este documento, independiente de sus distintas iteraciones antes de ser declarado sin observaciones y publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

b. Análisis de los tiempos de paso teóricos de coordinación para las curvas de sobrecorriente de fase y residual entre los paños AT y MT de transformadores y paños de cabeceras de alimentadores.

c. Análisis de las medidas de corrientes y potenciales (magnitud y ángulo) bajo condición de carga normal de la subestación.

(+56) 9 7877 7951 | Av. Príncipe de Gales 5921 Oficina 1305. La Reina – Santiago | www.ensaut.cl

d. Verificación del cumplimiento normativo respecto de la NTSyCS. En específico, la presente auditoría se enfoca en identificar el cumplimiento de los siguientes artículos:
   - **Instalaciones de transmisión**:
     - NTSyCS - Art 3-24, literal b), numeral III)
     - NTSyCS - Art 3-24, literal c).
     - NTSyCS - Art 3-24, última viñeta.
   - **Estándares de recuperación dinámica en estado normal y en estado alerta:**
     - NTSyCS - Art 5-40, literal e).
   - **Información técnica de instalaciones y equipamientos:**
     - NTSyCS - Art 6-4.

e. Comparación entre los ajustes implementados en los IED y los definidos por el estudio de coordinación de ajustes de protecciones (ECAP). Se identifican todos los grupos de ajustes y funciones habilitados en el relé, reconociendo el grupo activo, grupos alternativos y de mantenimiento, como es el caso del modo de operación "Hot Line Tag" (HLT).
   - Los análisis de coordinación y tiempos de operación junto con la coherencia de ajustes se realizan en base al grupo de ajustes activo en la protección al momento de la visita de auditoría a la subestación y en base al grupo de ajuste definido en el ECAP.
   - En el caso de aquellas protecciones que presentan más de un grupo de ajustes configurado y el ECAP solo defina uno, se levantarán los hallazgos correspondientes y el análisis de coordinación y tiempos de operación junto con la coherencia de ajustes se realizarán respecto del grupo de ajustes activo durante la visita de auditoría a la subestación.
   - En el caso de aquellas protecciones que presentan más de un grupo de ajustes habilitado, y a su vez, el ECAP junto a la base de datos Powerfactory recibida, definen más de una topología de operación declarada para cada uno de ellos, el análisis de coordinación y tiempos de operación junto con la coherencia de ajustes se realizarán para cada una de las topologías definidas. Sin perjuicio de lo anterior, las topologías finalmente analizadas en la etapa de coordinación y tiempos de coordinación, será declarada en el capítulo 6.

f. Análisis del estado de los conexionados y alambrados de circuitos de corriente alterna (circuitos de TT/CC y TT/PP, según corresponda) y de corriente continua (circuitos de disparo y reconexión, según corresponda) en los equipos de protecciones asociadas a los paños AT y MT de transformadores, y paños de cabeceras de alimentadores.

g. Análisis de los resultados de las pruebas de inyección secundaria practicadas sobre los equipos de protecciones asociadas a los paños AT y MT de transformadores, y paños de cabeceras de alimentadores:
   - Comprobación mediante pruebas de inyección secundaria a los equipos de protección de la correcta operación de acuerdo con los ajustes programados y las tolerancias indicadas por el fabricante.

h. Análisis de los resultados de las pruebas de apertura efectiva de interruptores por operación de los contactos de las protecciones sometidas a verificación, comprobación realizada mediante dos etapas:
   - Etapa 1: Verificación del correcto desempeño de los contactos de disparo relacionados con la apertura efectiva de los interruptores en bandeja de pruebas, mediante la operación de las funciones asociadas a la matriz de disparo tras pruebas de inyección secundarias.
   - Etapa 2: Verificación de la apertura efectiva de los interruptores tras simulación del cierre del contacto de la protección en condición sin bandeja de pruebas, confirmando la operación a través de todas las bobinas de aperturas disponibles en el interruptor

i. Análisis de los resultados pruebas de simulación de señales de estado de equipos primarios y/o de control conectadas a bornes de equipos de protección sometidas a verificación, cuyas funciones de protecciones habilitadas, requieren efectivamente de dichas señales para asegurar su correcto desempeño.

j. Análisis de las lógicas y ecuaciones de disparo configuradas en los equipos de protecciones asociadas a los paños AT y MT de transformadores, y paños de cabeceras de alimentadores.

k. Análisis del estado general de las protecciones asociadas a los paños AT y MT de transformadores, y paños de cabeceras de alimentadores:
   - Estado general de la protección (montaje, higiene, conexionado, marcas, bornes, etc.).
   - Estado de bloques de pruebas y/o bornes seccionables utilizados para fines de protecciones (circuitos de corrientes, potenciales y disparos).
   - Configuración de registros de eventos y oscilografías.
   - Configuración y conexionado de la sincronización horaria.
   - Configuración de leds de alarmas y señalización.

l. En los paños donde se ha presentado una falla asociada a una operación no deseada del equipo de protecciones por un error en su configuración, se debe inyectar el archivo COMTRADE de dicho evento, con el fin de asegurar que las correcciones realizadas por el Coordinado con anterioridad a la auditoría aseguran el correcto desempeño del esquema de protecciones para una falla similar a la ocurrida.

3 METODOLOGÍA PARA LA PRESENTACIÓN DE HALLAZGOS

Para dar a conocer el resultado del proceso de auditoría y con el fin de hacer más eficiente el análisis de los eventuales hallazgos, el presente informe utiliza un formato tabulado que da cuenta del detalle de las verificaciones generales y específicas realizadas, y el resultado de estas. Para ello, se consideran los siguientes puntos a evaluación los cuales aplican para cada uno de los paños.

Tabla 3-1: Puntos de Evaluación

EVALUACIÓN DE ACTIVIDADES EN TERRENO	
A	**INSPECCIÓN VISUAL**
A.1	**Relé de Protección**
A.1.1	Estado general del equipo y montaje.
A.1.2	Estado de alarmas en panel frontal y/o leds.
A.1.3	Rastros de presencia de roedores.
A.2	**Circuitos de Control**
A.2.1	Estado de cables y borneras.
A.2.2	Estado del alambrado y marcas.
A.2.3	Se presentan ordenados y limpios.
A.2.4	Rastros de presencia de roedores.
B	**REGISTRO DE DATOS**
B.1	Extracción de ajustes.
B.2	Extracción de registros de eventos.
B.3	Extracción de registros oscilográficos.
B.4	Generación de disparo forzado de oscilografía (trigger manual).
C	**REGISTRO DE ESTADOS EN LÍNEA DEL EQUIPO**
C.1	Lectura de valores analógicos en línea del equipo (corrientes y voltajes por fase, y variables calculadas).
C.2	Estados de entradas binarias.
C.3	Estados de salidas binarias.
D	**ANÁLISIS DE DATOS Y MEDIDAS EN TERRENO**
D.1	Valores analógicos de corrientes y tensiones registrados por la protección concuerdan con los valores secundarios medidos con tester de tenaza y voltímetro en bornes del equipo.
D.2	Valores analógicos de potencia registrados por la protección concuerdan con el flujo sistémico informado por ENGIE (magnitud y sentido del flujo), además de concordar con la medida instantánea obtenida desde display de medidor de energía del paño.
D.3	Revisión y análisis del listado o registro de eventos sincronizados (SER) de la protección.
D.4	Medición de corriente continua en entradas binarias de la protección (estado on/off de BI).
D.5	Medición de corriente continua en circuitos de disparo de la protección sobre interruptores.
E	**SINCRONIZACIÓN HORARIA**
E.1	Configuración de la sincronización horaria (IRG-B) en la protección.
E.2	Conexionado físico de la protección con equipo GPS.
E.3	Lectura de la fecha y hora en el equipo de protecciones.

EVALUACIÓN DE PLANOS DE CONTROL	
F	**RECEPCIÓN DE INFORMACIÓN**
F.1	Se reciben planos para los paños auditados.
F.2	Grupo de planos recibidos consideran elementales, alambrados internos, alambrados remotos y desarrollo de contactos para relés auxiliares, para la protección y para bloques de prueba.
F.3	Versión de planos recibida corresponda a la as-built del proyecto.

EVALUACIÓN GENERAL DE AJUSTES Y CONFIGURACIÓN DE LA PROTECCIÓN	
G	**AJUSTES DE PROTECCIONES**
G.1	Las funciones de protecciones habilitadas en la protección coinciden con las definiciones del ECAP y DUF.
G.2	Los parámetros programados en cada función de protecciones coinciden con los especificados en el ECAP y con la programación mínima necesaria para que la protección opere correctamente.
G.3	Las funciones y configuración de la protección satisfacen las definiciones de la NTSyCS y anexos técnicos vigentes.
G.4	Configuración de las funciones de protecciones son las adecuadas considerando la ubicación física y polaridad de los TTCC.
G.5	Configuración de las funciones de protecciones son las adecuadas considerando la ubicación física y polaridad de los TTPP.
G.6	Los ajustes de las protecciones satisfacen las definiciones específicas declaradas por el fabricante del equipo.
G.7	Las funciones de protección han sido ajustadas mediante algoritmos nativos del equipo y no por lógicas como FlexLogic, PSL, CFC, etc.
H	**REGISTRO OSCILOGRÁFICO, EVENTOS, REPORTE DE FALLA Y LEDS**
H.1	Configuración de la oscilografía (resolución, largo pre y post falla, canales analógicos y digitales, etc.), en consideración con las mejores prácticas de la ingeniería y definiciones del Coordinador Eléctrico Nacional.
H.2	Programación del disparo (trigger) de la oscilografía.
H.3	Configuración (habilitación) de eventos generados por funciones de protecciones y señales digitales.
H.4	Configuración de leds.
I	**ENTRADAS ANALÓGICAS**
I.1	Las entradas analógicas conectadas al relé permiten el correcto funcionamiento de las funciones de protecciones habilitadas.
I.2	La relación de los TT/CC y TT/PP concuerdan con las definiciones del ECAP, DUF y planos elementales de corriente alterna.
J	**ENTRADAS Y SALIDAS DIGITALES**
J.1	Las entradas y salidas digitales configuradas en el equipo son coherentes con los planos de control recibidos.
J.2	Las entradas digitales conectadas al relé permiten el correcto funcionamiento de las funciones de protecciones habilitadas.

EVALUACIÓN ESPECÍFICA DE AJUSTES Y CONFIGURACIÓN DE LA PROTECCIÓN	
K	**FUNCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR**
K.1	El grupo de conexionado del transformador se encuentra ajustado según definiciones del ECAP y DUF.
K.2	La eliminación de secuencia cero en transformadores con conexionados Y-D se realiza según definiciones del ECAP y criterios del fabricante.
L	**FUNCIONES DE DISTANCIA**
L.1	Verificar que los alcances de zona y tiempos de operación se encuentran ajustados según las definiciones del ECAP.
M	**FUNCIÓN FALLA DE INTERRUPTOR**
M.1	El criterio de supervisión (contacto, corriente) se encuentra ajustado según las definiciones del ECAP y la aplicación según funciones de arranque.
M.2	El criterio de retrip se ajusta según las definiciones del ECAP.
M.3	El criterio de desenganche sobre interruptores adyacentes se ajusta según las definiciones del ECAP.
M.4	Se ajusta según las definiciones del ECAP
N	**FUNCIONES DE SOBRECORRIENTE**
N.1	Las lógicas y bloqueos necesarios para la operación de las funciones de sobrecorriente de fase y tierra se encuentran ajustados según definiciones del ECAP.
N.2	Las lógicas y bloqueos necesarios para habilitar funciones de sobrecorriente direccionales se encuentran ajustados según definiciones del ECAP.
N.3	Las lógicas y bloqueos necesarios para habilitar funciones de sobrecorrientes de emergencia se encuentran ajustados según definiciones del ECAP.
O	**FUNCIÓN DE RECONEXIÓN**
O.1	Los ajustes de tiempo de reconexión, tiempo muerto y reset se encuentran de acuerdo con las definiciones del ECAP.
O.2	La habilitación de la función de reconexión responde a una activación directa sobre el equipo, evitando el uso de elementos auxiliares intermedios (relés biestables / monoestables)
O.3	El estado de la reconexión "habilitada/deshabilitada" del paño es generado y transmitido correctamente por el equipo de protecciones hacia el nivel de control jerárquico superior vía SCADA.
P	**GENERALIDADES**
P.1	Las funciones de protecciones asignadas a la matriz de disparo coinciden con las definiciones del ECAP.
P.2	Los relés monoestables, biestables y temporizadores, entre otros, utilizados en circuitos de control aseguran la correcta operatividad de los algoritmos propios de las protecciones.
P.3	Los circuitos de disparo sobre interruptores, bobinas de desenganche disponibles y circuitos de alimentación del relé de protección poseen interruptores termomagnéticos independientes y dedicados.
P.4	Los circuitos de disparo sobre interruptores y bobinas de desenganche disponibles son alimentados desde un sistema de baterías.
P.5	El circuito de alimentación del relé de protección es alimentado desde un sistema de baterías.
P.6	Indicar si la configuración tags o nombres de entradas y salidas digitales satisfacen las mejores prácticas de la ingeniería y las definiciones del CEN.
P.7	La implementación de circuitos y lógicas de transferencia de interruptores (Normal-Intermedio-Transferido) aseguran la correcta operatividad de las funciones de protecciones implementadas en el paño bajo transferencia.

P.8	La base de Infotécnica dispone del ECAP asociado al paño auditado y este es coherente con el obtenido en el proceso de auditoría
P.9	La base de Infotécnica dispone del Print Out del equipo
P.10	La base de Infotécnica dispone del DUF de la subestación y este es coherente con el recibido en el proceso de auditoría

EVALUACIÓN ESPECÍFICA DE PRUEBAS DE INYECCIÓN SECUNDARIA	
Q	**VERIFICACIÓN DE ERROR DE MEDIDAS**
Q.1	Verificación de la precisión de los canales de medidas (desviación respecto de las tolerancias/errores declarados en el manual del fabricante) mediante pruebas de inyección secundaría.
R	**FUNCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR**
R.1	Verificación de la estabilidad diferencial mediante inyección secundaría.
R.2	Verificación de operación mediante inyección secundaría de la función 87T.
R.3	Verificación de operación mediante inyección secundaría de la función de frenado harmónico.
R.4	Verificación de disparos efectivos de la protección haciendo uso de la conexión de contactos de block de pruebas del relé con el equipo de inyección secundaria para los puntos anteriores de esta tabla.
S	**FUNCIÓN DE DISTANCIA**
S.1	Verificación de operación mediante inyección secundaría de la función 21/21N.
S.2	Verificar los alcances de zona y tiempos de operación para las funciones de fase y tierra implementadas en el equipo.
S.3	Verificar correcto bloqueo por operación de función falla de fusible.
S.4	Verificación de disparos efectivos de la protección haciendo uso de la conexión de contactos de block de pruebas del relé con el equipo de inyección secundaria para los puntos anteriores de esta tabla.
T	**FUNCIÓN FALLA DE INTERRUPTOR**
T.1	Verificación de operación de la lógica de arranque 50BF mediante inyección secundaria.
T.2	Verificación de tiempos de operación E1 y E2 mediante inyección secundaria.
T.3	Verificación de disparos efectivos de la protección haciendo uso de la conexión de contactos de block de pruebas del relé con el equipo de inyección secundaria para los puntos anteriores de esta tabla.
U	**FUNCIONES DE SOBRECORRIENTE**
U.1	Verificación de operación de la característica de sobrecorriente mediante inyección secundaría de la función 51/51N, 50/50N, según corresponda.
U.2	Verificación de la característica de sobrecorriente (Curvas de Tiempo Inverso, Elementos de Tiempo Definido, Elementos Instantáneos).
U.3	Verificación de disparos efectivos de la protección haciendo uso de la conexión de contactos de block de pruebas del relé con el equipo de inyección secundaria para los puntos anteriores de esta tabla.
V	**FUNCIÓN DE RECONEXIÓN AUTOMÁTICA**
V.1	Verificación de operación de la lógica de arranque para la función 79 mediante inyección secundaria.
V.2	Verificación de tiempos de operación mediante inyección secundaria.
V.3	Verificación de comando de cierre efectivos de la protección haciendo uso de la conexión de contactos de block de pruebas del relé con el equipo de inyección secundaria para los puntos anteriores de esta tabla.

EVALUACIÓN ESPECÍFICA DE PRUEBAS DISPARO	
W	**OPERACIÓN DE CONTACTOS DE DISPARO DESDE PROTECCIÓN**
W.1	Verificación de prueba efectiva de disparos sobre el interruptor desde contactos de protección, comprobando la operación a través de todas las bobinas de aperturas disponibles en el interruptor de acuerdo con lo detallado en la tabla del capítulo 4, según corresponda.

EVALUACIÓN ESPECÍFICA DE PRUEBAS COMTRADE	
X	**OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN MEDIANTE INYECCIÓN DE ARCHIVOS COMTRADE**
X.1	Verificación de las correcciones realizadas por el Coordinado con anterioridad a la auditoría a la configuración del equipo y que guardan relación con el evento de falla.
X.2	Análisis de la operación de la protección durante la inyección del archivo Comtrade relacionado con el evento de falla.

Los puntos por evaluar indicados en las tablas anteriores son citados por su literal y numero asociado por cada uno de los paños auditados que presenten hallazgos, por lo que, se deberá considerar el siguiente criterio de evaluación:

- Sin Hallazgos: en el caso de no presentar un comentario asociado el punto a evaluar, este se considera como una evaluación sin observaciones o recomendaciones.
- Con Hallazgos: se realiza la cita correspondiente al literal, lo que indica que la evaluación presenta cierta anomalía y cuya normalización se abordará a través de un plan de acción o recomendación (sugerencia) al coordinado dueño de la instalación, según lo siguiente:
  - Plan de acción: se sugerirá al coordinado la solución del hallazgo cuando el mismo se relacione con el objetivo de la auditoría técnica o ponga en riesgo la calidad de suministro, el cumplimiento normativo o la seguridad de las personas.
  - Recomendación: se sugerirá al coordinado la normalización del hallazgo cuando este no se relacione necesariamente con el objetivo de la auditoría técnica, si no que este guarda relación con la calidad de la información de la subestación (planos, estudios, ciertos parámetros y lógicas de equipos, etc.) y cuya presencia no pone en riesgo la calidad de suministro, el cumplimiento normativo ni la seguridad de las personas.
- N/A: se realiza la cita correspondiente al literal, detallando la característica evidenciada por la cual no aplica la evaluación del ensayo.

A partir de lo anterior, se profundizará en los resultados que den cuenta de hallazgos o anomalías, para finalmente pasar a una sección con comentarios específicos relacionados. Además, cada hallazgo será evaluado según la siguiente tabla de criticidad, con un índice al inicio de este:

Tabla 3-2: Puntos de Evaluación

ÍNDICE	CRITICIDAD	DESCRIPCIÓN
R	RELEVANTE	Hallazgo que desencadena un plan de acción debido a que el origen de este representa riesgo en la calidad de suministro, la seguridad de las personas y el cumplimiento normativo en aspectos que comprometan el objetivo o el alcance de esta auditoría. Se especifica que, hallazgos relacionados con el ECAP (coherencia de ajustes, infotecnica, entre otros), serán considerados como relevantes, ya que estos afectan el objetivo de la auditoría.
M	MENOR	Hallazgo cuya presencia no pone en riesgo la calidad de suministro ni la seguridad de las personas. Sin perjuicio de lo anterior, incluye aquellos casos de incumplimiento normativo en aspectos que no comprometan el objetivo o el alcance de esta auditoría.

Adicionalmente, para cada uno de los equipos evaluados se presenta una tabla comparativa de doble entrada entre los ajustes definidos por el ECAP, DUF y los implementados en el equipo auditado, así como también las funciones verificadas mediante pruebas de inyección secundaria.

4 INSTALACIONES AUDITADAS EN S/E MEJILLONES

El proceso de Auditoría Técnica a S/E Mejillones consideró los siguientes paños y equipos:

Tabla 4-1: Detalle de las instalaciones auditadas

PAÑO	PROTECCIÓN ASOCIADA	INTERRUPTOR ASOCIADO	BOBINAS DE APERTURA
JT4/ET4	SIEMENS 7UT85	52JT4	2
		52ET4	1
JT4	SIEMENS 7SJ85	52JT4	2
ET4	ABB RER620A	52ET4	1
E1	COOPER POWER F6	52E1	1
E2	COOPER POWER F6	52E2	1
	SIEMENS 7SJ60		
E3	COOPER POWER F6	52E3	1
E4	COOPER POWER F6	52E4	1
CT2	SIEMENS 7UT513 – 87T	52CT2	2
	SIEMENS 7SJ61 – 51/50		
	SIEMENS 7SJ61 – 51N/50N		

Como Anexo III al presente documento, se adjunta el diagrama unilineal funcional recibido durante el proceso de auditoría para la subestación por parte del propietario de la instalación.

5 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS Y ENSAYOS EN TERRENO

5.1 PAÑO JT4/ET4 - TRANSFORMADOR 4 EN S/E MEJILLONES

5.1.1 Fecha de ejecución de la inspección en terreno:

- 05 de noviembre de 2022

5.1.2 Personal involucrado en la actividad de terreno:

- ENGIE: Jonathan Hidalgo, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, ejecutor de pruebas y ensayos.
- ENGIE: Sebastián Quiñones, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, ejecutor de pruebas y ensayos.
- ENSAUT: Rodrigo Monje Apablaza, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, Auditor Técnico.

5.1.3 Estudios de Ajustes de Protecciones (ECAP) utilizados:

- 14219CELEMCA011R2.pdf

5.1.4 Protocolos de prueba utilizados:

- Prueba Proteccion 87T Paño 52JT4 SE Mejillones 05-11-2022.pdf
- Prueba Proteccion 87T Paño 52JT4 SE Mejillones 05-11-2022.occ

5.1.5 Detalle de planos de control utilizados:

Plano	Detalle de Planos	Revisión
14219-A2-CTR-ECA-001	Diagrama Elemental C.A. Paño Transformador 4 220kV	As Built
14219-A2-CTR-ECA-004	Diagrama Elemental C.A. Paño Transformador 2 Lado 23kV	As Built
14219-A2-CTR-ECA-006	Diagrama Elemental C.A. Protecciones Paño JT4	As Built
C200-54e-10L6	Diagrama Unilineal Servicios Auxiliares 110Vcc	11
14219-A2-CTR-ECC-001	Diagrama Elemental C.C. Circuito Cierre Interruptor 52JT4	As Built
14219-A2-CTR-ECC-002	Diagrama Elemental C.C. Circuito Apertura 1 Interruptor 52JT4	As Built
14219-A2-CTR-ECC-003	Diagrama Elemental C.C. Circuito Apertura 2 Interruptor 52JT4	As Built
14219-A2-CTR-ECC-007	Diagrama Elemental C.C. 220 kV Circuito Control Reconectador 52ET4	As Built
14219-A2-CTR-ECC-011	Diagrama Elemental C.C. Señales de Entradas/Salidas Prot. Sistema 1	As Built
14219-A2-CTR-ECC-012	Diagrama Elemental C.C. Señales de Entradas/Salidas Prot. Sistema 2	As Built
14219-A2-CTR-ECC-017	Diagrama Elemental C.C. Relé Maestro 86T4	As Built
C200-54e-17L89A	Diagrama Elemental C.C. Transformador N°2. 86T2	2

5.1.6 Identificación de los equipos de protecciones instalados en el paño:

- Marca y Modelo : SIEMENS 7UT85
- N° de Serie : BM170200458
- Versión de Firmware : V07.31

5.1.6.1 Comparativa de funciones habilitadas:

COMPARATIVA DE FUNCIONES				
FUNCIONES ANSI	**ECAP**	**DUF**	**AJUSTE IED**	**PRUEBAS DE INYECCIÓN SECUNDARIAS REALIZADAS**
87T	•	•	•	•
87TN	•	•	•	-
51	•	•	•	•
50	•	•	•	•
51N	•	•	•	•
50N	•	•	•	•
51G	•	-	•	•
50G	•	-	•	•
50BF	•	•	•	•

5.1.6.2 Consideraciones de evaluación del paño:

En relación con las funciones habilitadas y las particularidades de la instalación, no aplica (N/A) la evaluación de las siguientes tablas expuestas en el punto 3:

- Evaluación Específica de Ajustes y Configuración de la Protección:
  - L: Función de distancia
  - O: Función de reconexión
  - P.7: Generalidades: el diseño de la subestación no considera paño de transferencia asociado al transformador en el nivel de tensión de 220 y 23 [kV]
- Evaluación Específica de Pruebas de Inyección Secundaria:
  - S: Función de distancia
  - V: Función de reconexión
- Evaluación Específica de Pruebas Comtrade
  - X: El Coordinado confirma que no existen fallas previas a la auditoría que guardan relación con una operación indeseada del equipo de protección

5.1.6.3 Detalle de hallazgos:

a. Registro de eventos.
   - Ítem # B.2, D.3: (M). No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.

     <u>Comentario Específico</u>: Se sugiere revisar el listado de eventos del equipo en búsqueda de posibles registros de anomalías durante el estado en servicio normal de este.

b. Registro de medidas y oscilografías.
   - Ítem # B.3, B.4: (M) No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual) de la protección SIEMENS 7UT85.
   - Ítem # D.1, D.2: (M) No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.

     Comentario Específico: Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal con principal enfoque en la función diferencial y las medidas asociadas a esta.

c. Registros de entradas y salidas binarias.
   - Ítem # D.4, D.5: (M) No se realiza una completa revisión de todas las entradas y salidas programadas en el equipo. Se destaca que se verifican todas las salidas binarias configuradas en la ecuación de disparo.

     Comentario Específico: Se sugiere confirmar la correcta operación de todas las entradas y salidas binarias configuradas.

d. Planos, recepción de información.
   - Ítem # F.2, J.1: (M) Los planos recibidos no presentan todos los planos relacionados con los contactos del relé 86T2. Se destaca que el relé 86T2 de acuerdo con el ECAP, debe ser activado por la función 50BF etapa 2 desde la protección SIEMENS 7UT85.
   - Ítem # F.2, J.1: (M) Se observa que el plano resumen de contactos "14219-A2-CTR-ECC-011" indica la salida "BO3.6" como "RETRIP 50BF-ET4 A 52ET4" en el plano "14219-A2-CTR-ECC-011", sin embargo, este último plano no presenta el contacto indicado. Se destaca que este contacto tampoco se encuentra en ninguno de los planos recibidos.

     Comentario Específico: Se debe disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado y el relé maestro 86T2.

e. Evaluación de ajustes y configuración, sobrecorriente de neutro 23 [kV].
   - Ítem # G.2: (R) Se observa que el parámetro "Threshold", asociado a la función de sobrecorriente de neutro del devanado de 23 [kV] "50N/51N OC-gnd-B1 Definite-T 1", se encuentra ajustado en "0,032 [A]", sin embargo, el ECAP define un ajuste de "0,2 [A]".

Comentario Específico: Se debe corregir el ajuste de acuerdo con lo definido en el ECAP. Las modificaciones al ajuste del relé deben quedar reflejados en los Print Outs y enviados al CEN para su validación.

f. Evaluación de ajustes y configuración, función falla de interruptor.

- Ítem # G.2: (R) El ECAP define dentro de los criterios de operación del esquema 50BF que, la operación por etapa 2 de la función 50BF debe activar el relé 86T2 y por consecuencia dar apertura a los alimentadores asociados a la barra de 23 [kV], tal como se cita a continuación:

  "*Si el interruptor luego de 200 mseg no ha conseguido despejar la falla, se enviará una orden de disparo al interruptor del paño JT4 en 220 kV y una orden de trip al rele maestro 86 del paño JT4. Los paños E1 (Punta Angamos), E2 (Megapuerto), E3 (Polpaico) y E4 (City Gate) de 23 kV por una orden de trip al relé maestro 86 del paño T2 en 23kV"*

  Sin embargo, los planos recibidos no permiten evidenciar que algún contacto de la protección SIEMENS 7UT85 esté activando el relé 86T2.

  Comentario Específico: Se debe comprobar que la operación del 86T2 está siendo activada desde la operación de la función 50BF de la protección SIEMENS 7UT85 asociada al transformador 4, esto de acuerdo con los criterios definidos en el ECAP. Además, en el caso de encontrarse ya implementado lo anterior, se debe actualizar la información de planos disponibles a una versión as built que consideren todos los circuitos asociados al equipo auditado, garantizando que el paño E4 se encuentra implementado dentro de la operación el relé 86T2.

g. Pruebas de inyección secundaria, funciones relacionadas al devanado secundario 23 [kV].

- Ítem # G.2, P.1, U.1, U.2, P.3: (R) Se evidencia en las pruebas de verificación que las funciones de sobrecorriente asociadas al devanado de 23 [kV] no fueron exitosas. Personal que ejecuta las pruebas indica que las funciones en cuestión no se encuentran asignadas a un contacto de salida y por lo mismo no es posible realizar la verificación de estas, sin embargo, tras la revisión de la configuración, no se evidencian inconsistencias en esta. Los disparos se encuentran correctamente configurados en la lógica de disparo del interruptor 52ET4 en la protección, por lo que se advierte un problema con la ejecución de la prueba.

  Comentario Específico: Se deben repetir las pruebas de verificación relacionadas al interruptor 52ET4 de 23 [kV], asegurando la correcta utilización de los contactos de

salidas programados, el voltaje de detección, entre otras condiciones que dependan de la configuración de la prueba de verificación.

h. Pruebas de inyección secundaria, estabilidad diferencial.
   - Ítem # R.1: (R) No se realiza la prueba de verificación de estabilidad diferencial.

     Comentario Específico: Como plan de acción se debe coordinar la ejecución de la prueba de verificación de la estabilidad diferencial.

i. Pruebas de inyección secundaria, función diferencial de neutro.
   - Ítem # R.2: (R) Dado que la planificación de los trabajos no considero los tiempos necesarios para realizar pruebas al equipamiento primario a partir de la correcta polaridad de los transformades de corriente de fase y del transformador de corriente de neutro relacionado con el devanado de 23 [kV], es que no fue posible realizar la verificación de la función 87TN.

     Comentario Específico: Se debe coordinar la verificación de la función 87TN y garantizar que la función 87TN se encuentra bien polarizada y que esta no operará para fallas residuales ajenas al transformador N°4.

j. Pruebas de inyección secundaria, función falla de interruptor.
   - Ítem # T.1, T.2, T.3: (R) Los tiempos de disponibilidad del transformador no permitieron verificar detalladamente la operación de la función 50BF, solo se lograron ejecutar pruebas puntuales sobre y bajo el pickup, mediante las cuales se verificó la operación de la función 50BF en etapa 2.

     Comentario Específico: Se debe realizar un set de pruebas específicas a la función 50BF, el cual considere la activación del esquema de operación mediante el arranque por cada una de las funciones de protección definidas en el ECAP, identificando la operación de la función de arranque, el retrip y el trip por 50BF (etapa 2).

k. Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web.
   - Ítem # G.3, P.8: (R) Se evidencia que el apartado de "sistemas de protecciones" de la plataforma Infotécnica no dispone de un ECAP actualizado relacionado con el equipo auditado.

     Comentario Específico: Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

l. Base Infotécnica, falta de PO actualizado en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.9: (M) El Print Out disponible en la plataforma Infotécnica corresponde a uno previo respecto de la información recibida por parte de esta auditoría.

  Comentario Específico: Se debe disponer en la base de Infotécnica del PO actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

m. Base Infotécnica, falta del DUF en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.10: (M) Se evidencia que en el apartado de "sistemas de protecciones" de la plataforma Infotécnica no se dispone de un DUF actualizado relacionado con el equipo auditado.

  Comentario Específico: Se debe disponer del DUF vigente asociado a la subestación en la plataforma de Infotécnica de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

5.2 PAÑO JT4 – TRANSFORMADOR 4 EN S/E MEJILLONES

5.2.1 Fecha de ejecución de la inspección en terreno:

- 05 de noviembre de 2022

5.2.2 Personal involucrado en la actividad de terreno:

- ENGIE: Jonathan Hidalgo, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, ejecutor de pruebas y ensayos.
- ENGIE: Sebastián Quiñones, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, ejecutor de pruebas y ensayos.
- ENSAUT: Rodrigo Monje Apablaza, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, Auditor Técnico.

5.2.3 Estudios de Ajustes de Protecciones (ECAP) utilizados:

- 14219CELEMCA011R2.pdf.

5.2.4 Protocolos de prueba utilizados:

- Prueba Proteccion 87T Paño 52JT4 SE Mejillones 05-11-2022.pdf
- Prueba Proteccion 87T Paño 52JT4 SE Mejillones 05-11-2022.occ

5.2.5 Detalle de planos de control utilizados:

Plano	Detalle de Planos	Revisión
14219-A2-CTR-ECA-001	Diagrama Elemental C.A. Paño Transformador 4 220kV	As Built
14219-A2-CTR-ECA-004	Diagrama Elemental C.A. Paño Transformador 2 Lado 23kV	As Built
14219-A2-CTR-ECA-006	Diagrama Elemental C.A. Protecciones Paño JT4	As Built
C200-54e-10L6	Diagrama Unilineal Servicios Auxiliares 110Vcc	11
14219-A2-CTR-ECC-001	Diagrama Elemental C.C. Circuito Cierre Interruptor 52JT4	As Built
14219-A2-CTR-ECC-002	Diagrama Elemental C.C. Circuito Apertura 1 Interruptor 52JT4	As Built
14219-A2-CTR-ECC-003	Diagrama Elemental C.C. Circuito Apertura 2 Interruptor 52JT4	As Built
14219-A2-CTR-ECC-007	Diagrama Elemental C.C. 220 kV Circuito Control Reconectador 52ET4	As Built
14219-A2-CTR-ECC-011	Diagrama Elemental C.C. Señales de Entradas/Salidas Prot. Sistema 1	As Built
14219-A2-CTR-ECC-012	Diagrama Elemental C.C. Señales de Entradas/Salidas Prot. Sistema 2	As Built
14219-A2-CTR-ECC-017	Diagrama Elemental C.C. Relé Maestro 86T4	As Built
C200-54e-17L89A	Diagrama Elemental C.C. Transformador N°2. 86T2	2

5.2.6 Identificación de los equipos de protecciones instalados en el paño:

- Marca y Modelo : SIEMENS 7SJ85
- N° de Serie : BM1702004578
- Versión de Firmware : V07.31

5.2.6.1 Comparativa de funciones habilitadas:

COMPARATIVA DE FUNCIONES				
FUNCIONES ANSI	**ECAP**	**DUF**	**AJUSTE IED**	**PRUEBAS DE INYECCIÓN SECUNDARIAS REALIZADAS**
51	•	•	•	•
50	•	•	•	•
51N	•	•	•	•
50N	•	•	•	•
51G	-	•	-	-
50G	•	•	•	•
50HS	-	•	-	-

5.2.6.2 Consideraciones de evaluación del paño:

En relación con las funciones habilitadas y las particularidades de la instalación, no aplica (N/A) la evaluación de las siguientes tablas expuestas en el punto 3:

- Evaluación Específica de Ajustes y Configuración de la Protección:
  - K: Función diferencial de transformador
  - L: Función de distancia
  - M: Función de falla de interruptor
  - O: Función de reconexión
  - P.7: Generalidades: el diseño de la subestación no considera paño de transferencia en el nivel de tensión de 220 [kV]
- Evaluación Específica de Pruebas de Inyección Secundaria:
  - R: Función diferencial de transformador
  - S: Función de distancia
  - T: Función de falla de interruptor
  - V: Función de reconexión
- Evaluación Específica de Pruebas Comtrade
  - X: El Coordinado confirma que no existen fallas previas a la auditoría que guardan relación con una operación indeseada del equipo de protección

5.2.6.3 Detalle de hallazgos:

a. Registro de eventos.

- Ítem # B.2, D.3: (M) No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.

  Comentario Específico: Se sugiere revisar el listado de eventos del equipo en búsqueda de posibles registros de anomalías durante el estado en servicio normal de este.

b. Registro de medidas y oscilografías.

- Ítem # B.3, B.4: (M) No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual) de la protección SIEMENS 7SJ85.
- Ítem # D.1, D.2: (M) No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.

  Comentario Específico: Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal.

c. Registros de entradas y salidas binarias.

- Ítem # D.4, D.5: (M) No se realiza una completa revisión de todas las entradas y salidas programadas en el equipo. Se destaca que se verifican todas las salidas binarias configuradas en la ecuación de disparo.

  Comentario Específico: Se sugiere confirmar la correcta operación de todas las entradas y salidas binarias configuradas.

d. Coherencia de información, DUF.

- Ítem # G.1: (M) El DUF indica habilitada la función 51G y 50HS, sin embargo, el ECAP no la define habilitada.

  Comentario Específico: Se debe corregir el DUF de acuerdo con las funciones definidas por el ECAP.

e. Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.8: (R) Se evidencia que el apartado de "sistemas de protecciones" de la plataforma Infotécnica no dispone de un ECAP actualizado relacionado con el equipo auditado.

Comentario Específico: Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

f. Base Infotécnica, falta de PO actualizado en plataforma web.
   - Ítem # G.3, P.9: (M) El Print Out disponible en la plataforma Infotécnica corresponde a uno previo respecto de la información recibida por parte de esta auditoría.

     Comentario Específico: Se debe disponer en la base de Infotécnica del PO actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

g. Base Infotécnica, falta del DUF en plataforma web.
   - Ítem # G.3, P.10: (M) Se evidencia que en el apartado de "sistemas de protecciones" de la plataforma Infotécnica no se dispone de un DUF actualizado relacionado con el equipo auditado.

     Comentario Específico: Se debe disponer del DUF vigente asociado a la subestación en la plataforma de Infotécnica de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

5.3 PAÑO ET4 –TRANSFORMADOR 4 EN S/E MEJILLONES

5.3.1 Fecha de ejecución de la inspección en terreno:

- 5 de noviembre de 2022

5.3.2 Personal involucrado en la actividad de terreno:

- ENGIE: Ricardo Hill, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, ejecutor de pruebas y ensayos.
- ENSAUT: Rodrigo Monje Apablaza, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, Auditor Técnico.

5.3.3 Estudios de Ajustes de Protecciones (ECAP) utilizados:

- 14219CELEMCA011R2.pdf.

5.3.4 Protocolos de prueba utilizados:

- SE Mejillones ET4 - Verificacion Arco400.pdf

5.3.5 Detalle de planos de control utilizados:

Detalle de Planos		Revisión
14219-A2-CTR-ECA-001	Diagrama Elemental C.A. Paño Transformador 4 220kV	As Built
14219-A2-CTR-ECA-004	Diagrama Elemental C.A. Paño Transformador 2 Lado 23kV	As Built
14219-A2-CTR-ECA-006	Diagrama Elemental C.A. Protecciones Paño JT4	As Built
14219-A2-CTR-ECA-004	Diagrama Elemental C.A. Paño Transformador 2 Lado 23kV	As Built
C200-54e-10L6	Diagrama Unilineal Servicios Auxiliares 110Vcc	11
14219-A2-CTR-ECC-001	Diagrama Elemental C.C. Circuito Cierre Interruptor 52JT4	As Built
14219-A2-CTR-ECC-002	Diagrama Elemental C.C. Circuito Apertura 1 Interruptor 52JT4	As Built
14219-A2-CTR-ECC-003	Diagrama Elemental C.C. Circuito Apertura 2 Interruptor 52JT4	As Built
14219-A2-CTR-ECC-007	Diagrama Elemental C.C. 220 kV Circuito Control Reconectador 52ET4	As Built
14219-A2-CTR-ECC-008	Diagrama Elemental C.C. Circuito Control Desconectador 89ET4	As Built
14219-A2-CTR-ECC-009	Diagrama Elemental C.C. Señales de Entradas/Salidas Controlador JT4 Lam.1	As Built
14219-A2-CTR-ECC-011	Diagrama Elemental C.C. Señales de Entradas/Salidas Prot. Sistema 1	As Built
14219-A2-CTR-ECC-012	Diagrama Elemental C.C. Señales de Entradas/Salidas Prot. Sistema 2	As Built
14219-A2-CTR-ECC-017	Diagrama Elemental C.C. Relé Maestro 86T4	As Built
C200-54e-17L89A	Diagrama Elemental C.C. Transformador N°2. 86T2	2

5.3.6 Identificación de los equipos de protecciones instalados en el paño:

- Marca y Modelo : ABB RER620A
- Serial Number : 1VAC91021203
- Configuration Version : 9

5.3.6.1 Comparativa de funciones habilitadas:

COMPARATIVA DE FUNCIONES				
FUNCIONES ANSI	**ECAP**	**DUF**	**AJUSTE IED**	**PRUEBAS DE INYECCIÓN SECUNDARIAS REALIZADAS**
51	•	•	•	•
50	•	•	-	-
51N	•	•	•	•
50N	•	•	•	•
50BF	-	-	•	-
79	-	-	•	-

5.3.6.2 Consideraciones de evaluación del paño:

En relación con las funciones habilitadas y las particularidades de la instalación, no aplica (N/A) la evaluación de las siguientes tablas expuestas en el punto 3:

- Evaluación Específica de Ajustes y Configuración de la Protección:
  - K: Función diferencial de transformador
  - L: Función de distancia
  - M: Función de falla de interruptor
  - P.7: Generalidades: el diseño de la subestación no considera paño de transferencia en el nivel de tensión de 23 [kV]
- Evaluación Específica de Pruebas de Inyección Secundaria:
  - R: Función diferencial de transformador
  - S: Función de distancia
- Evaluación Específica de Pruebas Comtrade
  - X: El Coordinado confirma que no existen fallas previas a la auditoría que guardan relación con una operación indeseada del equipo de protección.

5.3.6.3 Detalle de hallazgos:

a. Evaluación actividades en terreno, orden de conductores.

- Ítem # A.2.3: (M) Los conductores tanto en borneras de armario como en bornes de protección no se encuentran ordenados y guiados por amarras plásticas. Lo anterior dificulta la intervención de las borneras ante actividades de mantenimiento.

  Comentario Específico: Con el fin de facilitar labores de mantenimiento o intervenciones correctivas de emergencia, se sugiere corregir el orden de los cableados mediante amarras plásticas que permitan guiarlos en sus respectivas regletas.

b. Recepción de información, registro de eventos.

- Ítem # B.2, D.3: (M) No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.

  Comentario Específico: Se debe analizar el registro de eventos del equipo con el fin de detectar posibles fallas, mal operaciones o alarmas en el tiempo que respondan a operaciones indeseadas.

c. Registro de medidas y oscilografías.

- Ítem # B.3, B.4: (M) No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual).
- Ítem # D.1, D.2: (M) No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.

  Comentario Específico: Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal.

d. Evaluación actividades en terreno, sincronización horaria.

- Ítem # E.1, E.2, G.3: (R) El equipo no presenta conexionado con equipo de sincronización horaria GPS.

  Comentario Específico: Se debe conectar y sincronizar la protección con un equipo de referencia horaria por GPS a través del protocolo IRIG-B y así cumplir con lo declarado por norma técnica en el artículo 3-24 (versión diciembre 2019).

e. Recepción de información, planos.

- Ítem # F.2, F.3 (M) Los planos recibidos no evidencian todos los circuitos asociados al equipo auditado. No se reciben planos que permitan identificar los circuitos de alimentación del equipo de protección desde el origen hasta bornes del IED.

  Comentario Específico: Se debe disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado.

f. Evaluación de ajustes y configuración, funciones habilitadas.

- Ítem # G.1, P1 (R) Se observa que el ECAP define la habilitación de la función de sobrecorriente de tiempo definido de fases "50", sin embargo, el equipo la presenta deshabilitada.

  Comentario Específico: Se deben habilitar todas las funciones definidas en el ECAP. Posteriormente se deben realizar pruebas de verificación mediante inyección secundaria para comprobar la correcta operación del esquema de protección definido en el ECAP.

- Ítem # G.1, P1 (R) Se observa que la protección presenta habilitada la función "SCCBRBRF1:1", correspondiente a la función 50BF, sin embargo, el ECAP no define esta función habilitada en el equipo ABB RER620A.
- Ítem # G.1, P1 (R) Se observa que la protección presenta habilitada la función "SDARREC1:1", correspondiente a la función de reconexión, sin embargo, el ECAP no define esta función habilitada en el equipo ABB RER620A. Se destaca que el parámetro "Reclosing operation" se encuentra ajustado en "Off", el cual, no habilita o deshabilita la función de reconexión, solamente la operación de la reconexión.

  Comentario Específico: Se deben deshabilitar todas las funciones que no se encuentren definidas en el ECAP.

g. Configuración registro oscilográfico.

- Ítem # H.1: (M) Se observa que la configuración del largo del registro oscilográfico, parámetro "Record length", se encuentra ajustado en "50 [cycles]" y el largo de la prefalla "Pre-trg length" se encuentra ajustado en "20 [%]", lo anterior es distinto a las recomendaciones realizadas por el documento *"GUÍA TÉCNICA DE APLICACIÓN PLANIFICACIÓN Y DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN PARA INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN"* en su punto 5.2 donde se sugiere un ajuste de "20 ciclos" para la prefalla con un largo total de al menos "80 ciclos".

Comentario Específico: Se sugiere configurar los parámetros indicados con el fin de cumplir con las recomendaciones realizadas en la guía técnica mencionada y así facilitar el análisis de los eventos de falla.

h. Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.8: (R) Se evidencia que el apartado de "sistemas de protecciones" de la plataforma Infotécnica no dispone de un ECAP actualizado relacionado con el equipo auditado.

  Comentario Específico: Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

i. Base Infotécnica, falta de Print Out en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.9: (M) Se evidencia que el apartado de "sistemas de protecciones" de la plataforma Infotécnica no dispone del Print Out actualizado de acuerdo con la información recibida en el proceso de auditoría.

  Comentario Específico: Se debe cargar en la base de Infotécnica del Print Out actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

h. Base Infotécnica, falta del DUF en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.10: (M) Se evidencia que el apartado de "sistemas de protecciones" de la plataforma Infotécnica no dispone de un DUF actualizado relacionado con el equipo auditado.

  Comentario Específico: Se debe disponer del DUF vigente asociado a la subestación en la plataforma de Infotécnica de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

5.4 PAÑO E1 – ALIMENTADOR PUNTA ANGAMOS EN S/E MEJILLONES

5.4.1 Fecha de ejecución de la inspección en terreno:

- 28 de mayo de 2022

5.4.2 Personal involucrado en la actividad de terreno:

- ENGIE: Ricardo Hill, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, ejecutor de pruebas y ensayos.
- ENSAUT: Álvaro Cid Pérez, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, Auditor Técnico.

5.4.3 Estudios de Ajustes de Protecciones (ECAP) utilizados:

- 14219CELEMCA011R2.pdf.

5.4.4 Protocolos de prueba utilizados:

- SE Mejillones ET4 - Verificacion Arco400.pdf

5.4.5 Detalle de planos de control utilizados:

Plano	Detalle de Planos	Revisión
C200-54e-17L83C	Diagrama Elemental CA Alimentador N°1 Punta Angamos 52E1	2
C200-54e-10L5	Diagrama Elemental CA Distribución de SS/AA B3	1
C200-54e-10L5	Diagrama Unilineal Servicios Auxiliares 380Vca	8
C200-54e-117L06	Diagrama Elemental CC 23 kV Reconect 52E1 P.Angamos CB Close Control Circuit	2
C200-54e-117L07	Diagrama Elemental CC Control 52E1. Abrir	4
C200-54e-117L08	Diagrama Elemental CC 23 kV Reconect 52E1 P.Angamos CB Indication Circuit	2
C200-54e-117L09	Diagrama Elemental CC 23 kV Reconectador 52E1 P.Angamos CB DS AUX CON Repeat Relay Circuit	2
C200-54e-117L10	Diagrama Elemental CC 23 kV Reconect 52E1 P.Angamos Interface with RTU Circuit	2
C200-54e-10L6	Diagrama Unilineal Servicios Auxiliares 110Vcc	11

5.4.6 Identificación de los equipos de protecciones instalados en el paño:

- Marca y Modelo : COOPER POWER F6
- Serial Number : -
- Versión de Firmware : -

5.4.6.1 Comparativa de funciones habilitadas:

COMPARATIVA DE FUNCIONES				
FUNCIONES ANSI	ECAP	DUF	AJUSTE IED	PRUEBAS DE INYECCIÓN SECUNDARIAS REALIZADAS
51	•	-	•	•
50	•	-	-	-
51N	•	-	•	•
50N	•	-	-	-
79	-	-	•	•

5.4.6.2 Consideraciones de evaluación del paño:

El equipo al momento de la auditoría se encontraba fuera de servicio y a la espera de dar reemplazo al equipo que se encontraba en servicio. Posterior a las pruebas de inyección secundarias, se procedió con el cambio del equipo y con la verificación de las pruebas efectivas de apertura y cierre siendo estas exitosas.

En relación con las funciones habilitadas y las particularidades de la instalación, no aplica (N/A) la evaluación de las siguientes tablas expuestas en el punto 3:

- Evaluación Específica de Ajustes y Configuración de la Protección:
    - K: Función diferencial de transformador
    - L: Función de distancia
    - M: Función de falla de interruptor
    - O: Función de reconexión
    - P.7: Generalidades: el diseño de la subestación no considera paño de transferencia en el nivel de tensión de 23 [kV]
- Evaluación Específica de Pruebas de Inyección Secundaria:
    - R: Función diferencial de transformador
    - S: Función de distancia
    - T: Función de falla de interruptor
    - V: Función de reconexión
- Evaluación Específica de Pruebas Comtrade
    - X: El Coordinado confirma que no existen fallas previas a la auditoría que guardan relación con una operación indeseada del equipo de protección
- Análisis de circuitos de cierre y apertura.
    - P.3: El equipo interruptor corresponde a un dispositivo tipo "reconectador", el cual está compuesto principalmente por un control, que incorpora las funciones de protección, y un equipo de maniobras. A partir de lo anterior, las vías de disparo o desenganche entre el equipo de control y maniobras, vienen especificadas por el fabricante, lo que no permite realizar un seguimiento y análisis de estas.

5.4.6.3 Detalle de hallazgos:

a. Registro de eventos.

- Ítem # B.2, D.3: (M) No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.

  Comentario Específico: Se debe analizar el registro de eventos del equipo con el fin de detectar posibles fallas, mal operaciones o alarmas en el tiempo que respondan a operaciones indeseadas.

b. Registro de medidas y oscilografías.

- Ítem # B.3, B.4, D.1, D.2: (M) No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual).
- Ítem # B.3, B.4, D.1, D.2: (M) No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.

  Comentario Específico: Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal.

c. Evaluación actividades en terreno, sincronización horaria.

- Ítem # E.1, E.2, G.3: (R) El equipo no presenta conexionado con equipo de sincronización horaria GPS.

  Comentario Específico: Se debe conectar y sincronizar la protección con un equipo de referencia horaria por GPS a través del protocolo IRIG-B y así cumplir con lo declarado por norma técnica en el artículo 3-24 (versión diciembre 2019).

d. Recepción de información, planos.

- Ítem # F.2, F.3, P.5: (M) Los planos recibidos no evidencian todos los circuitos asociados al equipo auditado. No se reciben planos que permitan identificar los circuitos de alimentación del equipo de protección desde el origen hasta bornes del IED.

  Comentario Específico: Se debe disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado.

e. Recepción de información, DUF.

- Ítem # F.3: (M) El DUF no indica las funciones habilitadas en el equipo.

- Ítem # F.3: (M) Existe una inconsistencia entre los modelos de los equipos reconectadores entre el ECAP (NOVA) y el DUF (KFVE).
- Ítem # F.3: (M) El plano recibido "C200-54e-17l107" muestra que existe un equipo SIEMENS 7SJ600 el cual se encuentra en la vía de apertura del interruptor, sin embargo, durante la auditoría no se identifica ningún equipo con estas características para el paño E1.

Comentario Específico: Se debe actualizar el DUF a una versión as built de acuerdo con las funciones y equipos actualmente utilizados.

f. Evaluación de ajustes y configuración, función de sobrecorriente.
- Ítem # G.1, P.1: (R) El ECAP define la función 50 o "High Current" habilitada en el equipo, sin embargo, esta se encuentra deshabilitada.
- Ítem # G.1, P.1: (R) El ECAP define la función 51N o "High Current" habilitada en el equipo, sin embargo, esta se encuentra deshabilitada.

Comentario Específico: Se deben habilitar todas las funciones definidas en el ECAP y posteriormente realizar la verificación de estas mediante pruebas de inyección secundarias.

g. Evaluación de ajustes y configuración, reconexión.
- Ítem # G.1, O.1, O.2, O.3: (R) El ajuste de la protección presenta habilitada la función de reconexión "79", sin embargo, el ECAP no la define habilitada.

Comentario Específico: Se debe analizar la habilitación de la función de reconexión 79. En el caso de realizar correcciones al ECAP, deben quedar reflejadas en una nueva versión de este, documento que debe ser enviado formalmente al CEN a través de los canales definidos para ello. Por su parte, en el caso que la función antes citada deba ser deshabilitada en el equipo, lo anterior debe quedar reflejado en los Print Outs obtenidos enviados al CEN para su validación.

h. Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.8: (R) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone de un ECAP relacionado al equipo auditado de acuerdo con la información recibida en el proceso de auditoría.

  Comentario Específico: Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

i. Base Infotécnica, falta de Print Out en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.9: (M) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del Print Out actualizado.

  Comentario Específico: Se debe disponer en la base de Infotécnica del Print Out actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

j. Base Infotécnica, falta de DUF en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.10: (M) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del DUF actualizado.

  Comentario Específico: Se debe disponer en la base de Infotécnica del DUF actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

5.5 PAÑO E2 - ALIMENTADOR MEGAPUERTO EN S/E MEJILLONES

5.5.1 Fecha de ejecución de la inspección en terreno:

- 04 de noviembre de 2022

5.5.2 Personal involucrado en la actividad de terreno:

- ENGIE: Ricardo Hill, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, ejecutor de pruebas y ensayos.
- ENSAUT: Rodrigo Monje Apablaza, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, Auditor Técnico.

5.5.3 Estudios de Ajustes de Protecciones (ECAP) utilizados:

- 14219CELEMCA011R2.pdf.

5.5.4 Protocolos de prueba utilizados:

- SE Mejillones E2 - auditor verificacion.pdf
- SE Mejillones E2 - auditor.occ

5.5.5 Detalle de planos de control utilizados:

Plano	Detalle de Planos	Revisión
C200-54e-17L830	Diagrama Elemental CA Alimentador 23kV Megapuerto	1
C200-54e-17L83-3	Diagrama Elemental CA Distribución de SS/AA B3	1
C200-54e-10L5	Diagrama Unilineal Servicios Auxiliares 380Vca	8
C200-54e-17L99	Diagrama Elemental CC Alim. N°2 Megapuerto. Cerrar 52E2	3
C200-54e-17L100	Diagrama Elemental CC Alim. N°2 Megapuerto. Abrir 52E2	4
C200-54e-117L01	Diagrama Elemental CC 23 kV Reconect 52E2 CB Indication Circuit	1
C200-54e-17L102	Diagrama Elemental CC Alim. N°2 Megapuerto. Repetidores	2
C200-CP-PL-117L01	Diagrama Elemental CC 23 kV Reconect 52E2 Interface with RTU Circuit	1
C200-54e-10L6	Diagrama Unilineal Servicios Auxiliares 110Vcc	11

5.5.6 Identificación de los equipos de protecciones instalados en el paño:

- Marca y modelo : Cooper Power F6
- Serial Number : -
- Versión de Firmware : -

5.5.6.1 Comparativa de funciones habilitadas:

COMPARATIVA DE FUNCIONES				
FUNCIONES ANSI	**ECAP**	**DUF**	**AJUSTE IED**	**PRUEBAS DE INYECCIÓN SECUNDARIAS REALIZADAS**
51	•	-	•	•
50	•	-	•	•
51N	•	-	•	•
50N	•	-	•	•

5.5.6.2 Consideraciones de evaluación del paño:

El equipo al momento de la auditoría se encontraba fuera de servicio y a la espera de dar reemplazo al equipo que se encontraba en servicio. Posterior a las pruebas de inyección secundarias, se procedió con el cambio del equipo y con la verificación de las pruebas efectivas de apertura y cierre siendo estas exitosas.

En relación con las funciones habilitadas y las particularidades de la instalación, no aplica (N/A) la evaluación de las siguientes tablas expuestas en el punto 3:

- Evaluación Específica de Ajustes y Configuración de la Protección:
  - K: Función diferencial de transformador
  - L: Función de distancia
  - M: Función de falla de interruptor
  - O: Función de reconexión
  - P.7: Generalidades: el diseño de la subestación no considera paño de transferencia en el nivel de tensión de 23 [kV]
- Evaluación Específica de Pruebas de Inyección Secundaria:
  - R: Función diferencial de transformador
  - S: Función de distancia
  - T: Función de falla de interruptor
  - V: Función de reconexión
- Evaluación Específica de Pruebas Comtrade
  - X: El Coordinado confirma que no existen fallas previas a la auditoría que guardan relación con una operación indeseada del equipo de protección
- Análisis de circuitos de cierre y apertura.
  - P.3: El equipo interruptor corresponde a un dispositivo tipo "reconectador", el cual está compuesto principalmente por un control, que incorpora las funciones de protección, y un equipo de maniobras. A partir de lo anterior, las vías de disparo o

desenganche entre el equipo de control y maniobras, vienen especificadas por el fabricante, lo que no permite realizar un seguimiento y análisis de estas.

5.5.6.3 Detalle de hallazgos:

a. Registro de eventos.
   - Ítem # B.2, D.3: (M) No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.

     Comentario Específico: Se sugiere analizar el registro de eventos del equipo con el fin de detectar posibles fallas, mal operaciones o alarmas en el tiempo que respondan a operaciones indeseadas.

b. Registro de medidas y oscilografías.
   - Ítem # B.3, B.4, D.1, D.2: (M) No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual).
   - Ítem # B.3, B.4, D.1, D.2: (M) No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.

     Comentario Específico: Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal.

c. Evaluación actividades en terreno, sincronización horaria.
   - Ítem # E.1, E.2, G.3: (R) El equipo no presenta conexionado con equipo de sincronización horaria GPS.

     Comentario Específico: Se debe conectar y sincronizar la protección con un equipo de referencia horaria por GPS a través del protocolo IRIG-B y así cumplir con lo declarado por norma técnica en el artículo 3-24 (versión diciembre 2019).

d. Recepción de información, planos.
   - Ítem # F.2, F.3, P.5: (M) Los planos recibidos no evidencian todos los circuitos asociados al equipo auditado. No se reciben planos que permitan identificar los circuitos de alimentación del equipo de protección desde el origen hasta bornes del IED.

     Comentario Específico: Se deben disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado.

e. Recepción de información, DUF.
   - Ítem # F.3: (M) El DUF no indica las funciones habilitadas en el equipo.
   - Ítem # F.3: (M) Existe una inconsistencia entre los modelos de los equipos reconectadores entre el ECAP (NOVA) y el DUF (KFVE).

   Comentario Específico: Se debe actualizar el DUF a una versión as built de acuerdo con las funciones y equipos actualmente utilizados.

f. Evaluación de ajustes y configuración, función de sobrecorriente.
   - Ítem # G.2: (R) El ajuste "HCT Time Delay" asociado a la función de sobrecorriente de fases "TCC1-Phase", se encuentra ajustado en "0,016", sin embargo, el ECAP define un ajuste de "0,0". Se destaca que el valor mínimo ajustable para este parámetro es de "0,01".
   - Ítem # G.2: (R) El ajuste "HCT Time Delay" asociado a la función de sobrecorriente residual "TCC1-Ground", se encuentra ajustado en "0,016", sin embargo, el ECAP define un ajuste de "0,0". Se destaca que el valor mínimo ajustable para este parámetro es de "0,01".

   Comentario Específico: Se debe ajustar los parámetros indicados de acuerdo con lo definido en el ECAP, en este caso, al valor mínimo permitido y posteriormente realizar la verificación mediante pruebas de inyección secundarias. Las modificaciones realizadas a los ajustes deben quedar reflejadas en los Print Outs obtenidos y ser enviados al CEN para su validación.

g. Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web.
   - Ítem # G.3, P.8: (R) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone de un ECAP relacionado al equipo auditado de acuerdo con la información recibida en el proceso de auditoría.

   Comentario Específico: Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

h. Base Infotécnica, falta de Print Out en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.9: (M) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del Print Out actualizado.

  Comentario Específico: Se debe cargar en la base de Infotécnica del Print Out actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

i. Base Infotécnica, falta de DUF en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.10: (M) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del DUF actualizado.

  Comentario Específico: Se debe cargar en la base de Infotécnica del DUF actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

5.6 PAÑO E2 - ALIMENTADOR MEGAPUERTO EN S/E MEJILLONES

5.6.1 Fecha de ejecución de la inspección en terreno:

- 04 de noviembre de 2022

5.6.2 Personal involucrado en la actividad de terreno:

- ENGIE: Ricardo Hill, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, ejecutor de pruebas y ensayos.
- ENSAUT: Rodrigo Monje Apablaza, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, Auditor Técnico.

5.6.3 Estudios de Ajustes de Protecciones (ECAP) utilizados:

- 14219CELEMCA011R2.pdf.

5.6.4 Protocolos de prueba utilizados:

- SE Mejillones E2 - Megapuerto - 7SJ600.occ
- SE Mejillones E2 - Megapuerto - 7SJ600.pdf

5.6.5 Detalle de planos de control utilizados:

Plano	Detalle de Planos	Revisión
C200-54e-17L830	Diagrama Elemental CA Alimentador 23kV Megapuerto	1
C200-54e-17L83-3	Diagrama Elemental CA Distribución de SS/AA B3	1
C200-54e-10L5	Diagrama Unilineal Servicios Auxiliares 380Vca	8
C200-54e-17L99	Diagrama Elemental CC Alim. N°2 Megapuerto. Cerrar 52E2	3
C200-54e-17L100	Diagrama Elemental CC Alim. N°2 Megapuerto. Abrir 52E2	4
C200-54e-117L01	Diagrama Elemental CC 23 kV Reconect 52E2 CB Indication Circuit	1
C200-54e-17L102	Diagrama Elemental CC Alim. N°2 Megapuerto. Repetidores	2
C200-CP-PL-117L01	Diagrama Elemental CC 23 kV Reconect 52E2 Interface with RTU Circuit	1
C200-54e-10L6	Diagrama Unilineal Servicios Auxiliares 110Vcc	11

5.6.6 Identificación de los equipos de protecciones instalados en el paño:

- Marca y modelo : Siemens 7SJ60
- Serial Number : 6B15000008
- Versión de Firmware : V2.1x

(+56) 9 7877 7951 | Av. Príncipe de Gales 5921 Oficina 1305. La Reina – Santiago | www.ensaut.cl

5.6.6.1.1 Equipo de protección marca SIEMENS, modelo 7SJ60

COMPARATIVA DE FUNCIONES				
FUNCIONES ANSI	**ECAP**	**DUF**	**AJUSTE IED**	**PRUEBAS DE INYECCIÓN SECUNDARIAS REALIZADAS**
51	•	-	•	•
50	•	-	•	•
51N	•	-	•	•
50N	•	-	•	•

5.6.6.1.2 Consideraciones de evaluación del paño:

En relación con las funciones habilitadas y las particularidades de la instalación, no aplica (N/A) la evaluación de las siguientes tablas expuestas en el punto 3:

- Evaluación Específica de Ajustes y Configuración de la Protección:
  - K: Función diferencial de transformador
  - L: Función de distancia
  - M: Función de falla de interruptor
  - O: Función de reconexión
  - P.7: Generalidades: el diseño de la subestación no considera paño de transferencia en el nivel de tensión de 23 [kV]
- Evaluación Específica de Pruebas de Inyección Secundaria:
  - R: Función diferencial de transformador
  - S: Función de distancia
  - T: Función de falla de interruptor
  - V: Función de reconexión
- Evaluación Específica de Pruebas Comtrade
  - X: El Coordinado confirma que no existen fallas previas a la auditoría que guardan relación con una operación indeseada del equipo de protección
- Análisis de circuitos de cierre y apertura.
  - P.3: El equipo interruptor corresponde a un dispositivo tipo "reconectador", el cual está compuesto principalmente por un control, que incorpora las funciones de protección, y un equipo de maniobras. A partir de lo anterior, las vías de disparo o desenganche entre el equipo de control y maniobras, vienen especificadas por el fabricante, lo que no permite realizar un seguimiento y análisis de estas.

5.6.6.1.3 Detalle de hallazgos:

a. Evaluación actividades en terreno, inspección visual.

- Ítem # A.2.2: (M) Los conductores en bornes de protección no presentan marcas de identificación origen o destino.

  Comentario Específico: Con el fin de facilitar labores de mantenimiento o intervenciones correctivas de emergencia, se sugiere identificar los conductores con marcas que indiquen origen y/o destino para los circuitos más críticos para el correcto desempeño de la protección como son los siguientes circuitos: señales análogas de corriente y tensión, señales de disparo y cierre de interruptores, señales de estados abierto y cerrado de interruptores, señales de bloqueos de lógicas de protecciones y señal de alimentación de la protección como tal.

b. Registro de eventos.

- Ítem # B.2, D.3: (M) No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.

  Comentario Específico: Se sugiere analizar el registro de eventos del equipo con el fin de detectar posibles fallas, mal operaciones o alarmas en el tiempo que respondan a operaciones indeseadas.

c. Registro de medidas y oscilografías.

- Ítem # B.3, B.4, D.1, D.2: (M) No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual).
- Ítem # B.3, B.4, D.1, D.2: (M) No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.

  Comentario Específico: Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal.

d. Evaluación actividades en terreno, sincronización horaria.

- Ítem # E.1, E.2, G.3: (R) El equipo no presenta conexionado con equipo de sincronización horaria GPS.

  Comentario Específico: Se debe conectar y sincronizar la protección con un equipo de referencia horaria por GPS a través del protocolo IRIG-B y así cumplir con lo declarado por norma técnica en el artículo 3-24 (versión diciembre 2019).

e. Recepción de información, planos.

- Ítem # F.2, F.3, J.1, L.6: (M) Los planos recibidos no evidencian todos los circuitos asociados al equipo auditado. No se reciben planos que permitan identificar los circuitos de alimentación del equipo de protección desde el origen hasta bornes del IED, así tampoco todas las entradas y salidas binarias utilizadas en el equipo.

  Comentario Específico: Se deben disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado.

f. Recepción de información, DUF.

- Ítem # F.3: (M) El DUF no indica las funciones habilitadas en el equipo.

  Comentario Específico: Se debe actualizar el DUF a una versión as built de acuerdo con las funciones y equipos actualmente utilizados.

g. Evaluación de ajuste y configuración, función de sobrecorriente.

- Ítem # G.2: (R) Se observa que el ECAP define el ajuste de retraso de tiempo para la función de sobrecorriente 51 con un valor de "0,02 [s]", sin embargo, el equipo presenta una configuración de "0,03 [s]".

  Comentario Específico: Se debe corregir el ajuste de acuerdo con las definiciones del ECAP. Las correcciones al ajuste deben quedar reflejadas en los Print Outs obtenidos y ser enviados al CEN para su validación.

h. Configuración registro oscilográfico.

- Ítem # H.1: (M) Se observa que la configuración del largo del registro oscilográfico, parámetro "7410", se encuentra ajustado en "1,00 [sec]" y el largo de la prefalla "7411" se encuentra ajustado en "0,10 [sec]", lo anterior es distinto a las recomendaciones realizadas por el documento *"GUÍA TÉCNICA DE APLICACIÓN PLANIFICACIÓN Y DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN PARA INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN"* en su punto 5.2 donde se sugiere un ajuste de "20 ciclos" para la prefalla con un largo total de al menos "80 ciclos".

  Comentario Específico: Se sugiere configurar los parámetros indicados con el fin de cumplir con las recomendaciones realizadas en la guía técnica mencionada, esto con el fin de facilitar el análisis de los eventos de falla.

i. Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.8: (R) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone de un ECAP relacionado al equipo auditado de acuerdo con la información recibida en el proceso de auditoría.

  Comentario Específico: Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

k. Base Infotécnica, falta de Print Out en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.9: (M) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del Print Out actualizado.

  Comentario Específico: Se debe cargar en la base de Infotécnica del Print Out actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

l. Base Infotécnica, falta de DUF en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.10: (M) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del DUF actualizado.

  Comentario Específico: Se debe cargar en la base de Infotécnica del DUF actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

5.7 PAÑO E3 - ALIMENTADOR POLPAICO EN S/E MEJILLONES

5.7.1 Fecha de ejecución de la inspección en terreno:

- 04 de noviembre de 2022

5.7.2 Personal involucrado en la actividad de terreno:

- ENGIE: Ricardo Hill, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, ejecutor de pruebas y ensayos.
- ENSAUT: Rodrigo Monje Apablaza, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, Auditor Técnico.

5.7.3 Estudios de Ajustes de Protecciones (ECAP) utilizados:

- 14219CELEMCA011R2.pdf.

5.7.4 Protocolos de prueba utilizados:

- SE Mejillones E3 (F6) - Auditoria.occ
- SE Mejillones E3 (F6) - Auditoria Verificacion.pdf

5.7.5 Detalle de planos de control utilizados:

Plano	Detalle de Planos	Revisión
C200-54e-017L90	Diagrama Elemental CA Alimentador N°3 Polpaico 52E3	0
C200-54e-17L83-3	Diagrama Elemental CA Distribución de SS/AA B3	1
C200-54e-10L5	Diagrama Unilineal Servicios Auxiliares 380Vca	8
C200-54e-17L92	Diagrama Elemental CC Alim. N°3 Polpaico. Cerrar 52E3	1
C200-54e-17L93	Diagrama Elemental CC Alim. N°3 Polpaico. Abrir 52E3	2
C200-54e-17L94	Diagrama Elemental CC Alim. N°3 Polpaico. Discrepancia	1
C200-54e-17L95	Diagrama Elemental CC Alim. N°3 Polpaico. Repetidores	1
C200-54e-10L6	Diagrama Unilineal Servicios Auxiliares 110Vcc	11

5.7.6 Identificación de los equipos de protecciones instalados en el paño:

- Marca y Modelo : COOPER POWER F6
- Serial Number : -
- Versión de Firmware : -

5.7.6.1 Comparativa de funciones habilitadas:

COMPARATIVA DE FUNCIONES				
FUNCIONES ANSI	ECAP	DUF	AJUSTE IED	PRUEBAS DE INYECCIÓN SECUNDARIAS REALIZADAS
51	•	-	•	•
50	•	-	•	•
51N	•	-	•	•
50N	•	-	•	•

5.7.6.2 Consideraciones de evaluación del paño:

El equipo al momento de la auditoría se encontraba fuera de servicio y a la espera de dar reemplazo al equipo que se encontraba en actualmente en servicio. Las pruebas de verificación se realizan al equipo fuera de servicio, posteriormente se realiza el reemplazo del equipo, poniéndolo en servicio y verificando las vías de apertura y cierre, siendo estas pruebas exitosas.

En relación con las funciones habilitadas y las particularidades de la instalación, no aplica (N/A) la evaluación de las siguientes tablas expuestas en el punto 3:

- Evaluación Específica de Ajustes y Configuración de la Protección:
    - K: Función diferencial de transformador
    - L: Función de distancia
    - M: Función de falla de interruptor
    - O: Función de reconexión
    - P.7: Generalidades: el diseño de la subestación no considera paño de transferencia en el nivel de tensión de 23 [kV]
- Evaluación Específica de Pruebas de Inyección Secundaria:
    - R: Función diferencial de transformador
    - S: Función de distancia
    - T: Función de falla de interruptor
    - V: Función de reconexión
- Evaluación Específica de Pruebas Comtrade
    - X: El Coordinado confirma que no existen fallas previas a la auditoría que guardan relación con una operación indeseada del equipo de protección
- Análisis de circuitos de cierre y apertura.
    - P.3: El equipo interruptor corresponde a un dispositivo tipo "reconectador", el cual está compuesto principalmente por un control, que incorpora las funciones de protección, y un equipo de maniobras. A partir de lo anterior, las vías de disparo o desenganche entre el equipo de control y maniobras, vienen especificadas por el fabricante, lo que no permite realizar un seguimiento y análisis de estas.

5.7.6.3 Detalle de hallazgos:

a. Registro de eventos.

- Ítem # B.2, D.3: (M) No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.

  Comentario Específico: Se sugiere revisar el listado de eventos del equipo en búsqueda de posibles registros de anomalías durante el estado en servicio normal de este.

b. Registro de medidas y oscilografías.

- Ítem # B.3, B.4, D.1, D.2: (M) No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual).
- Ítem # B.3, B.4, D.1, D.2: (M) No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.

  Comentario Específico: Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal.

c. Evaluación actividades en terreno, sincronización horaria.

- Ítem # E.1, E.2, G.3: (R) El equipo no presenta conexionado con equipo de sincronización horaria GPS.

  Comentario Específico: Se debe conectar y sincronizar la protección con un equipo de referencia horaria por GPS a través del protocolo IRIG-B y así cumplir con lo declarado por norma técnica en el artículo 3-24 (versión diciembre 2019).

d. Recepción de información, planos.

- Ítem # F.2, F.3, P.5: (M) Los planos recibidos no evidencian todos los circuitos asociados al equipo auditado. No se reciben planos que permitan identificar los circuitos de alimentación del equipo de protección desde el origen hasta bornes del IED.

  Comentario Específico: Se debe disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado.

e. Recepción de información, DUF.
   - Ítem # F.3: (M) El DUF no indica las funciones habilitadas en el equipo.

     Comentario Específico: Se debe actualizar el DUF a una versión as built de acuerdo con las funciones y equipos actualmente utilizados.

f. Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web.
   - Ítem # G.3, P.8: (R) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone de un ECAP relacionado al equipo auditado de acuerdo con la información recibida en el proceso de auditoría.

     Comentario Específico: Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

g. Base Infotécnica, falta de Print Out en plataforma web.
   - Ítem # G.3, P.9: (M) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del Print Out actualizado.

     Comentario Específico: Se debe cargar en la base de Infotécnica del Print Out actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

h. Base Infotécnica, falta de DUF en plataforma web.
   - Ítem # G.3, P.10: (M) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del DUF actualizado.

     Comentario Específico: Se debe cargar en la base de Infotécnica del DUF actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

5.8 PAÑO E4 – ALIMENTADOR CITY GATE EN S/E MEJILLONES

5.8.1 Fecha de ejecución de la inspección en terreno:

- 05 de noviembre de 2022

5.8.2 Personal involucrado en la actividad de terreno:

- ENGIE: Ricardo Hill, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, ejecutor de pruebas y ensayos.
- ENSAUT: Rodrigo Monje Apablaza, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, Auditor Técnico.

5.8.3 Estudios de Ajustes de Protecciones (ECAP) utilizados:

- 14219CELEMCA011R2.pdf.

5.8.4 Protocolos de prueba utilizados:

- SE Mejillones E4 - Auditoria Verificacion.pdf

5.8.5 Detalle de planos de control utilizados:

Plano	Detalle de Planos	Revisión
C200-54e-17351	Diagrama Elemental CA Alimentador N°4 City Gate. 54E4	0
C200-54e-10L5	Diagrama Unilineal Servicios Auxiliares 380Vca	8
C200-54e-17L99	Diagrama Elemental CC Alim. N°4 City Gate. Abrir-Cerrar 52E4	0
C200-54e-17L358	Diagrama Elemental CC Linea 23 kV N°4 City Gate. Discrepancias	0
C200-54e-17L355	Diagrama Elemental CC Alim. N°4 City Gate. Mandos 52E4	0
C200-54e-17L355	Diagrama Elemental CC Alim. N°4 City Gate. Abrir-Cerrar 52E4	1
C200-CP-PL-17L361	Diagrama Elemental CC Alim. N°4 City Gate. Señales a URT	0

5.8.6 Identificación de los equipos de protecciones instalados en el paño:

- Marca y Modelo : COOPER POWER F6
- Serial Number : -
- Versión de Firmware : -

5.8.6.1 Comparativa de funciones habilitadas:

COMPARATIVA DE FUNCIONES				
FUNCIONES ANSI	**ECAP**	**DUF**	**AJUSTE IED**	**PRUEBAS DE INYECCIÓN SECUNDARIAS REALIZADAS**
51	•	-	•	•
50	•	-	-	-
51N	•	-	•	•

5.8.6.2 Consideraciones de evaluación del paño:

El equipo al momento de la auditoría se encontraba fuera de servicio y a la espera de dar reemplazo al equipo que se encontraba en actualmente en servicio. Las pruebas de verificación se realizan al equipo fuera de servicio, posteriormente se realiza el reemplazo del equipo, poniéndolo en servicio y verificando las vías de apertura y cierre, siendo estas pruebas exitosas.

En relación con las funciones habilitadas y las particularidades de la instalación, no aplica (N/A) la evaluación de las siguientes tablas expuestas en el punto 3:

- Evaluación Específica de Ajustes y Configuración de la Protección:
  - K: Función diferencial de transformador
  - L: Función de distancia
  - M: Función de falla de interruptor
  - O: Función de reconexión
  - P.7: Generalidades: el diseño de la subestación no considera paño de transferencia en el nivel de tensión de 23 [kV]
- Evaluación Específica de Pruebas de Inyección Secundaria:
  - R: Función diferencial de transformador
  - S: Función de distancia
  - T: Función de falla de interruptor
  - V: Función de reconexión
- Evaluación Específica de Pruebas Comtrade
  - X: El Coordinado confirma que no existen fallas previas a la auditoría que guardan relación con una operación indeseada del equipo de protección
- Análisis de circuitos de cierre y apertura.
  - P.3: El equipo interruptor corresponde a un dispositivo tipo "reconectador", el cual está compuesto principalmente por un control, que incorpora las funciones de protección, y un equipo de maniobras. A partir de lo anterior, las vías de disparo o desenganche entre el equipo de control y maniobras, vienen especificadas por el fabricante, lo que no permite realizar un seguimiento y análisis de estas.

5.8.6.3 Detalle de hallazgos:

a. Registro de eventos.

- Ítem # B.2, D.3: (M) No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.

  Comentario Específico: Se sugiere revisar el listado de eventos del equipo en búsqueda de posibles registros de anomalías durante el estado en servicio normal de este.

b. Registro de medidas y oscilografías.

- Ítem # B.3, B.4, D.1, D.2: (M) No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual).
- Ítem # B.3, B.4, D.1, D.2: (M) No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.

  Comentario Específico: Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal.

c. Evaluación actividades en terreno, sincronización horaria.

- Ítem # E.1, E.2, G.3: (R) El equipo no presenta conexionado con equipo de sincronización horaria GPS.

  Comentario Específico: Se debe conectar y sincronizar la protección con un equipo de referencia horaria por GPS a través del protocolo IRIG-B y así cumplir con lo declarado por norma técnica en el artículo 3-24 (versión diciembre 2019).

d. Recepción de información, planos.

- Ítem # F.2, F.3, P.5: (M) Los planos recibidos no evidencian todos los circuitos asociados al equipo auditado. No se reciben planos que permitan identificar los circuitos de alimentación del equipo de protección desde el origen hasta bornes del IED.

  Comentario Específico: Se debe disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado.

e. Recepción de información, DUF.
   - Ítem # F.3: (M) El DUF no indica las funciones habilitadas en el equipo.

     Comentario Específico: Se debe actualizar el DUF a una versión as built de acuerdo con las funciones y equipos actualmente utilizados.

f. Evaluación de ajustes y configuración, función de sobrecorriente.
   - Ítem # G.1, P.1: (R) El ECAP define la función 50 o "High Current" habilitada en el equipo, sin embargo, esta se encuentra deshabilitada.

     Comentario Específico: Se deben habilitar todas las funciones definidas en el ECAP y posteriormente realizar la verificación de estas mediante pruebas de inyección secundarias.

g. Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web.
   - Ítem # G.3, P.8: (R) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone de un ECAP relacionado al equipo auditado de acuerdo con la información recibida en el proceso de auditoría.

     Comentario Específico: Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

h. Base Infotécnica, falta de Print Out en plataforma web.
   - Ítem # G.3, P.9: (M) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del Print Out actualizado.

     Comentario Específico: Se debe cargar en la base de Infotécnica del Print Out actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

i. Base Infotécnica, falta de DUF en plataforma web.
   - Ítem # G.3, P.10: (M) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del DUF actualizado.

     Comentario Específico: Se debe cargar en la base de Infotécnica del DUF actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

5.9 PAÑO CT2 – TRANSFORMADOR 2 EN S/E MEJILLONES

5.9.1 Fecha de ejecución de la inspección en terreno:

- 29 de mayo de 2022

5.9.2 Personal involucrado en la actividad de terreno:

- ENGIE: Ricardo Hill, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, ejecutor de pruebas y ensayos.
- ENSAUT: Rodrigo Monje Apablaza, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, Auditor Técnico.

5.9.3 Estudios de Ajustes de Protecciones (ECAP) utilizados:

- No se recibe ECAP

5.9.4 Protocolos de prueba utilizados:

- SE Mejillones T2 - 87T verificacion.pdf
- SE Mejillones T2 - 87T verificacion.occ

5.9.5 Detalle de planos de control utilizados:

Plano	Detalle de Planos	Revisión
C200-54e-17L82	Diagrama Elemental CA Circuito de Corrientes y Protección Diferencial Trafo No 2	3
C200-54e-17L83A	Diagrama Elemental CA Transformador No. 2	1
C200-54e-17L84	Diagrama Elemental CC Control 52CT2. Cerrar	3
C200-54e-17L85	Diagrama Elemental CC Control 52CT2. Abrir 1	5
C200-54e-17L85A	Diagrama Elemental CC Control 52CT2. Abrir 2	0
C200-54e-17L87	Diagrama Elemental CC Control 52CT2. Repetidores	2
C200-54e-17L89A	Diagrama Elemental CC Transformador N°2. 86T2	4

5.9.6 Identificación de los equipos de protecciones instalados en el paño:

- Marca y Modelo : SIEMENS 7UT513
- BF number : BF95105870
- Versión de Firmware : V2.1

5.9.6.1 Comparativa de funciones habilitadas:

COMPARATIVA DE FUNCIONES				
FUNCIONES ANSI	**ECAP**	**DUF**	**AJUSTE IED**	**PRUEBAS DE INYECCIÓN SECUNDARIAS REALIZADAS**
87T	-	•	•	•

5.9.6.2 Consideraciones de evaluación del paño:

En relación con las funciones habilitadas y las particularidades de la instalación, no aplica (N/A) la evaluación de las siguientes tablas expuestas en el punto 3:

- Evaluación Específica de Ajustes y Configuración de la Protección:
  - K: Función diferencial de transformador
  - L: Función de distancia
  - M: Función de falla de interruptor
  - O: Función de reconexión
  - P.7: Generalidades: el diseño de la subestación no considera paño de transferencia en el nivel de tensión de 23 [kV]
- Evaluación Específica de Pruebas de Inyección Secundaria:
  - R: Función diferencial de transformador
  - S: Función de distancia
  - T: Función de falla de interruptor
  - V: Función de reconexión
- Evaluación Específica de Pruebas Comtrade
  - X: El Coordinado confirma que no existen fallas previas a la auditoría que guardan relación con una operación indeseada del equipo de protección

5.9.6.3 Detalle de hallazgos:

a. Evaluación actividades en terreno, inspección visual.
   - Ítem # A.2.2: (M) Los conductores en bornes de protección no presentan marcas de identificación origen o destino.

     <u>Comentario Específico</u>: Con el fin de facilitar labores de mantenimiento o intervenciones correctivas de emergencia, se sugiere identificar los conductores con marcas que indiquen origen y/o destino para los circuitos más críticos para el correcto desempeño de la protección como son los siguientes circuitos: señales análogas de corriente y tensión, señales de disparo y cierre de interruptores, señales de estados abierto y cerrado de interruptores, señales de bloqueos de lógicas de protecciones y señal de alimentación de la protección como tal.

b. Registro de eventos.

- Ítem # B.2, D.3: (M) No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.

  Comentario Específico: Se sugiere revisar el listado de eventos del equipo en búsqueda de posibles registros de anomalías durante el estado en servicio normal de este.

c. Registro de medidas y oscilografías.

- Ítem # B.3, B.4, D.1, D.2: (M) No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual) de la protección auditada.
- Ítem # B.3, B.4, D.1, D.2: (M) No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.

  Comentario Específico: Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal.

d. Evaluación actividades en terreno, sincronización horaria.

- Ítem # E.1, E.2, G.3: (R) El equipo no presenta conexionado con equipo de sincronización horaria GPS.

  Comentario Específico: Se debe conectar y sincronizar la protección con un equipo de referencia horaria por GPS a través del protocolo IRIG-B y así cumplir con lo declarado por norma técnica en el artículo 3-24 (versión diciembre 2019).

e. Recepción de información, planos.

- Ítem # F.2, F.3, J.1: (M) Los planos recibidos no evidencian todos los circuitos asociados al equipo auditado. No se reciben planos que permitan identificar los circuitos de alimentación del equipo de protección desde el origen hasta bornes del IED.

  Comentario Específico: Se deben disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado.

- Ítem # F.2, F.3, J.1: (M) Los planos recibidos no presentan el desarrollo de todos los contactos del relé 86T2.

Comentario Específico: Se deben disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado y el relé maestro 86T2.

f. Relación de transformación TC.

- Ítem # F.2, F.3, I.2: (R) Se evidencian diferentes versiones del DUF los que presentan diferentes equipos y razones de transformación relacionados con el equipo SIEMENS 7UT513. Por otra parte, el equipo de protección presenta razones de transformación diferentes a las evidenciadas en los DUF y a las utilizadas en las pruebas.

  Comentario Específico: Se deben disponer de un set de planos completo y actualizados que permitan identificar las razones de transformación de los TC finalmente utilizados y así confirmar la correcta implementación de estas en el ajuste de la protección.

g. Recepción de información, ECAP.

- Ítem # G.1, G.2, I.2, K.1, K.2, P.1: (R) No se recibe un ECAP que defina los ajustes y criterios para el equipo SIEMENS 7UT513. Se destaca que en la base Infotécnica no se evidencia ningún ECAP para la subestación.

  Comentario Específico: Se debe disponer de un ECAP que defina los criterios de ajustes y los valores de estos a configurar en el equipo SIEMENS 7UT513 auditado, el cual, debe estar aprobado por el CEN.

h. Operación relé auxiliar 86T2.

- Ítem # P.2: (R) Se observa que la activación del relé auxiliar 86T2, de acuerdo con los planos recibidos, responde a la operación de la protección SIEMENS 7UT513 (87T) y a las protecciones mecánicas del transformador T2 generando la apertura de los alimentadores conectados a la barra de 23 [kV]. Considerando que el transformador T2, según lo informado, se encuentra como respaldo del transformador T4 y por lo tanto desconectado, es que una operación de las protecciones mecánicas del transformador T2 podría activar el relé 86T2 y por consecuencia desconectar los alimentadores asociados a la barra de 23 [kV] conectados al transformador T4.

  Comentario Específico: Se debe revisar esta condición para evitar desconexiones indeseadas, ya sea, por pruebas de mantenimiento o errores con el relé 86T2.

i. Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.8: (R) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone de un ECAP relacionado al equipo auditado de acuerdo con la información recibida en el proceso de auditoría.

  Comentario Específico: Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

j. Base Infotécnica, falta de Print Out en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.9: (M) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del Print Out actualizado.

  Comentario Específico: Se debe cargar en la base de Infotécnica del Print Out actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

k. Base Infotécnica, falta de DUF en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.10: (M) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del DUF actualizado.

  Comentario Específico: Se debe cargar en la base de Infotécnica del DUF actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

5.10 PAÑO CT2 - TRASNFORMADOR 2 – PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASES

5.10.1 Fecha de ejecución de la inspección en terreno:

- 29 de mayo de 2022

5.10.2 Personal involucrado en la actividad de terreno:

- ENGIE: Ricardo Hill, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, ejecutor de pruebas y ensayos.
- ENSAUT: Rodrigo Monje Apablaza, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, Auditor Técnico.

5.10.3 Estudios de Ajustes de Protecciones (ECAP) utilizados:

- 14219CELEMCA011R2.pdf.

5.10.4 Protocolos de prueba utilizados:

- SE Mejillones CT2 - 50-51 Verificacion.pdf
- SE Mejillones CT2 - 50-51 Verificacion.occ
- SE Mejillones CT2 - 50N 51N Verificacion.pdf
- SE Mejillones CT2 - 50N 51N Verificacion.occ

5.10.5 Detalle de planos de control utilizados:

Plano	Detalle de Planos	Revisión
C200-54e-17L82	Diagrama Elemental CA Circuito de Corrientes y Protección Diferencial Trafo No 2	3
C200-54e-17L83A	Diagrama Elemental CA Transformador No. 2	1
C200-54e-17L84	Diagrama Elemental CC Control 52CT2. Cerrar	3
C200-54e-17L85	Diagrama Elemental CC Control 52CT2. Abrir 1	5
C200-54e-17L85A	Diagrama Elemental CC Control 52CT2. Abrir 2	0
C200-54e-17L87	Diagrama Elemental CC Control 52CT2. Repetidores	2
C200-54e-17L89A	Diagrama Elemental CC Transformador N°2. 86T2	4

5.10.6 Identificación de los equipos de protecciones instalados en el paño:

- Marca y modelo: : SIEMENS 7SJ61 (50/51)
- BF Number : 1101066384
- Versión de Firmware : V04.96.02

5.10.6.1 Comparativa de funciones habilitadas:

COMPARATIVA DE FUNCIONES				
FUNCIONES ANSI	**ECAP**	**DUF**	**AJUSTE IED**	**PRUEBAS DE INYECCIÓN SECUNDARIAS REALIZADAS**
51	-	•	•	•
50	-	•	•	•
51N	-	•	-	-
50N	-	-	•	•

5.10.6.2 Consideraciones de evaluación del paño:

En relación con las funciones habilitadas y las particularidades de la instalación, no aplica (N/A) la evaluación de las siguientes tablas expuestas en el punto 3:

- Evaluación Específica de Ajustes y Configuración de la Protección:
  - K: Función diferencial de transformador
  - L: Función de distancia
  - M: Función de falla de interruptor
  - O: Función de reconexión
  - P.7: Generalidades: el diseño de la subestación no considera paño de transferencia en el nivel de tensión de 13,2 [kV]
- Evaluación Específica de Pruebas de Inyección Secundaria:
  - R: Función diferencial de transformador
  - S: Función de distancia
  - T: Función de falla de interruptor
  - V: Función de reconexión
- Evaluación Específica de Pruebas Comtrade
  - X: El Coordinado confirma que no existen fallas previas a la auditoría que guardan relación con una operación indeseada del equipo de protección

5.10.6.3 Detalle de hallazgos:

a. Evaluación actividades en terreno, orden de conductores.
   - Ítem # A.2.3: (M) Los conductores tanto en borneras de armario como en bornes de protección no se encuentran ordenados y guiados por amarras plásticas ni se encuentran dentro de regletas. Lo anterior dificulta la intervención de las borneras ante actividades de mantenimiento.

     Comentario Específico: Con el fin de facilitar labores de mantenimiento o intervenciones correctivas de emergencia, se sugiere identificar los conductores con marcas que indiquen origen y/o destino para los circuitos más críticos para el correcto

desempeño de la protección como son los siguientes circuitos: señales análogas de corriente y tensión, señales de disparo y cierre de interruptores, señales de estados abierto y cerrado de interruptores, señales de bloqueos de lógicas de protecciones y señal de alimentación de la protección como tal.

b. Registro de eventos.
   - Ítem # B.2, D.3: (M) No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.

     Comentario Específico: Se sugiere revisar el listado de eventos del equipo en búsqueda de posibles registros de anomalías durante el estado en servicio normal de este.

c. Registro de medidas y oscilografías.
   - Ítem # B.3, B.4, D.1, D.2: (M) No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual).
   - Ítem # B.3, B.4, D.1, D.2: (M) No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.

     Comentario Específico: Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal.

d. Evaluación actividades en terreno, sincronización horaria.
   - Ítem # E.1, E.2, G.3: (R) El equipo se encuentra sincronizado por protocolo NTP.

     Comentario Específico: Se debe conectar y sincronizar la protección con un equipo de referencia horaria por GPS a través del protocolo IRIG-B y así cumplir con lo declarado por norma técnica en el artículo 3-24 (versión diciembre 2019).

e. Recepción de información, planos.
   - Ítem # F.2, F.3: (M) Los planos recibidos no evidencian todos los circuitos asociados al equipo auditado. No se reciben planos que permitan identificar los circuitos de alimentación del equipo de protección desde el origen hasta bornes del IED.

     Comentario Específico: Se debe disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado.

f. Recepción de información, ECAP.

- Ítem # G.1, G.2, I.2, K.1, K.2, K.3, P.1: (R) No se recibe un ECAP que defina los ajustes y criterios para el equipo SIEMENS 7SJ612. Se destaca que en la base Infotécnica no se evidencia ningún ECAP para la subestación.

  Comentario Específico: Se debe disponer de un ECAP que defina los criterios de ajustes y los valores de estos a configurar en el equipo auditado, el cual, debe estar aprobado por el CEN.

g. Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.8: (R) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone de un ECAP relacionado al equipo auditado de acuerdo con la información recibida en el proceso de auditoría.

  Comentario Específico: Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

h. Base Infotécnica, falta de Print Out en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.9: (M) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del Print Out actualizado.

  Comentario Específico: Se debe cargar en la base de Infotécnica del Print Out actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

i. Base Infotécnica, falta de DUF en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.10: (M) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del DUF actualizado.

  Comentario Específico: Se debe cargar en la base de Infotécnica del DUF actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

5.11 PAÑO CT2 -TRASNFORMADOR 2 – PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO

5.11.1 Fecha de ejecución de la inspección en terreno:

- 29 de mayo de 2022

5.11.2 Personal involucrado en la actividad de terreno:

- ENGIE: Ricardo Hill, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, ejecutor de pruebas y ensayos.
- ENSAUT: Rodrigo Monje Apablaza, Ingeniero Especialista Control y Protecciones, Auditor Técnico.

5.11.3 Estudios de Ajustes de Protecciones (ECAP) utilizados:

- 14219CELEMCA011R2.pdf.

5.11.4 Protocolos de prueba utilizados:

- SE Mejillones CT2 - 50N 51N Verificacion.pdf
- SE Mejillones CT2 - 50N 51N Verificacion.occ

5.11.5 Detalle de planos de control utilizados:

Plano	Detalle de Planos	Revisión
C200-54e-17L82	Diagrama Elemental CA Circuito de Corrientes y Protección Diferencial Trafo No 2	3
C200-54e-17L83A	Diagrama Elemental CA Transformador No. 2	1
C200-54e-17L84	Diagrama Elemental CC Control 52CT2. Cerrar	3
C200-54e-17L85	Diagrama Elemental CC Control 52CT2. Abrir 1	5
C200-54e-17L85A	Diagrama Elemental CC Control 52CT2. Abrir 2	0
C200-54e-17L87	Diagrama Elemental CC Control 52CT2. Repetidores	2
C200-54e-17L89A	Diagrama Elemental CC Transformador N°2. 86T2	4

5.11.6 Identificación de los equipos de protecciones instalados en el paño:

- Marca y modelo: : SIEMENS 7SJ61 (50N/51N)
- BF Number : 1101066385
- Versión de Firmware : V04.96.02

5.11.6.1 Comparativa de funciones habilitadas:

COMPARATIVA DE FUNCIONES				
FUNCIONES ANSI	**ECAP**	**DUF**	**AJUSTE IED**	**PRUEBAS DE INYECCIÓN SECUNDARIAS REALIZADAS**
51	-	●	-	-
50	-	●	-	-
51N	-	●	-	-
50N	-	-	●	●

5.11.6.2 Consideraciones de evaluación del paño:

En relación con las funciones habilitadas y las particularidades de la instalación, no aplica (N/A) la evaluación de las siguientes tablas expuestas en el punto 3:

- Evaluación Específica de Ajustes y Configuración de la Protección:
  - K: Función diferencial de transformador
  - L: Función de distancia
  - M: Función de falla de interruptor
  - O: Función de reconexión
  - P.7: Generalidades: el diseño de la subestación no considera paño de transferencia en el nivel de tensión de 13,2 [kV]
- Evaluación Específica de Pruebas de Inyección Secundaria:
  - R: Función diferencial de transformador
  - S: Función de distancia
  - T: Función de falla de interruptor
  - V: Función de reconexión
- Evaluación Específica de Pruebas Comtrade
  - X: El Coordinado confirma que no existen fallas previas a la auditoría que guardan relación con una operación indeseada del equipo de protección.

5.11.6.3 Detalle de hallazgos:

a. Evaluación actividades en terreno, orden de conductores.
   - Ítem # A.2.3: (M) Los conductores tanto en borneras de armario como en bornes de protección no se encuentran ordenados y guiados por amarras plásticas ni se encuentran dentro de regletas. Lo anterior dificulta la intervención de las borneras ante actividades de mantenimiento.

     <u>Comentario Específico</u>: Con el fin de facilitar labores de mantenimiento o intervenciones correctivas de emergencia, se sugiere ordenar los conductores dentro del armario y así permitir el fácil acceso a los bornes.

b. Registro de eventos.

- Ítem # B.2, D.3: (M) No se recibe como parte del proceso de auditoría el registro de eventos asociados del equipo. Se destaca que dicho equipo si cuenta con la capacidad de registro de eventos.

  Comentario Específico: Se sugiere revisar el listado de eventos del equipo en búsqueda de posibles registros de anomalías durante el estado en servicio normal de este.

c. Registro de medidas y oscilografías.

- Ítem # B.3, B.4, D.1, D.2: (M) No se recibe el registro oscilográfico ni se genera el disparo manual de la oscilografía (trigger manual).
- Ítem # B.3, B.4, D.1, D.2: (M) No se reciben registros de las medidas analógicas del equipo en servicio.

  Comentario Específico: Se sugiere analizar las medidas en servicio del equipo mediate un trigger manual en estado de servicio normal.

d. Evaluación actividades en terreno, sincronización horaria.

- Ítem # E.1, E.2, G.3: (R) El equipo se encuentra sincronizado por protocolo NTP.

  Comentario Específico: Se debe conectar y sincronizar la protección con un equipo de referencia horaria por GPS a través del protocolo IRIG-B y así cumplir con lo declarado por norma técnica en el artículo 3-24 (versión diciembre 2019).

e. Recepción de información, planos.

- Ítem # F.2, F.3: (M) Los planos recibidos no evidencian todos los circuitos asociados al equipo auditado. No se reciben planos que permitan identificar los circuitos de alimentación del equipo de protección desde el origen hasta bornes del IED.

  Comentario Específico: Se debe disponer de un set de planos completo y en versión as built que permitan identificar todos los circuitos asociados al equipo auditado.

f. Recepción de información, ECAP.

- Ítem # G.1, G.2, I.2, K.1, K.2, K.3, P.1: (R) No se recibe un ECAP que defina los ajustes y criterios para el equipo SIEMENS 7SJ612. Se destaca que en la base Infotécnica no se evidencia ningún ECAP para la subestación.

  Comentario Específico: Se debe disponer de un ECAP que defina los criterios de ajustes y los valores de estos a configurar en el equipo auditado, el cual, debe estar aprobado por el CEN.

g. Base Infotécnica, falta de ECAP en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.8: (R) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone de un ECAP relacionado al equipo auditado de acuerdo con la información recibida en el proceso de auditoría.

  Comentario Específico: Se debe disponer en la base de Infotécnica del ECAP actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

h. Base Infotécnica, falta de Print Out en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.9: (M) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del Print Out actualizado.

  Comentario Específico: Se debe cargar en la base de Infotécnica del Print Out actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

i. Base Infotécnica, falta de DUF en plataforma web.

- Ítem # G.3, P.10: (M) La base de Infotécnica asociada al relé de protección no dispone del DUF actualizado.

  Comentario Específico: Se debe cargar en la base de Infotécnica del DUF actualizado asociado al equipo auditado de acuerdo con el articulo 6-4 de la NTSyCS 2019.

6 RESULTADO DEL ANÁLISIS DE LOS TIEMPOS DE OPERACIÓN TEÓRICOS DE PROTECCIONES

En la presente sección, se verificará la operación de las funciones de protección de los relés dispuestos en los paños de media tensión y alta tensión de los transformadores N°2 y N°4 de la S/E Mejillones. Además, se verifica la operación de las funciones de protección de los relés dispuestos en las cabeceras de los alimentadores.

Para la realización de lo anterior se han considerado los ajustes actuales encontrados en los equipos de protección al momento de realizar las pruebas de inyección secundaria en la subestación en el proceso de la Auditoría Técnica. Cabe destacar que los casos de discrepancias de estos ajustes con respecto al ECAP vigente, se mencionan en la sección anterior para cada protección revisada. Por otro lado, la topología evaluada se basa en lo expuesto en el ECAP enviado en el proceso de auditoría técnica, que consiste en la operación radial de la S/E Mejillones.

En la verificación se considera un escenario de evaluación, en el cual se configura el nivel de cortocircuito máximo en barra disponible en la base de datos en Power Factory DigSilent del Sistema Eléctrico Nacional emitida por el Coordinador Eléctrico Nacional en octubre de 2022, teniendo en cuenta activo el escenario de operación "Día laboral demanda alta", además, se considera despachada la central Cerro Tigre, central Andina y térmica Planta de Ácido Sulfúrico Mejillones acorde a lo emitido en la base del SEN de octubre de 2022, y se consideran dos condiciones topológicas descritas a continuación:

Condición topológica N°1: se considera alimentada la barra de 23[kV] de la S/E Mejillones a través del transformador N°4 de la misma subestación.

Condición topológica N°2: se considera alimentada la barra de 23[kV] de la S/E Mejillones a través del transformador N°2 de la misma subestación.

Se destaca que la condición topológica N°1 corresponde a la operación normal de la S/E Mejillones para la energización de los alimentadores conectados a la barra de media tensión. Por otro lado, la condición topológica N°2 se utiliza para condiciones de emergencia.

Se consideran los siguientes criterios:

- Tiempo de paso de 300 [ms] entre la operación de la protección de la barra de media tensión del transformador con las protecciones dispuestas en las cabeceras de los alimentadores conectados, según los lineamientos de la NTSyCS en su artículo 5-40, literal e).

- Para la protección del paño de media tensión del transformador, el despeje de fallas debe realizarse en tiempos no mayores a 400 [ms], siguiendo los lineamientos de la NTSyCS en su Art. 3-24 literal b), numeral III.

La S/E Mejillones cuenta con cuatro alimentadores conectados a su barra de media tensión designados como E1, E2, E3 y E4.

Para la evaluación se analiza el desempeño de las funciones de sobrecorriente de fase (51/50), sobrecorriente residual (51G/50G) y sobrecorriente de neutro (51N/50N) de los equipos de protección al ejecutar fallas trifásicas, bifásicas aisladas de tierra, bifásicas a tierra, monofásicas a tierra sin impedancia y con impedancia de 25 [Ω] y 50 [Ω] en las cabeceras de los alimentadores.

Se expone un diagrama unilineal simplificado de la S/E Mejillones.

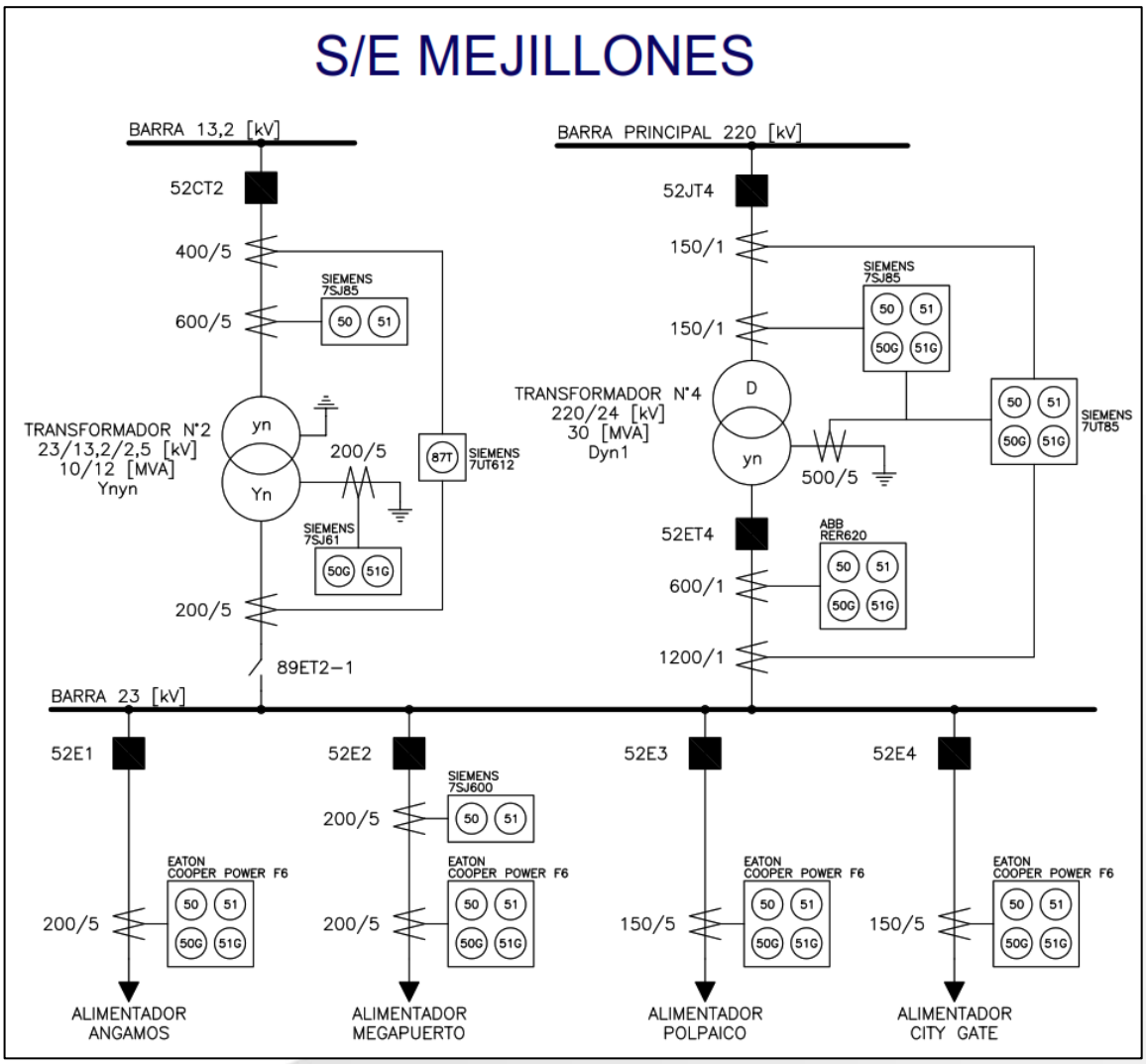


Figura 6-1: DUF simplificado S/E Mejillones

Los parámetros eléctricos considerados en el modelamiento de los transformadores y reactores de la S/E Mejillones se muestran a continuación, según sus datos de placa:

Tabla 6-1: Datos de placa asociado al transformador de poder N°4 de la S/E Mejillones

Parámetros	T4
Capacidad nominal [MVA]	40
Tensión nominal AT [kV]	220
Tensión nominal BT [kV]	23
Impedancia secuencia positiva [%]	12,52
Impedancia secuencia cero [%]	11,89
Potencia base para las impedancias [MVA]	40
Pérdidas en el cobre [kW]	124,6
Grupo de conexión	Dyn1
Neutro sólidamente aterrizado	Sí
Resistencia de neutro (Ohm]	N/A

Tabla 6-2: Datos de placa asociados al transformador de poder N°2 de dos devanados con delta interna de la S/E Mejillones[1]

Parámetros	T2
Capacidad nominal [MVA]	12
Tensión nominal AT [kV]	23
Tensión nominal MT [kV]	13,2
Tensión nominal BT [kV]	2,5
Impedancia secuencia positiva [%]	9,4
Impedancia secuencia cero AT - MT [%]	7,82
Impedancia secuencia cero AT - BT [%]	12,96
Impedancia secuencia cero MT - BT [%]	3,25
Potencia base para impedancias [MVA]	12
Pérdidas en el cobre [kW]	56
Grupo de conexión AT-MT	YN0yn0
Grupo de conexión AT-BT	YN0d1
Neutro sólidamente aterrizado	Sí
Resistencia de neutro (Ohm]	N/A

[1] Los cálculos asociados a las impedancias de secuencia cero se muestran en ANEXO II.

Tabla 6-3: Datos de placa asociados al reactor S/E Mejillones

Parámetros	Reactor barra 13,2 [kV]
Tensión nominal [kV]	13,8
Reactancia [Ohm/fase]	19,7
Corriente en el neutro [A]	500

La siguiente figura muestra un diagrama simplificado de la zona de interés, acorde a la última base de datos del Sistema Eléctrico Nacional, donde se encuentra ubicada la S/E Mejillones:

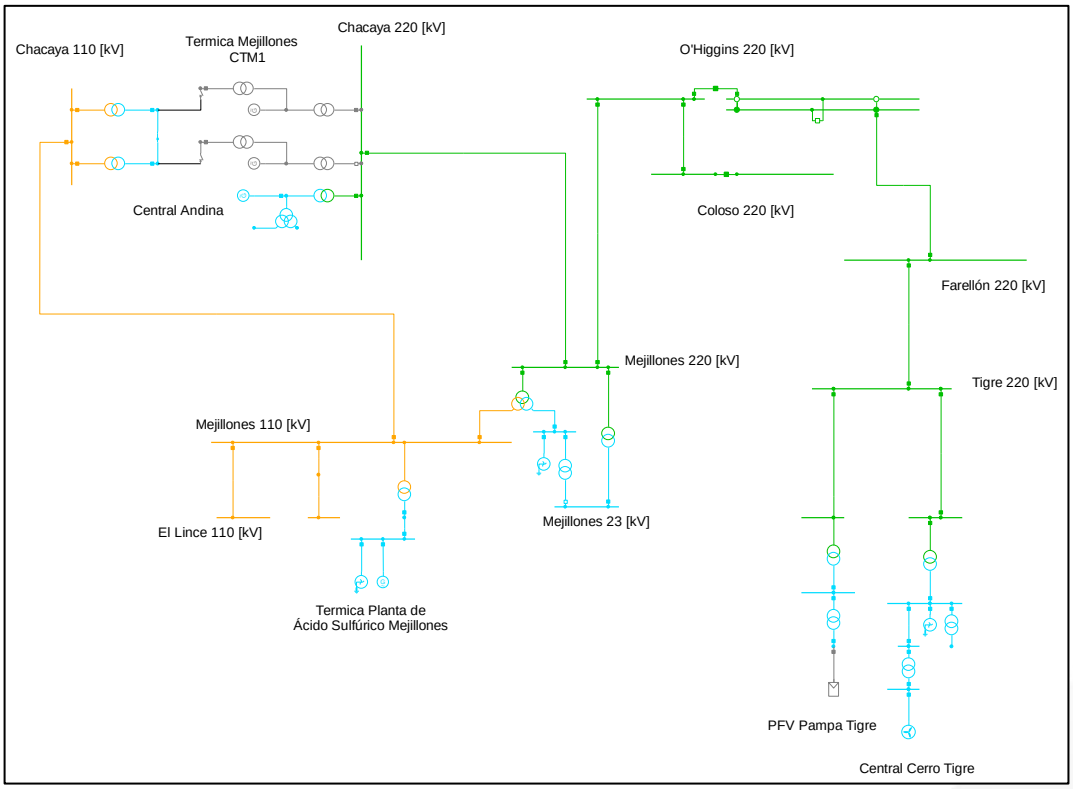


Figura 6-2: Diagrama unilineal Sistema Eléctrico Nacional.

Se observa que la S/E Mejillones esta enlazada al sistema mediante la línea de transmisión (LT) O'Higgins – Mejillones 220 [kV], la LT Chacaya - Mejillones 220 [kV] y la LT Chacaya - Mejillones 110 [kV]. También es posible apreciar que la central Cerro Tigre, Central Andina y térmica Planta de Ácido Sulfúrico Mejillones se encuentran en servicio según en la base de datos actualizada por el Coordinador Eléctrico Nacional de octubre 2022.

Tabla 6-4: Resumen de ajustes de funciones de sobrecorriente de la S/E Mejillones.

Paño	Función	Relé	TT/CC	Pickup [A] primario	Curva	Dial	Tiempo definido [s]	Sumador [s]
JT4	51	7SJ85	150/1	126	IEC Normal Inverse	0,19	-	-
	50			3000	Definite Time	-	0,00	-
	51G			15	IEC Normal Inverse	0,05	-	-
	50G			1050	Definite Time	-	0,00	-
	50N		500/5[2]	200	Definite Time	-	1,00	-
	51	7UT85	150/1	126	IEC Normal Inverse	0,19	-	-
	50			3000	Definite Time	-	0,00	-
	51G			15	IEC Normal Inverse	0,05	-	-
	50G			1050	Definite Time	-	0,00	-
	50N		500/5[2]	200	Definite Time	-	1,00	-
ET4	51	7UT85	1200/1	1200	IEC Normal Inverse	0,10	-	-
	50N			240	Definite Time	-	1,00	-
	51	RER 620	600/1	1200	120	0,55	-	0,20
	51N			120	131	2,00	-	0,20
	50N			240	Definite Time	-	1,00	-
CT2	51	7SJ612	600/5	500,4	IEC Normal Inverse	1,00	-	-
	50			3000	Definite Time	-	0,60	-
	50N-1		300/5[3]	1350	Definite Time	-	0,20	-
	50N-2			300	Definite Time	-	0,60	
E1	51	Form 6	200/5	200	122	2,00	-	0,20
	51G			30	122	2,00	-	0,20
E2	51	7SJ600	200/5	200	IEC Standard Inverse A	0,50	-	-
	50			1500	Definite Time	-	0,03	-
	51G			20	IEC Standard Inverse B	0,50	-	-
	50G			200	Definite Time	-	0,03	-
	51	Form 6		200	200	0,50	-	-
	50			1500	Definite Time	-	0,03	-
	51G			20	201	0,50	-	-
	50G			200	Definite Time	-	0,03	-
E3	51	Form 6	150/5	170	IEC Inverse	1,00	-	-
	50			899	Definite Time	-	0,05	-
	51G			50	162	1,00	-	-
	50G			200	Definite Time	-	0,05	-
E4	51	Form 6	150/5	40	165	2,00	-	-
	51G			10	119	1,00	-	-

[2] El transformador de corriente 500/5 se encuentra asociado al neutro del transformador N°4 de la S/E.
[3] El transformador de corriente de 300/5 se encuentra asociado al neutro del lado 23 [kV] del transformador N°2 de la S/E.

6.1 ANÁLISIS DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR N°4, CONDICIÓN TOPOLÓGICA N°1.

A continuación, se expone la modelación de las funciones de protección asociadas a los paños de alta tensión, media tensión y los conectados a la barra de media tensión del transformador N°4 de la S/E Mejillones. Las funciones de protección modeladas están parametrizadas en los equipos de protección asociados a los paños JT4, ET4, E1, E2, E3 y E4.

Se exponen las curvas de sobrecorriente de fases de los equipos mencionados.

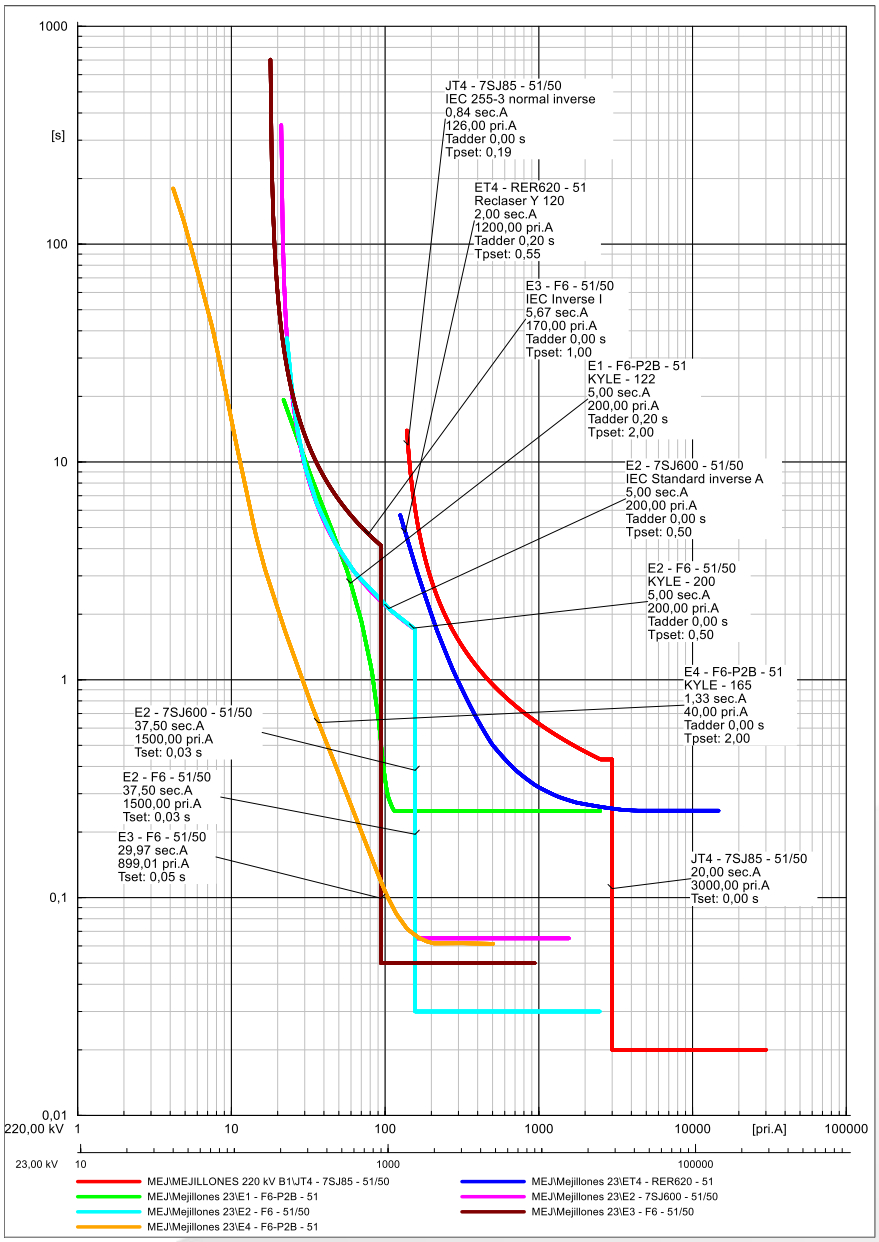


Figura 6-3: Curvas de sobre corriente de fases parametrizadas en los equipos de protección asociados a los paños JT4, ET4, E1, E2, E3 y E4.

Además, se expone la modelación de las curvas de sobrecorriente residual y sobrecorriente de neutro.

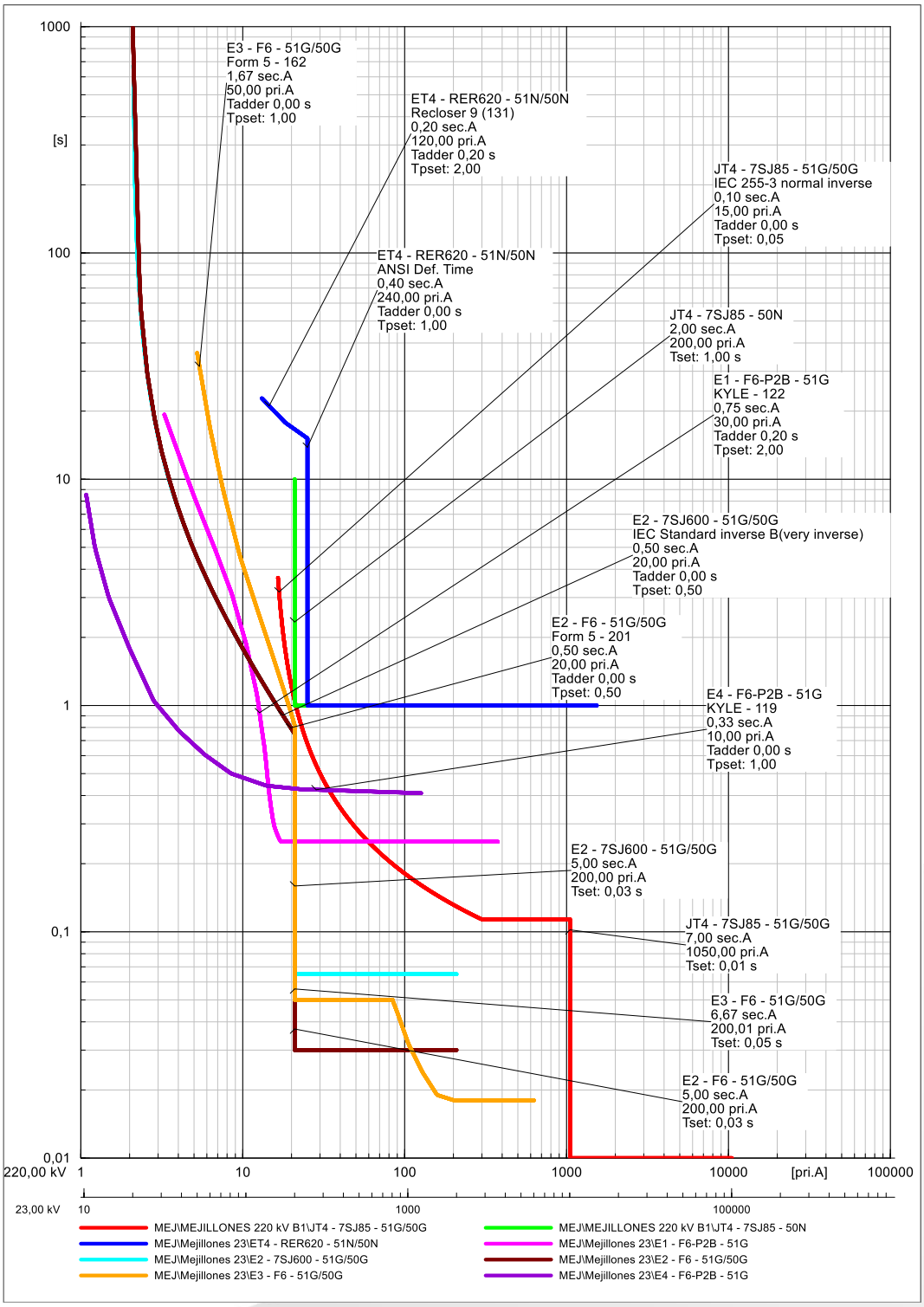


Figura 6-4: Curvas de sobrecorriente de residuales y de neutro parametrizadas en los equipos de protección asociados a los paños JT4, ET4, E1, E2, E3 y E4.

El análisis para distintos tipos de fallas y sus respectivos diagramas tiempo corriente se exponen en el Anexo I de este documento, para fallas trifásicas, bifásicas aisladas de tierra, bifásicas a tierra, monofásicas a tierra sin impedancia y con impedancia de 25 [Ω] y 50 [Ω] en las cabeceras de los alimentadores. A continuación, para las mismas fallas mencionadas se exponen las tablas de tiempos de operación y los análisis pertinentes.

6.1.1 Tablas de tiempo de operación y paso

Se exhiben a continuación las tablas de tiempo operación de las funciones de protección para fallas trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra, monofásicas a tierra sin impedancia y con impedancia de 25 y 50 [Ω] en la barra de media tensión y en las cabeceras de los alimentadores de la S/E Mejillones, energizados desde el transformador N°4.

Tabla 6-5: Tablas de tiempo de operación y paso ante fallas en la barra de media tensión alimentada por el transformador N°4 de la S/E Mejillones

Paño	Sistema	Función	Tipo de Falla					
			3F	2F	2F-T	1F-T	1F-T con Z=25 [ohm]	1F-T con Z=50 [ohm]
			Tiempo de operación [s]					
JT4	S2 - 7SJ85	51/50	0,676	0,676	0,676	0,920	-	-
		51G/50G	-	-	-	-	-	-
		50N	-	-	1,000	1,000	1,000	1,000
	S1 - 7UT85	51/50	0,676	0,676	0,676	0,920	-	-
		51G/50G	-	-	-	-	-	-
		50N	-	-	1,000	1,000	1,000	1,000
ET4	7UT85	51	0,355	0,384	0,350	0,347	-	-
		50N	-	-	1,000	1,000	1,000	1,000
	RER620	51	0,343	0,371	0,339	0,335	-	-
		51N/50N	-	-	1,000	1,000	1,000	1,000
Paños			**Tiempos de Paso [s]**					
JT4 - ET4			0,333	0,305	0,337	0,585	0,000	0,000

Tabla 6-6: Tablas de tiempo de operación ante fallas en las cabeceras de los alimentadores asociados al transformador N°4 de la S/E Mejillones.

Paño	Sistema	Función	Tipo de Falla					
			3F	2F	2F-T	1F-T	1F-T con Z=25 [ohm]	1F-T con Z=50 [ohm]
			Tiempo de operación [s]					
JT4	S2 - 7SJ85	51/50	0,676	0,676	0,676	0,920	-	-
		51G/50G	-	-	-	-	-	-
		50N	-	-	1,000	1,000	1,000	1,000
	S1 - 7UT85	51/50	0,676	0,676	0,676	0,920	-	-
		51G/50G	-	-	-	-	-	-
		50N	-	-	1,000	1,000	1,000	1,000
ET4	7UT85	51	0,355	0,384	0,350	0,347	-	-
		50N	-	-	1,000	1,000	1,000	1,000
	RER620	51	0,343	0,371	0,339	0,335	-	-
		51N/50N	-	-	1,000	1,000	1,000	1,000
E1	Form 6	51	0,250	0,250	0,250	0,250	2,652	10,011
		51G	-	-	0,250	0,250	0,250	0,250
E2	7SJ600	51/50	0,065	0,065	0,065	0,065	3,244	9,243
		51G/50G	-	-	0,065	0,065	0,065	0,065
	Form 6	51/50	0,030	0,030	0,030	0,030	3,251	9,304
		51G/50G	-	-	0,030	0,030	0,030	0,030
E3	Form 6	51/50	0,050	0,050	0,050	0,050	5,621	12,899
		51G/50G	-	-	0,018	0,018	0,050	0,050
E4	Form 6	51	0,061	0,061	0,061	0,061	0,259	0,907
		51G	-	-	0,410	0,410	0,417	0,424
Paños			Tiempos de Paso [s]					
JT4 - ET4			0,333	0,305	0,337	0,585	0,000	0,000
ET4 - E1			0,093	0,121	0,089	0,085	0,750	0,750
ET4 - E2			0,313	0,341	0,309	0,305	0,970	0,970
ET4 - E3			0,293	0,321	0,321	0,317	0,950	0,950
ET4 - E4			0,282	0,310	0,277	0,274	0,741	0,576

6.1.2 Falla en barra 23 [kV] del transformador N°4 S/E Mejillones

A continuación, se muestran las figuras con las funciones de sobrecorriente de fase y residual parametrizadas en los equipos asociados a los paños del transformador, para fallas trifásicas, bifásica, bifásica a tierra y monofásicas a tierra con y sin impedancia, en la barra de media tensión conectada al transformador N°4 de la S/E Mejillones.

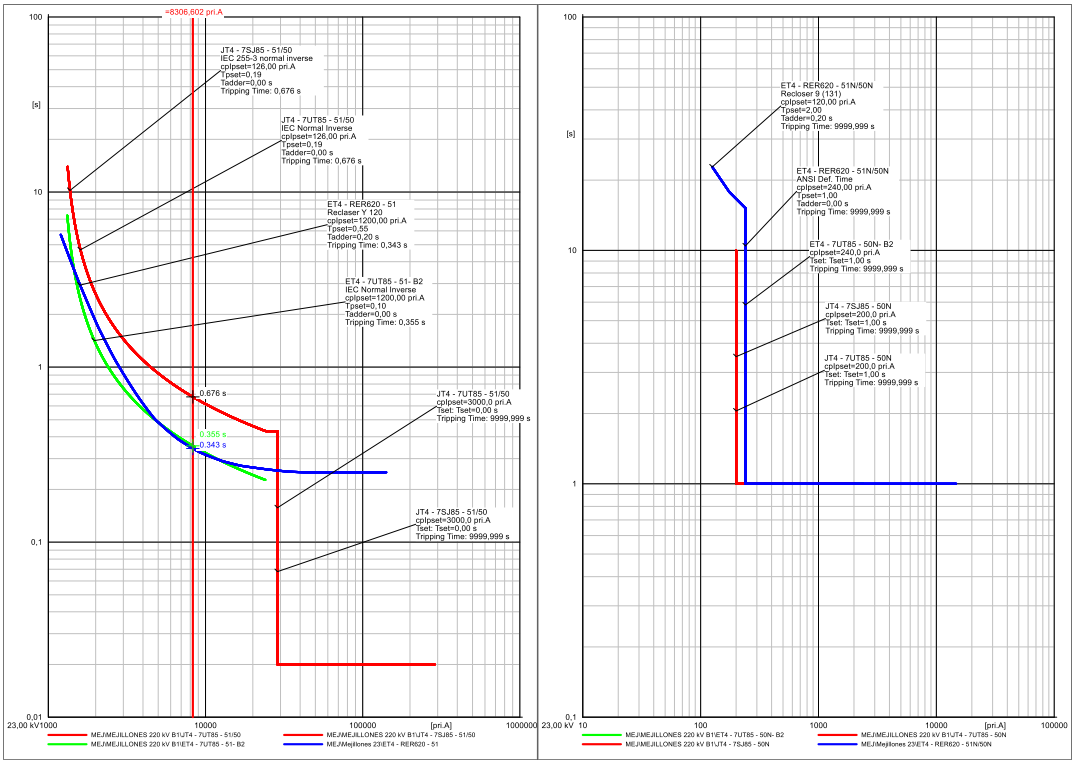


Figura 6-5 Figuras de sobrecorriente de fase y residual, falla trifásica

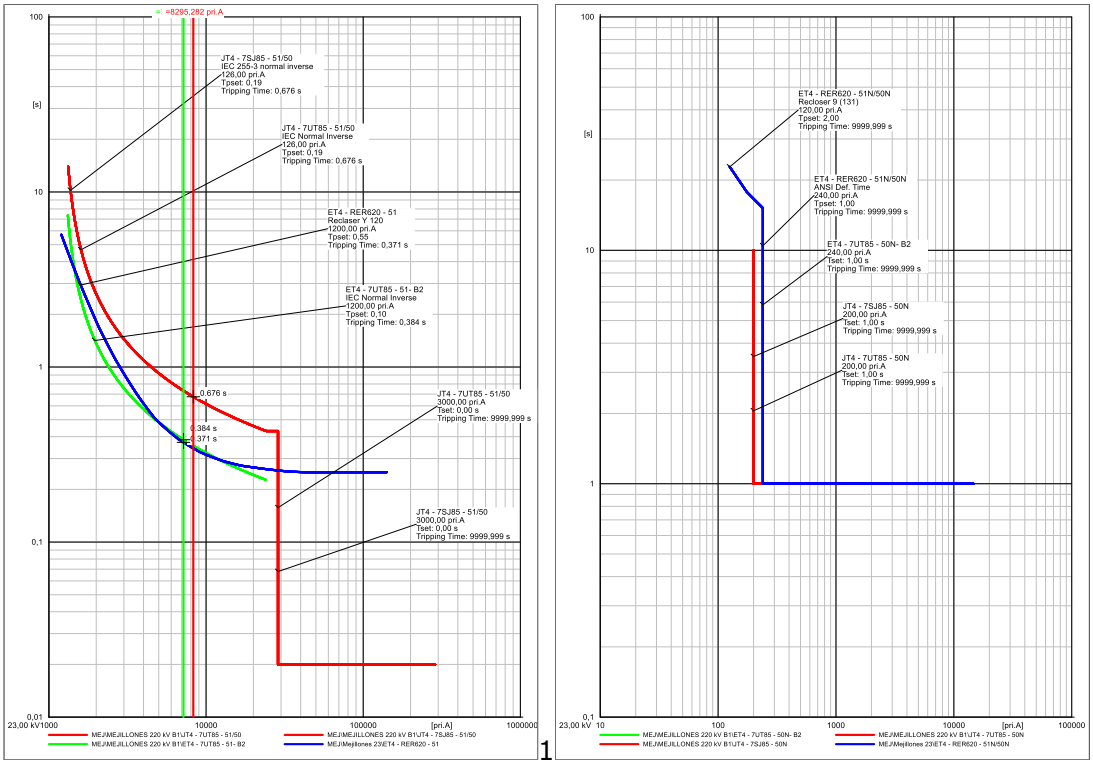


Figura 6-6 Figuras de sobrecorriente de fase y residual, falla bifásica

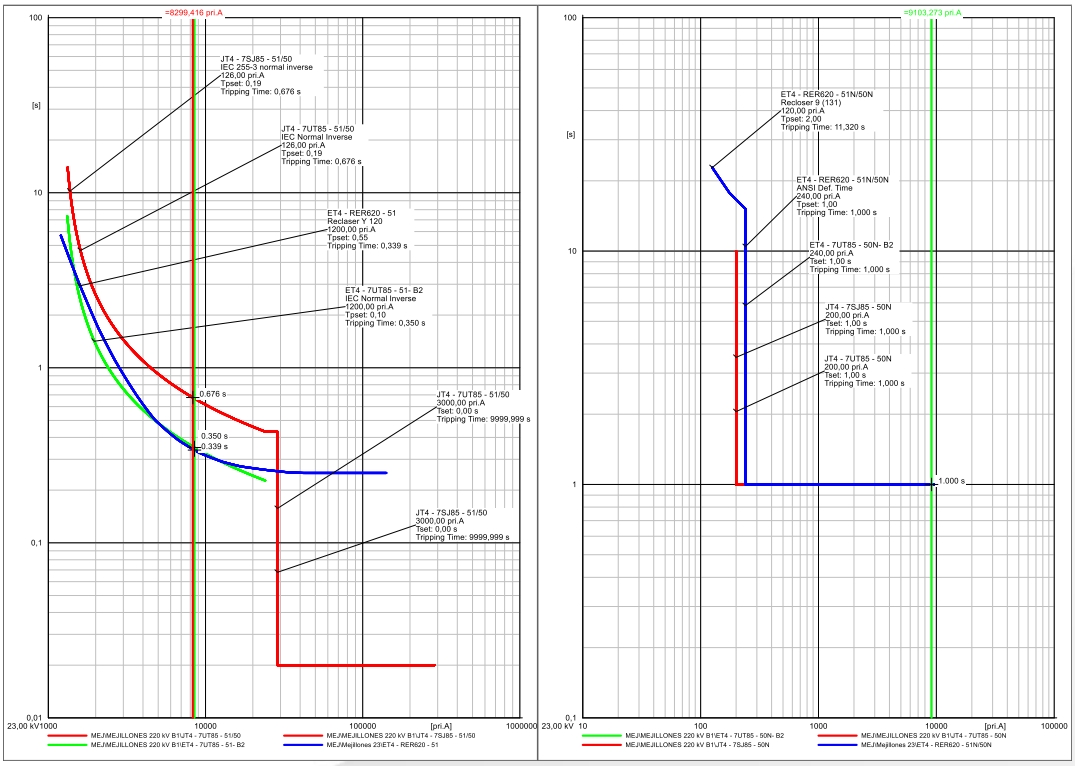


Figura 6-7 Figuras de sobrecorriente de fase y residual, falla bifásica a tierra

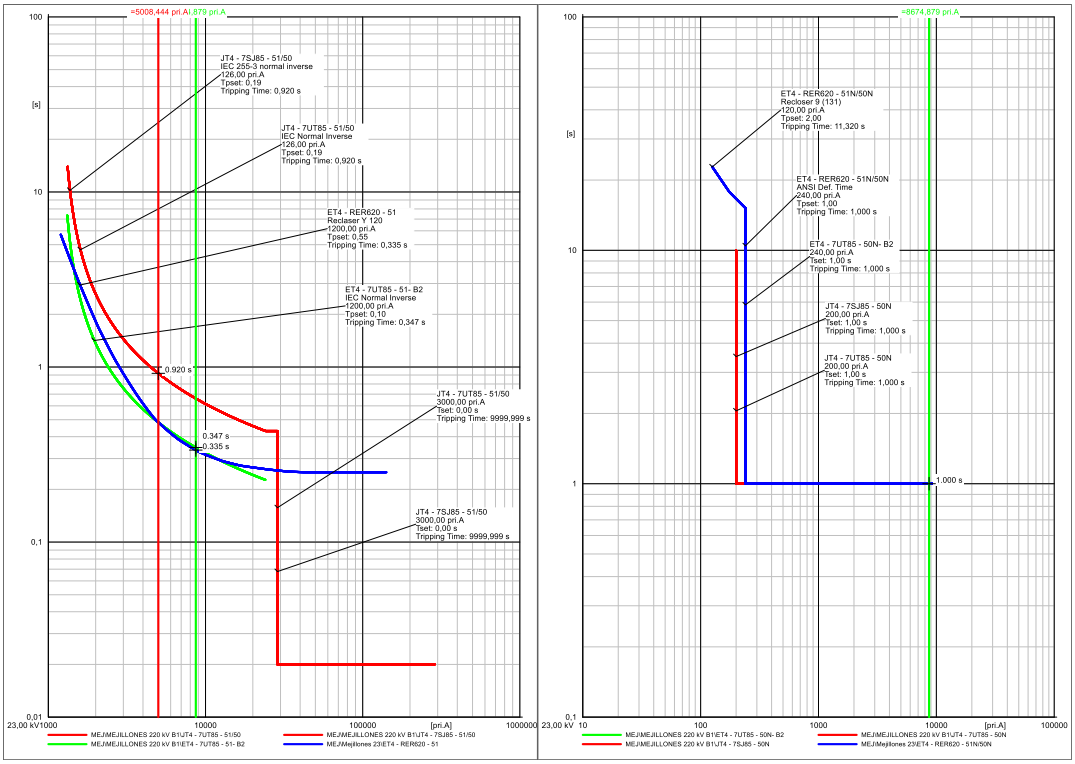


Figura 6-8 Figuras de sobrecorriente de fase y residual, falla monofásica

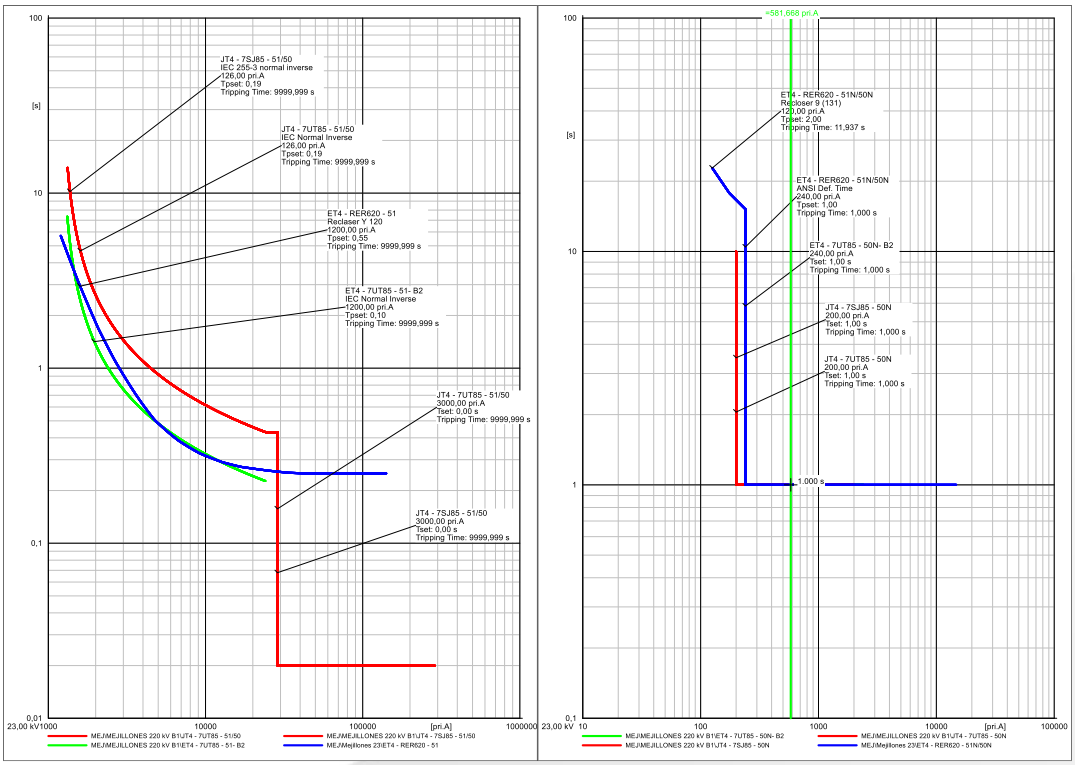


Figura 6-9 Figuras de sobrecorriente de fase y residual, falla monofásica 25 [Ohm]

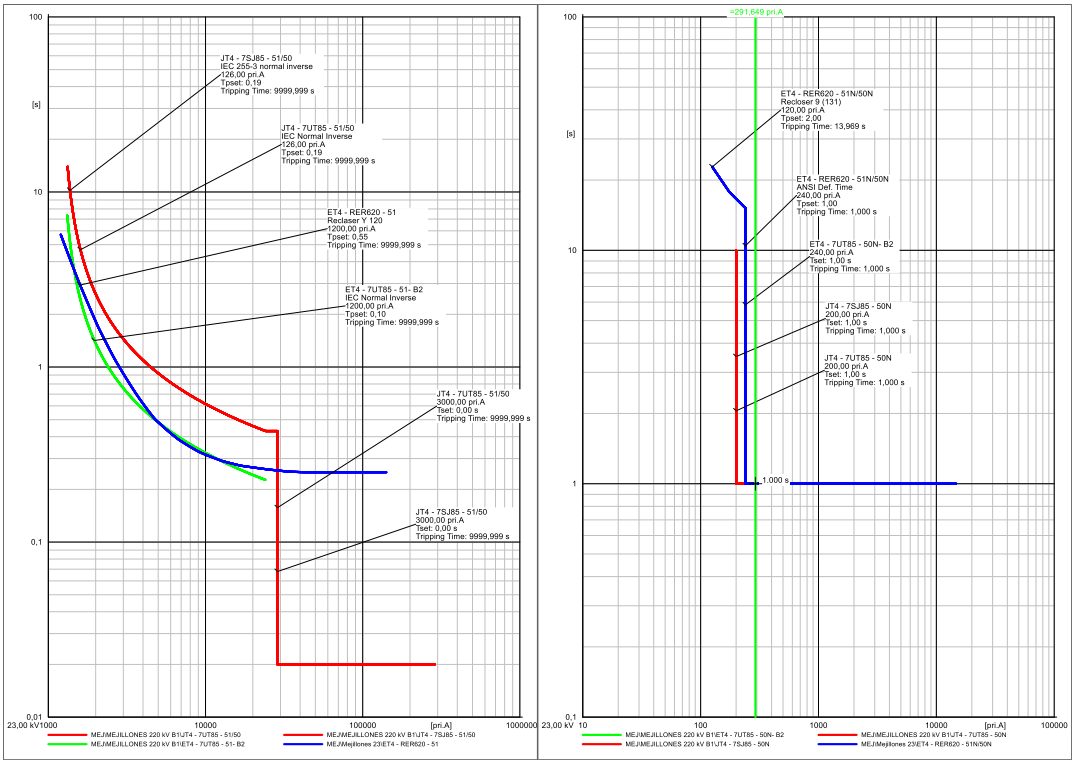


Figura 6-10 Figuras de sobrecorriente de fase y residual, falla monofásica 50 [Ohm]

6.1.3 Análisis y comentarios

1. A partir de la Tabla 6-6, se observa que, para distintos tipos de fallas en las cabeceras de los alimentadores, la operación de las funciones de sobrecorriente de fase se tiene un tiempo de paso inferior 300 [ms], entre los equipos de los paños E1, E3, E4 y el paño de media tensión ET4 del transformador N°4 de la S/E Mejillones (*mayor detalle en Anexo I del presente documento*), y entre ET4 y JT4 para fallas monofásicas con impedancia de 25 [Ω] y 50 [Ω]. De acuerdo con la NTSyCS en su artículo 5-40, literal e), no es posible asegurar la selectividad del sistema de protecciones de la subestación.

2. Se observa en Tabla 6-5 que, para una falla franca en la barra de media tensión de S/E Mejillones, se produce un despeje en un tiempo inferior a 400 [ms] por la operación de la protección ubicada en el paño ET4 (*Mayor detalle en ítem 6.1.2*), por lo que se cumple con el Art. 3-24, literal b) numeral III de la NTSyCS. Por otro lado, ante fallas monofásicas con impedancia existe operación del equipo dispuesto en el paño ET4, por lo tanto, no se afecta la sensibilidad del sistema de protecciones.

3. Además, ante una falla monofásica a tierra con impedancia de 25 [Ω] y 50 [Ω], el despeje se realiza a los 1 [s] tanto por el paño ET4 como para JT4. Lo anterior, compromete la selectividad del sistema de protecciones de la subestación.

6.2 ANÁLISIS DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR N°2, CONDICIÓN TOPOLÓGICA N°2.

A continuación, se expone la modelación de las funciones de protección asociadas a los paños de alta tensión, media tensión conectados a la barra de media tensión del transformador N°2 de la S/E Mejillones. Las funciones de protección modeladas están parametrizadas en los equipos de protección asociados a los paños CT2, E1, E2, E3 y E4.

Se exponen las curvas de sobrecorriente de fases de los equipos mencionados.

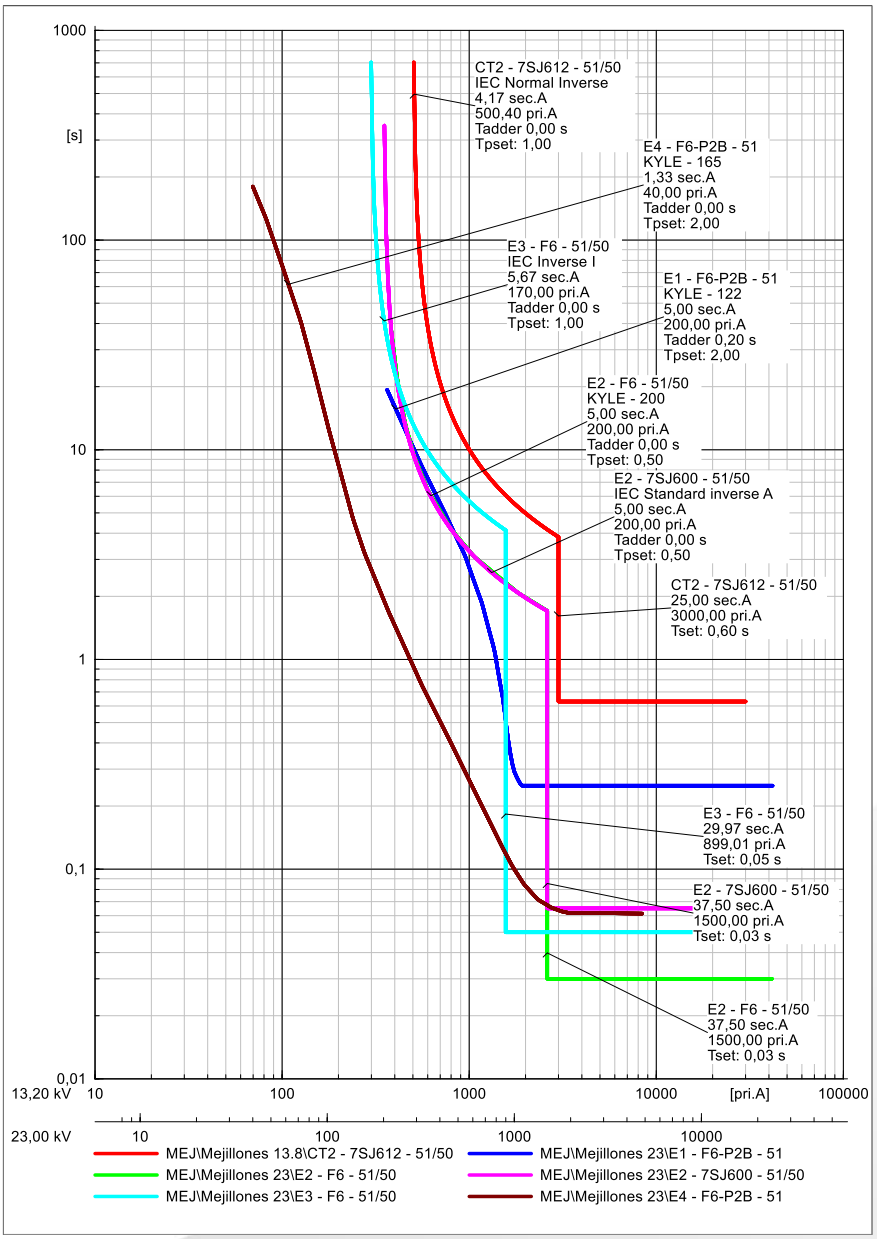


Figura 6-11: Curvas de sobre corriente de fases parametrizadas en los equipos de protección asociados a los paños CT2, E1, E2, E3 y E4.

Además, se expone la modelación de las curvas de sobrecorriente residual y sobrecorriente de neutro.

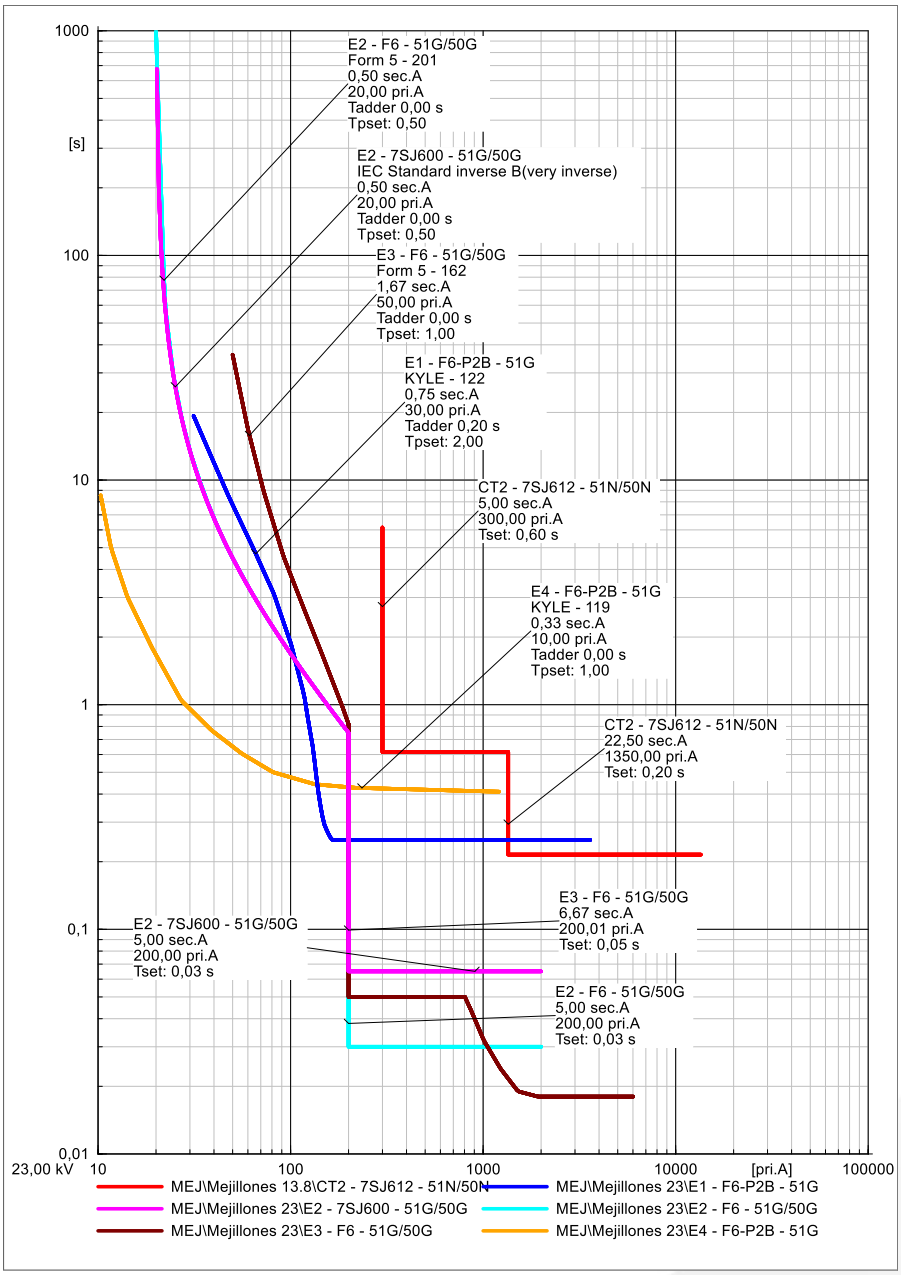


Figura 6-12: Curvas de sobrecorriente de residuales y de neutro parametrizadas en los equipos de protección asociados a los paños CT2, E1, E2, E3 y E4.

El análisis para distintos tipos de fallas y sus respectivos diagramas tiempo corriente se exponen en el Anexo I de este documento, para fallas trifásicas, bifásicas aisladas de tierra, bifásicas a tierra, monofásicas a tierra sin impedancia y con impedancia de 25 [Ω] y 50 [Ω] en las cabeceras de los alimentadores. A continuación, para las mismas fallas mencionadas se exponen las tablas de tiempos de operación y los análisis pertinentes.

6.2.1 Tablas de tiempo de operación y paso

Se exhiben a continuación las tablas de tiempo operación de las funciones de protección para fallas trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra, monofásicas a tierra sin impedancia y con impedancia de 25 y 50 [Ω] en la barra de media tensión y en las cabeceras de los alimentadores de la S/E Mejillones, energizados desde el transformador N°2. Para la confección de la tabla siguiente, se ejecutaron cortocircuitos individuales en las cabeceras de cada paño de media tensión y se exponen todas las operaciones registradas.

Tabla 6-7: Tablas de tiempo de operación y paso ante fallas en la barra de media tensión alimentada por el transformador N°2 de la S/E Mejillones

Paño	Sistema	Función	Tipo de Falla					
			3F	2F	2F-T	1F-T	1F-T con Z=25 [ohm]	1F-T con Z=50 [ohm]
			Tiempo de operación [s]					
CT2	7SJ612	51	0,630	0,630	0,630	3,931	25,731	-
		51N	-	-	0,215	0,215	0,615	-

Tabla 6-8: Tablas de tiempo de operación ante fallas en las cabeceras de los alimentadores asociados al transformador N°2 de la S/E Mejillones.

Paño	Sistema	Función	Tipo de Falla					
			3F	2F	2F-T	1F-T	1F-T con Z=25 [ohm]	1F-T con Z=50 [ohm]
			Tiempo de operación [s]					
CT2	7SJ612	51	0,630	0,630	0,630	3,931	25,731	-
		51N	-	-	0,215	0,215	0,615	-
E1	Form 6	51/50	0,250	0,250	0,250	0,250	2,855	10,181
		51G/50G	-	-	0,250	0,250	0,250	0,250
E2	7SJ600	51/50	0,065	0,065	0,065	0,065	3,335	9,459
		51G/50G	-	-	0,065	0,065	0,065	0,065
	Form 6	51/50	0,030	0,030	0,030	0,030	3,353	9,550
		51G/50G	-	-	0,030	0,030	0,030	0,030
E3	Form 6	51/50	0,050	0,050	0,050	0,050	5,758	13,108
		51G/50G	-	-	0,018	0,018	0,050	0,050
E4	Form 6	51/50	0,062	0,062	0,062	0,062	0,273	0,923
		51G	-	-	0,410	0,410	0,417	0,424
Paños			Tiempos de Paso [s]					
CT2 - E1			0,380	0,380	-0,035	-0,035	0,365	-
CT2 - E2			0,600	0,600	0,185	0,185	0,585	-
CT2 - E3			0,580	0,580	0,197	0,197	0,565	-
CT2 - E4			0,568	0,568	0,153	0,153	0,342	-

6.2.2 Falla en barra 23 [kV] del transformador N°2 S/E Mejillones

A continuación, se muestran las figuras con las funciones de sobrecorriente de fase y residual parametrizadas en los equipos asociados a los paños del transformador, para fallas trifásicas, bifásica, bifásica a tierra y monofásicas a tierra con y sin impedancia, en la barra de media tensión conectada al transformador T2 de la S/E Mejillones.

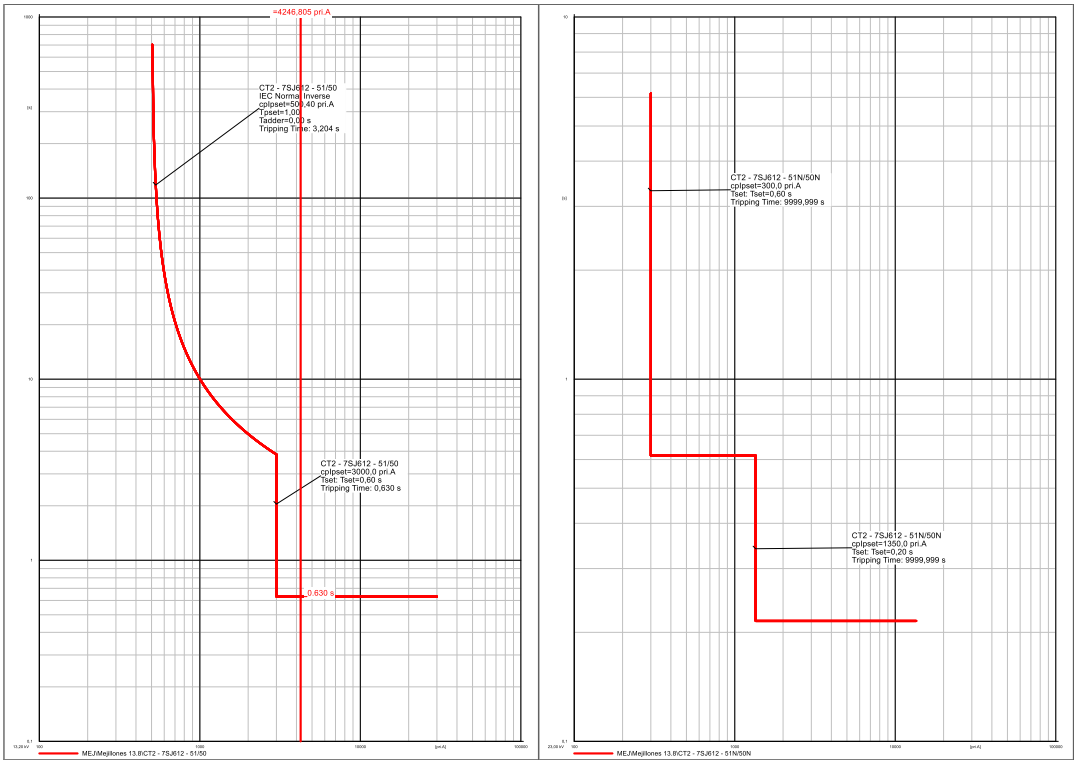


Figura 6-13 Figuras de sobrecorriente de fase y residual, falla trifásica

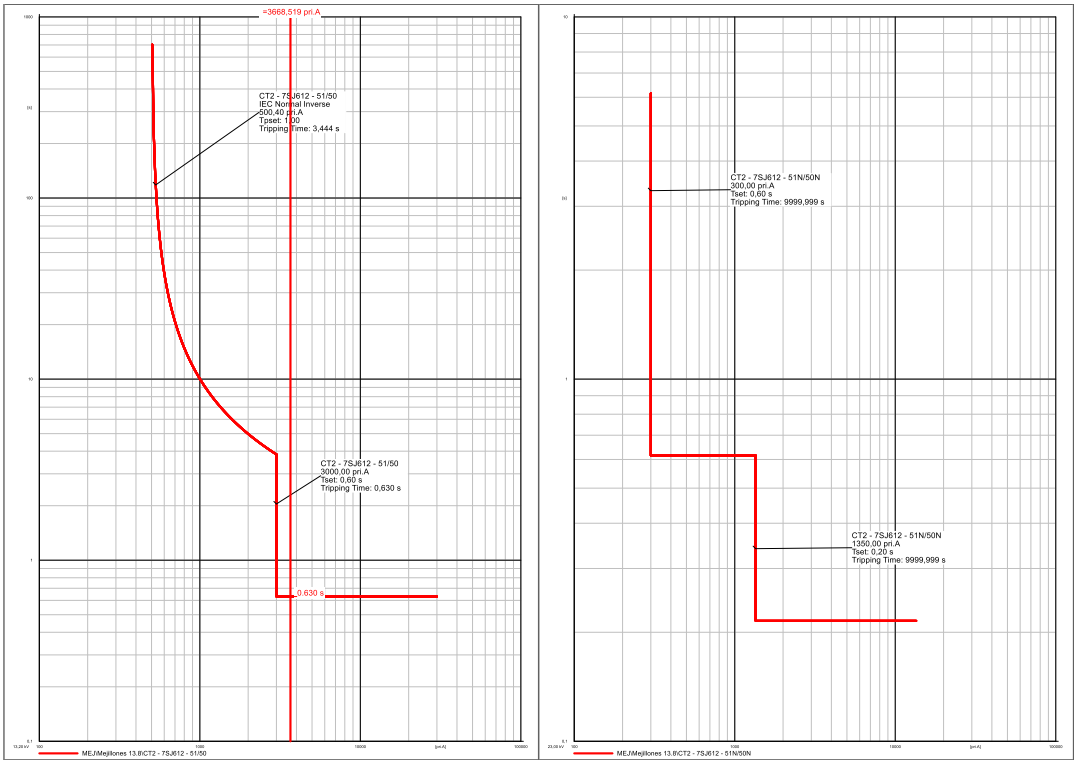


Figura 6-14 Figuras de sobrecorriente de fase y residual, falla bifásica

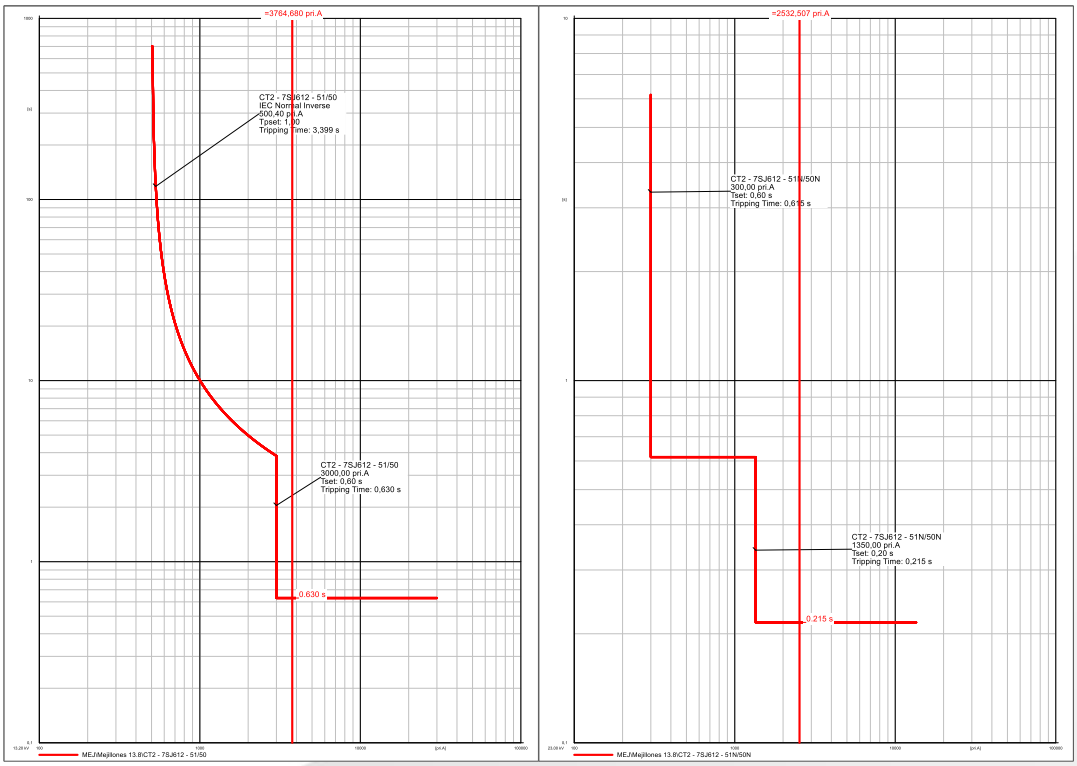


Figura 6-15 Figuras de sobrecorriente de fase y residual, falla bifásica a tierra

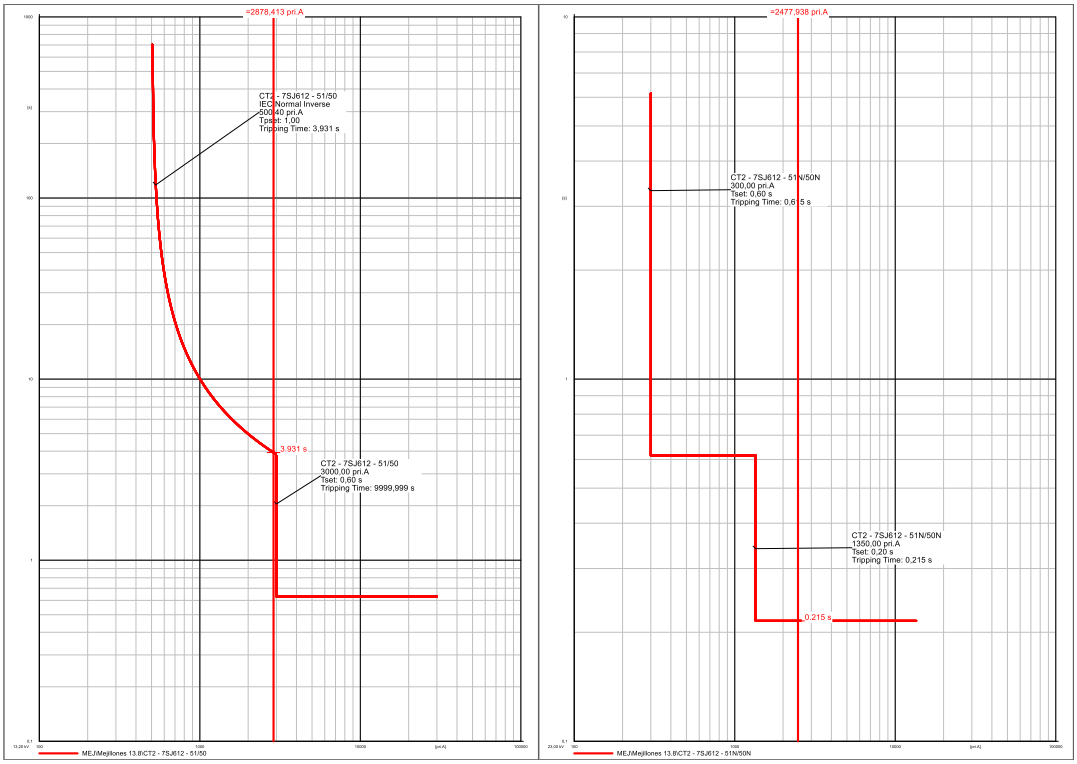


Figura 6-16 Figuras de sobrecorriente de fase y residual, falla monofásica

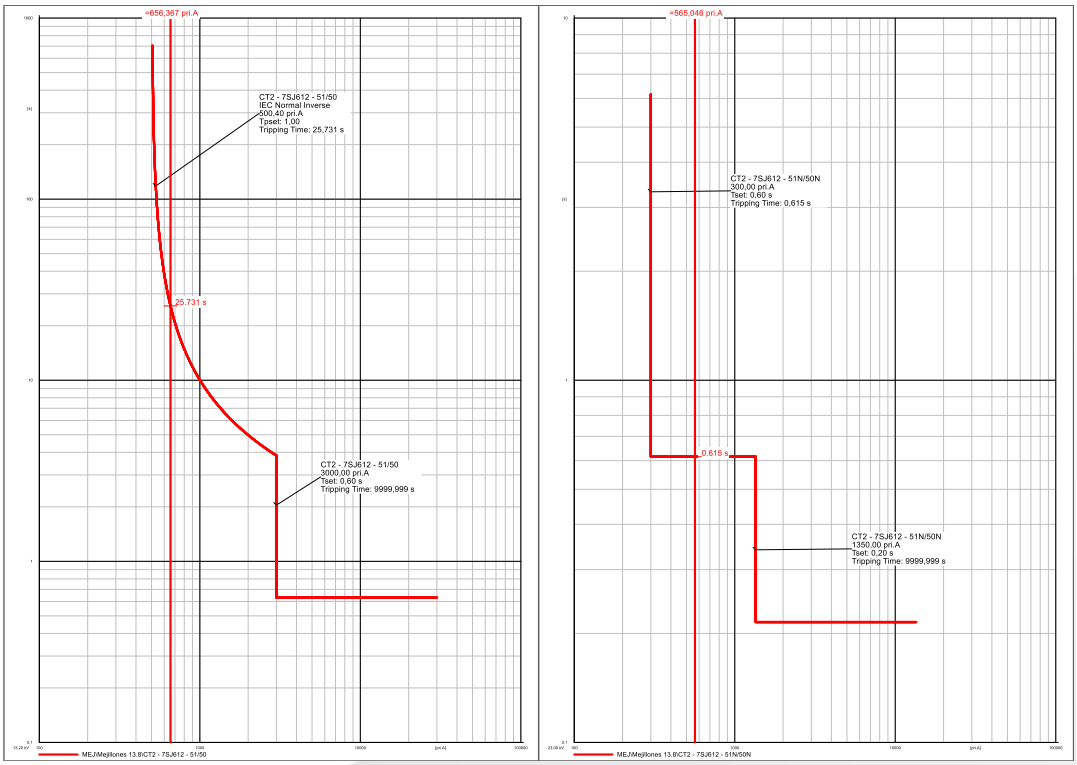


Figura 6-17 Figuras de sobrecorriente de fase y residual, falla monofásica 25 [Ohm]

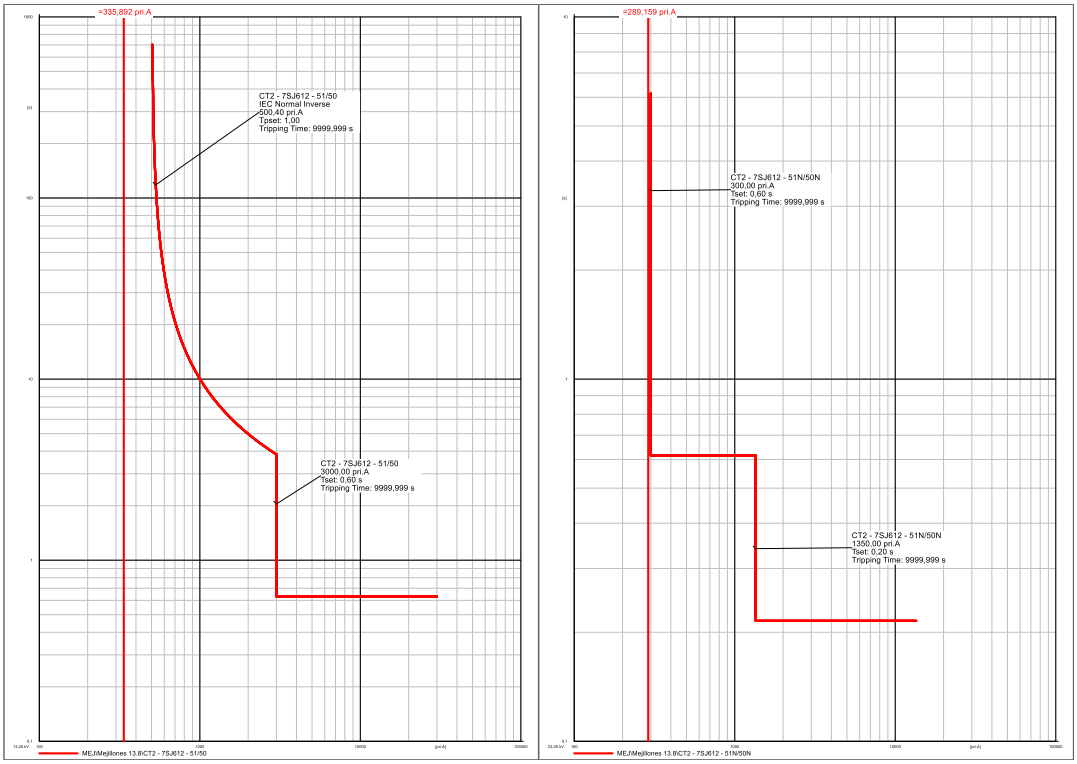


Figura 6-18 Figuras de sobrecorriente de fase y residual, falla monofásica 50 [Ohm]

6.2.3 Análisis y comentarios

1. A partir de la Tabla 6-8, se observa que, para fallas bifásicas a tierra y monofásicas en las cabeceras de los alimentadores, para la operación de las funciones de sobrecorriente se tiene un tiempo de paso inferior a 300 [ms], entre los equipos de los paños E1, E2, E3, E4 y el paño de media tensión CT2 del transformador N°2 de la S/E Mejillones (*mayor detalle en Anexo I del presente documento*). Adicionalmente, para fallas monofásicas a tierra con impedancia de 50 [Ω], se observa que el interruptor CT2 no registra operación, por lo que ante fallas aguas de este tipo aguas debajo de los alimentadores, no habrá respaldo. Se destaca que el transformador N°2 funciona ante condiciones de emergencia alimentando parte de los consumos de la barra de media tensión de la S/E Mejillones y además existe un paño aguas arriba del paño CT2 que se encuentra fuera del alcance de la auditoría correspondiente a CT1.Teniendo en cuenta la normativa vigente, no es posible asegurar la selectividad del sistema de protecciones de la subestación.

2. Se observa en Tabla 6-7 que, para una falla franca en la barra de media tensión de S/E Mejillones, se produce un despeje en un tiempo superior a 400 [ms] por la operación de la protección ubicada en el paño CT2 (*Mayor detalle en ítem 6.2.2)* por lo que no se cumple con el criterio de diseño de la subestación.

3. No se registra operación del interruptor asociado al paño CT2 ante falla monofásica con impedancia de 50 [Ω] en la barra de media tensión de 23 [kV]. Esto compromete la sensibilidad del sistema de protecciones.

6.3 NIVEL DE CORTOCIRCUITO EN LA BARRA DE MEDIA TENSIÓN DE LA SUBESTACIÓN

A continuación, se expone el nivel de cortocircuito evaluado al ejecutar fallas trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas a tierra en la barra de media tensión de subestación Mejillones, considerando las dos condiciones topológicas evaluadas.

a) Condición topológica N°1:

Tabla 6-9: Nivel de cortocircuito en condición topológica N°1 para fallas en la barra AT 220 [kV] de la S/E Mejillones

Falla en Barra MT	3F	2F	2F-T	1F-T	1F-T 25 [ohm]	1F-T 50 [ohm]
Ik"[kA]	10,195	8,693	10,945	11,238	4,786	2,641
3I0 [kA]	-	-	12,962	11,238	4,786	2,641

Tabla 6-10: Nivel de cortocircuito en condición topológica N°1 para fallas en la barra MT 23[kV] de la S/E Mejillones

Falla en Barra MT	3F	2F	2F-T	1F-T	1F-T 25 [ohm]	1F-T 50 [ohm]
Ik"[kA]	8,307	7,184	8,506	8,675	0,582	0,292
3I0 [kA]	-	-	9,103	8,675	0,582	0,292

Tabla 6-11: Nivel de cortocircuito de fases vistos desde el paño JT4 en condición topológica N°1 para fallas en la barra MT 23[kV] de la S/E Mejillones

Falla en Barra MT	3F	2F	2F-T	1F-T	1F-T 25 [ohm]	1F-T 50 [ohm]
Ik'' fase A [kA] vistos en JT4	0,868	0,434	0,513	0,524	0,035	0,018
Ik'' fase B [kA] vistos en JT4	0,868	0,867	0,868	0,000	0,000	0,000
Ik'' fase C [kA] vistos en JT4	0,868	0,434	0,514	0,524	0,035	0,018

b) Condición topológica N°2:

Tabla 6-12: Nivel de cortocircuito en condición topológicaN°2 para fallas en la barra MT 13,2 [kV] de la S/E Mejillones

Falla en Barra MT	3F	2F	2F-T	1F-T	1F-T 25 [ohm]	1F-T 50 [ohm]
Ik"[kA]	13,438	11,545	11,559	1,200	0,323	0,166
3I0 [kA]			0,633	1,200	0,323	0,166

Tabla 6-13: Nivel de cortocircuito en condición topológica N°2 para fallas en la barra MT 23[kV] de la S/E Mejillones

Falla en Barra MT	3F	2F	2F-T	1F-T	1F-T 25 [ohm]	1F-T 50 [ohm]
Ik"[kA]	2,437	2,105	2,488	2,478	0,565	0,289
3I0 [kA]	-	-	2,532	2,478	0,565	0,289

Tabla 6-14: Nivel de cortocircuito de fases vistos desde el paño CT2 en condición topológica N°2 para fallas en la barra MT 23[kV] de la S/E Mejillones

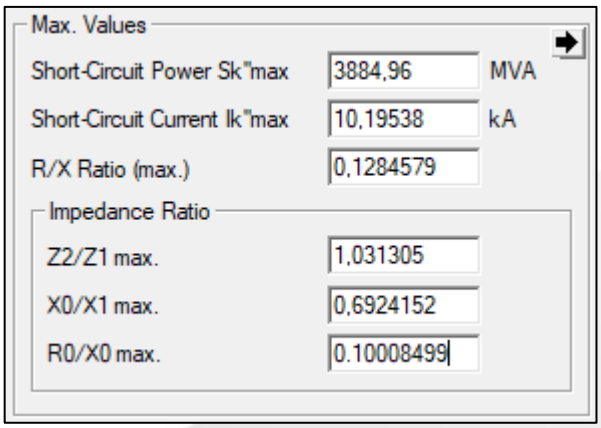
Falla en Barra MT	3F	2F	2F-T	1F-T	1F-T 25 [ohm]	1F-T 50 [ohm]
Ik'' fase A [kA] vistos en CT2	4,247	0,000	1,470	2,878	0,656	0,335
Ik'' fase B [kA] vistos en CT2	4,247	3,669	3,725	1,439	0,328	0,167
Ik'' fase C [kA] vistos en CT2	4,247	3,669	3,765	1,439	0,328	0,167

Tabla 6-15: Nivel de cortocircuito 3xI0 en condición topológica N°2 vistos desde el paño CT2 a través del TC 300/5 alambrado en neutro de 23 [kV] para fallas en la barra MT 23[kV] de la S/E Mejillones

Falla en Barra MT	3F	2F	2F-T	1F-T	1F-T 25 [ohm]	1F-T 50 [ohm]
3xI0 [kA] Neutro 23 [kV]	-	-	2,532	2,478	0,565	0,289

Los valores indicados anteriormente, fueron obtenidos considerando los siguientes niveles de cortocircuito e impedancias en la barra de 220 [kV] dicha subestación:

Tabla 6-16:: Valores de impedancias y corriente para una falla en la barra de 220 [kV] de la S/E Mejillones según base de datos del mes de octubre de 2022 del CEN.



6.4 RESUMEN DE HALLAZGOS RELATIVOS AL ANÁLISIS DE COORDINACIÓN

Al considerar la barra de media tensión energizada desde el transformador N°4 de la subestación, se observa que, para distintos tipos de falla, existe un tiempo de paso inferior a 300 [ms] entre la operación de las funciones de protección habilitadas y parametrizadas en los relés asociados a los paños E1, E3 y E4 con respecto a la operación de las funciones de protección parametrizadas en el equipo del paño ET4. Además, se presenta la misma condición de tiempos de paso entre las funciones de protección de sobrecorriente ajustadas en los paños JT4 y ET4 ante fallas monofásicas con impedancia de 25 [Ω] y 50 [Ω]. Esta condición compromete la selectividad del sistema de protecciones, considerando el artículo 5-40 ítem e) de la NTSyCS.

Por otra parte, ante la energización de la barra de media tensión desde el transformador N°2 de la subestación, para fallas bifásicas a tierra y monofásicas a tierra se observan tiempos de paso inferiores a 300 [ms] en la operación de las funciones de protección ajustadas en los relés asociados a los paños E1, E2, E3 y E4, con respecto de la operación de las funciones de protección parametrizadas en el equipo del paño CT2. Esta condición compromete la selectividad del sistema de protecciones, considerando el artículo 5-40 ítem e) de la NTSyCS.

Por otro lado, se observa un despeje de fallas superior a 400[ms] por el equipo dispuesto en el paño CT2 ante fallas en la barra de media tensión, por lo que no se cumple con el Art. 3-24 literal b), numeral III de la NTSyCS.

Por último, ante falla monofásica a tierra con impedancia de 50 [Ω] en barra y aguas debajo de las cabeceras de los alimentadores E1, E2, E3 y E4, no existe operación del equipo de protección asociado al paño CT2. Lo anterior, compromete la sensibilidad del sistema de protecciones.

A partir de lo anterior, y como parte de la implementación de nuevos ajustes orientados a satisfacer la normativa técnica vigente en materia de tiempos de paso y tiempo de despeje de fallas en barra, se debe desarrollar un ECAP que permita resolver los hallazgos mencionados anteriormente.

7 CONCLUSIONES

El alcance de los análisis y conclusiones de la auditoria técnica realizada a S/E Mejillones, se circunscribe a los equipos de protecciones, la consistencia con su información técnica recibida (planos elementales de control, diagramas unilineales, ECAP, entre otros), a sus parámetros y lógicas programadas, alambrados en sus bornes, lectura de sus medidas analógicas con carga, y finalmente al desempeño del hardware y software de los equipos de protecciones a partir de las pruebas de inyección secundarias realizadas por el coordinado en terreno.

Concluido el proceso de auditoría técnica, se destaca que, en base a las instalaciones definidas dentro del alcances de auditoría, se debe considerar dentro del plan de acción de resolución de hallazgos, la ejecución de las siguientes actividades no abordadas:

- Verificación de la estabilidad diferencial de la protección SIEMENS 7UT85 del transformador N°4.

Por otra parte, respecto a las actividades ejecutadas y que presentan hallazgos que requieren la repetición o complemento de las pruebas ejecutadas, se destacan las siguientes:

- Verificación de la función 50BF de la protección SIEMENS 7UT85 del transformador N°4.
- Verificación de la operación de las funciones de sobrecorriente asociadas al devanado de 23 [kV] con la actuación sobre el interruptor de la protección SIEMENS 7UT85 del transformador N°4.

De los hallazgos relevantes detectados durante el proceso de auditoría, se pueden destacar los siguientes:

- En relación con fallas monofásicas a tierra con impedancia de 50 [Ω] en barra y aguas debajo de las cabeceras de los alimentadores E1, E2, E3 y E4, no existe operación del equipo de protección asociado al paño CT2. Lo anterior, compromete la sensibilidad del sistema de protecciones.
- No se recibe un ECAP que defina los ajustes y criterios para los equipos SIEMENS 7UT513 y SIEMENS 7SJ612 relacionados con el paño CT2 y el transformador 2.
- Diferencias entre los ajustes y funciones habilitadas en las protecciones de alimentadores y del transformador 4, respecto de las definiciones del ECAP.

- Falta de sincronización horaria mediante una referencia GPS para las protecciones de los alimentadores, protecciones del transformador 2 y en específico para la protección del paño ET4. Se deben cumplir con lo indicado en el Artículo 3-24 de la NTSyCS 2019.
- Los resultados de las pruebas de inyecciones secundarias evidencian que, para el equipo SIEMENS 7UT85 del transformador 4 no se logró verificar completamente la función 50BF debido a los tiempos de disponibilidad de la protección y el transformador 4, pruebas las cuales deben reprogramarse.
- No se realizan pruebas que garanticen la correcta operación de la función 87TN asociada al Transformador N°4.
- Por otra parte, no se evidencian desviaciones para las protecciones del Transformador 2.
- En específico para el transformador T2, se detecta una condición insegura respecto a la activación del relé maestro 86T2, la cual debe ser abordada para así evitar la desconexión indeseada de los alimentadores asociados a la barra de 23 [kV].
- Por último y en relación con los hallazgos relevantes, considerando el Artículo 3-24 de la NTSyCS 2019, se destaca la falta de sincronización horaria de algunos equipos.

Respecto a los hallazgos menores detectados, se destaca:

- La falta de un completo set de planos en versión as built de CA y CC, además de un actualizado DUF asociados a todos los equipos auditados.
- No se reciben datos de eventos, oscilografías y medidas en línea para un completo análisis de los equipos.

Por otra parte, se destaca que los resultados de las pruebas de inyecciones secundarias resultaron satisfactorios en todos los equipos auditados respecto a los ajustes implementados y las desviaciones indicadas por el manual de cada uno de los equipos, excepto por lo ya indicado para las funciones 50BF y 87TN.

Se destaca que no existen Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) que hayan realizado su conexión a los alimentadores de la S/E Mejillones con fecha posterior a la fecha del estudio de ajustes de protección entregado.

En específico al cumplimiento normativo de las protecciones auditadas, se destaca lo siguiente:

- Art. 3-24, literal b), numeral III: los tiempos de operación para despeje de fallas por operación de las protecciones del paño CT2 en la barra de media tensión de 23 [kV] son superiores a 400[ms], lo cual no cumple los tiempos definidos por la normativa técnica.

- Art. 3-24, literal c): El paño transformador N°2 y N°4 están protegidos con un esquema diferencial simple, lo cual cumple con lo estipulado en la normativa técnica. Además, el transformador N°4 cuenta con doble bobinad de desenganche y esquema de protección contra falla de interruptor.
- Art. 3-24, última viñeta: Las protecciones asociadas a los paños ET4 (ABB RER620A), CT2 (SIEMENS 7SJ61) y alimentadores E1, E2, E3 y E4 no están conectadas a un equipo GPS. Ambas situaciones incumplen con lo definido por la normativa técnica.
- Artículo 5-40, literal e): los tiempos de paso entre los equipos de protección asociados al paño general de media tensión ET4 del transformador N°4, y los paños alimentadores E1, E3 y E4, son inferiores a 300[ms], por lo que se compromete la selectividad del sistema de protecciones. De igual manera se evidencia para la coordinación entre las protecciones de los paños ET4 y JT4 ante fallas monofásicas con impedancia de 25 [Ω] y 50 [Ω]. Por otra parte, ante la energización de la barra de media tensión desde el transformador N°2 de la subestación, para fallas bifásicas a tierra y monofásicas a tierra se observan tiempos de paso inferiores a 300 [ms] entre las protecciones de los paños E1, E2, E3 y E4, con respecto de la protección el paño CT2.
- Artículo 6-4: La información provista desde el coordinado para el Coordinador, a través de la base Infotécnica, no cuenta con la información completa relacionada con el ECAP, Print Outs ni DUF vigente para ninguno de los paños auditados.

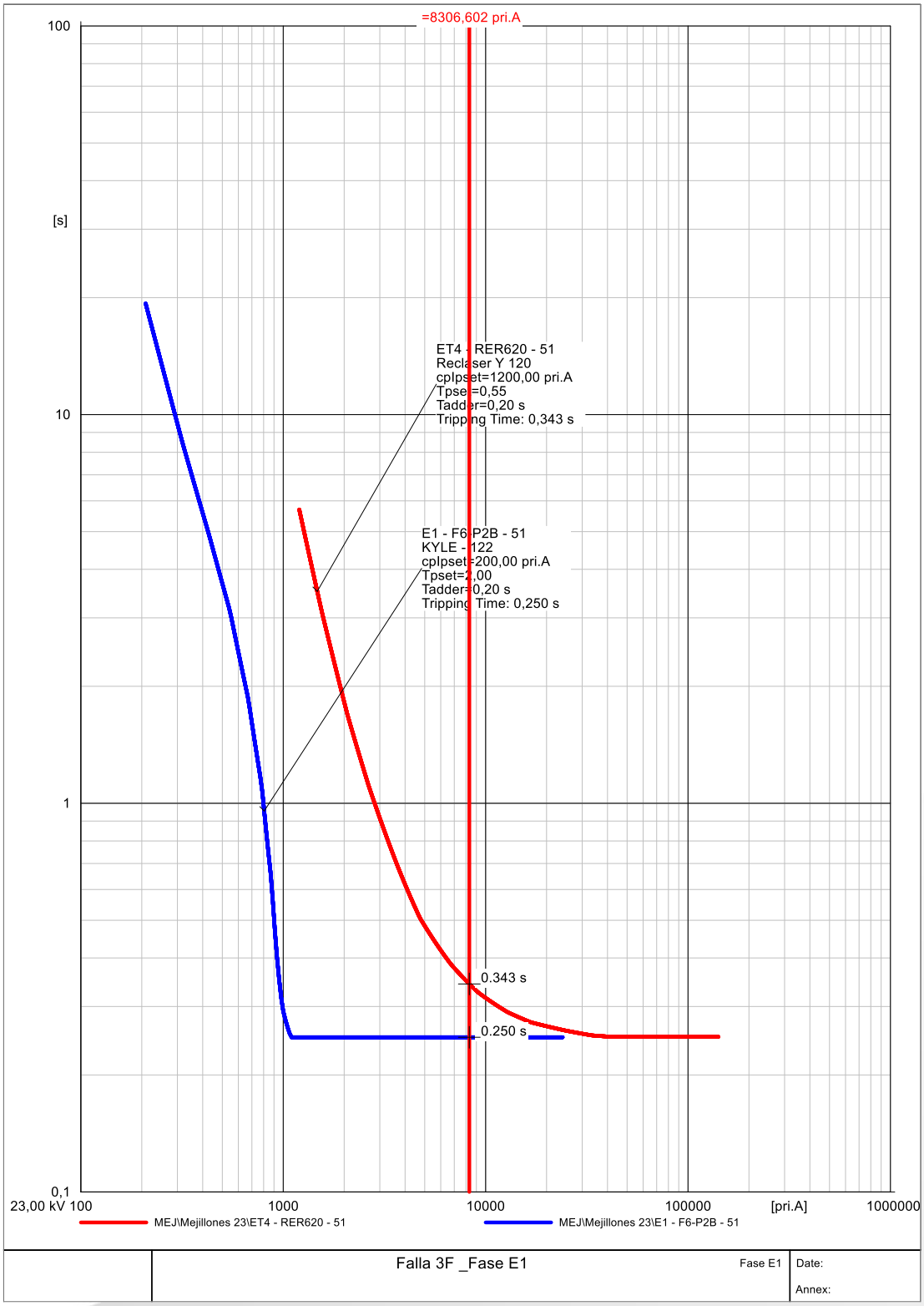
Finalmente, se sugiere que las recomendaciones realizadas en este documento sean extendidas al resto de las instalaciones inspeccionadas en el marco de este proceso de auditoría técnica, y que hayan sido diseñadas y construidas bajo los mismos criterios técnicos y de diseño de S/E Mejillones.

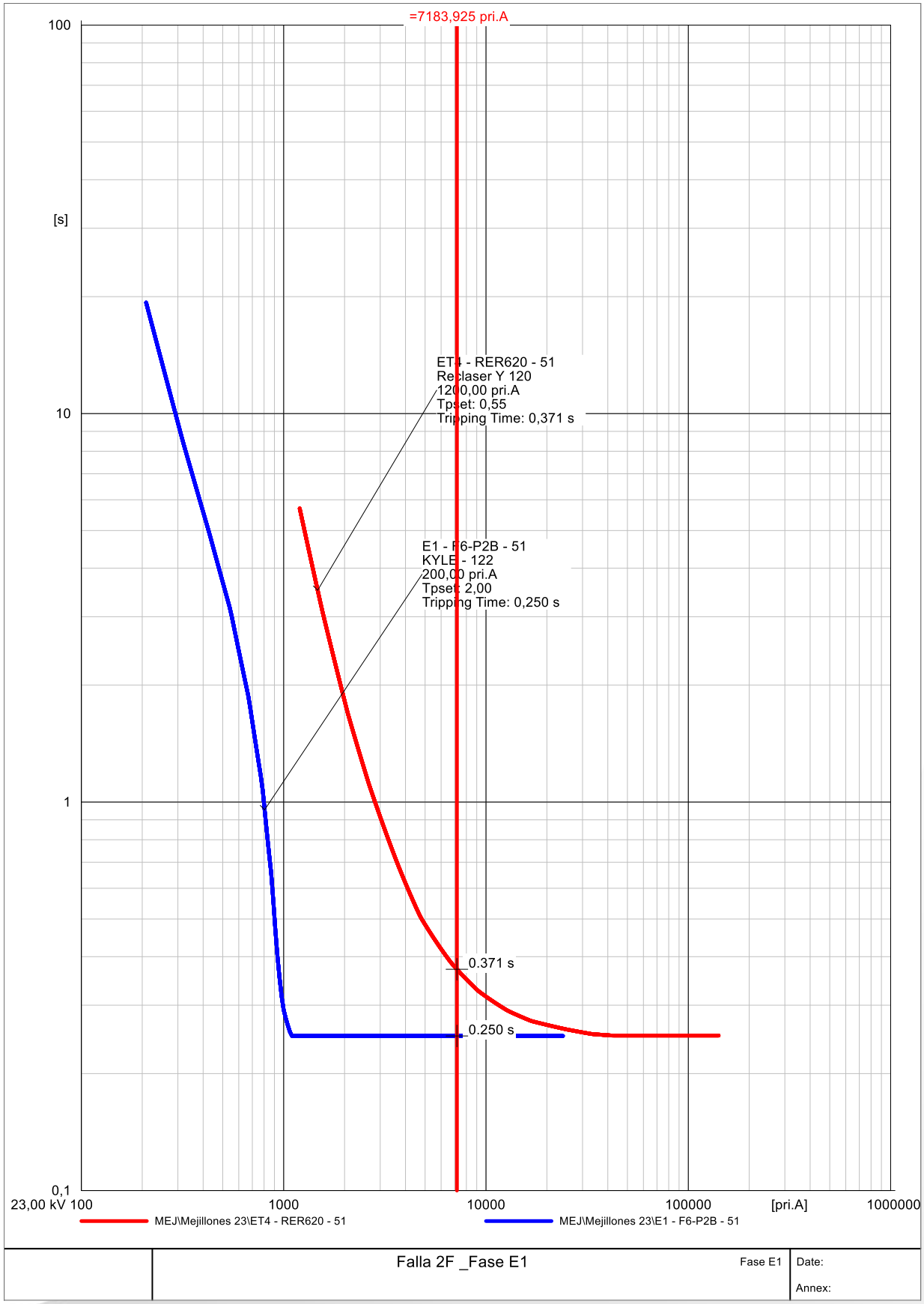
ANEXO I – FIGURAS DE SOBRECORRIENTE

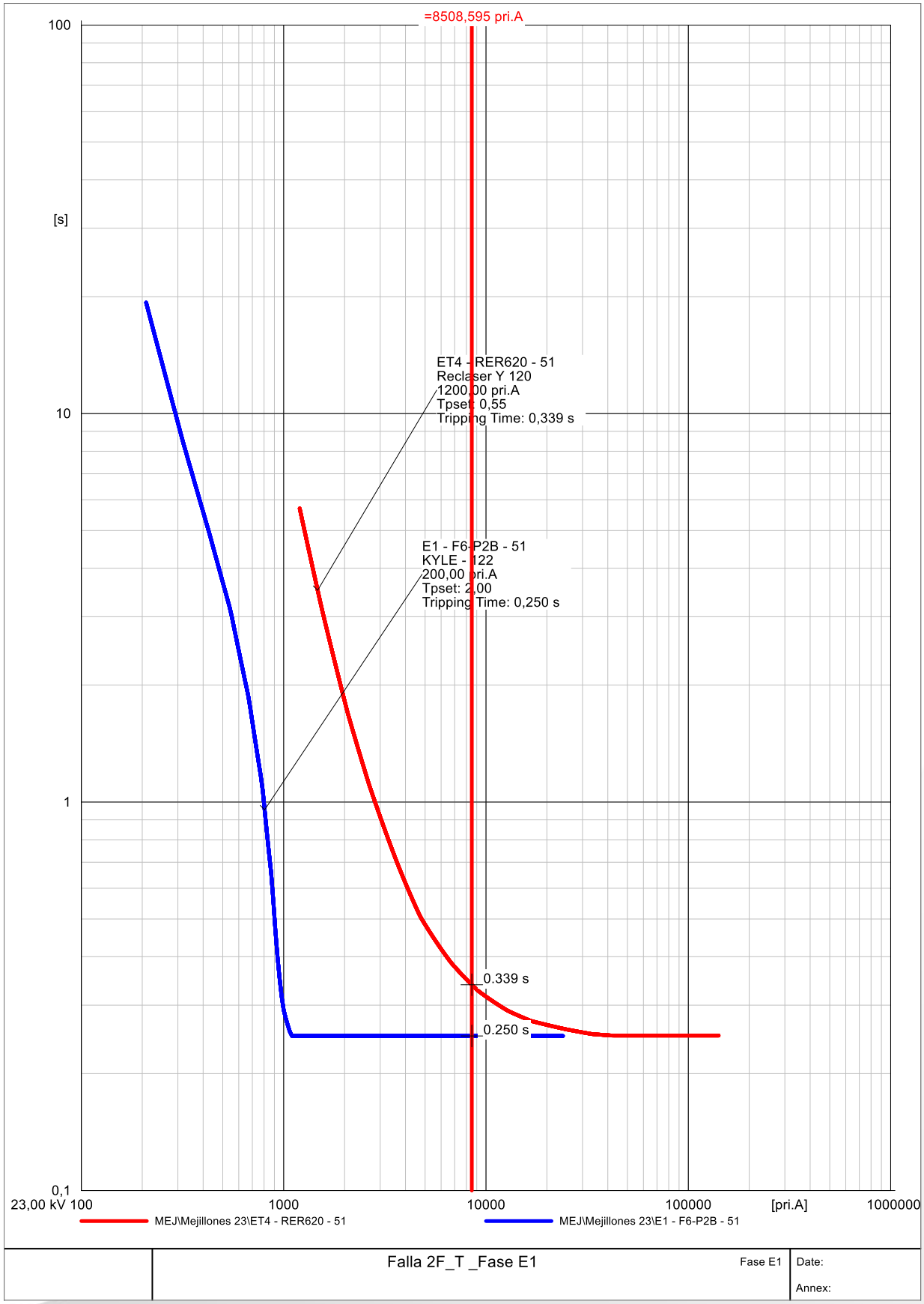
(+56) 9 7877 7951 | Av. Príncipe de Gales 5921 Oficina 1305. La Reina – Santiago | www.ensaut.cl

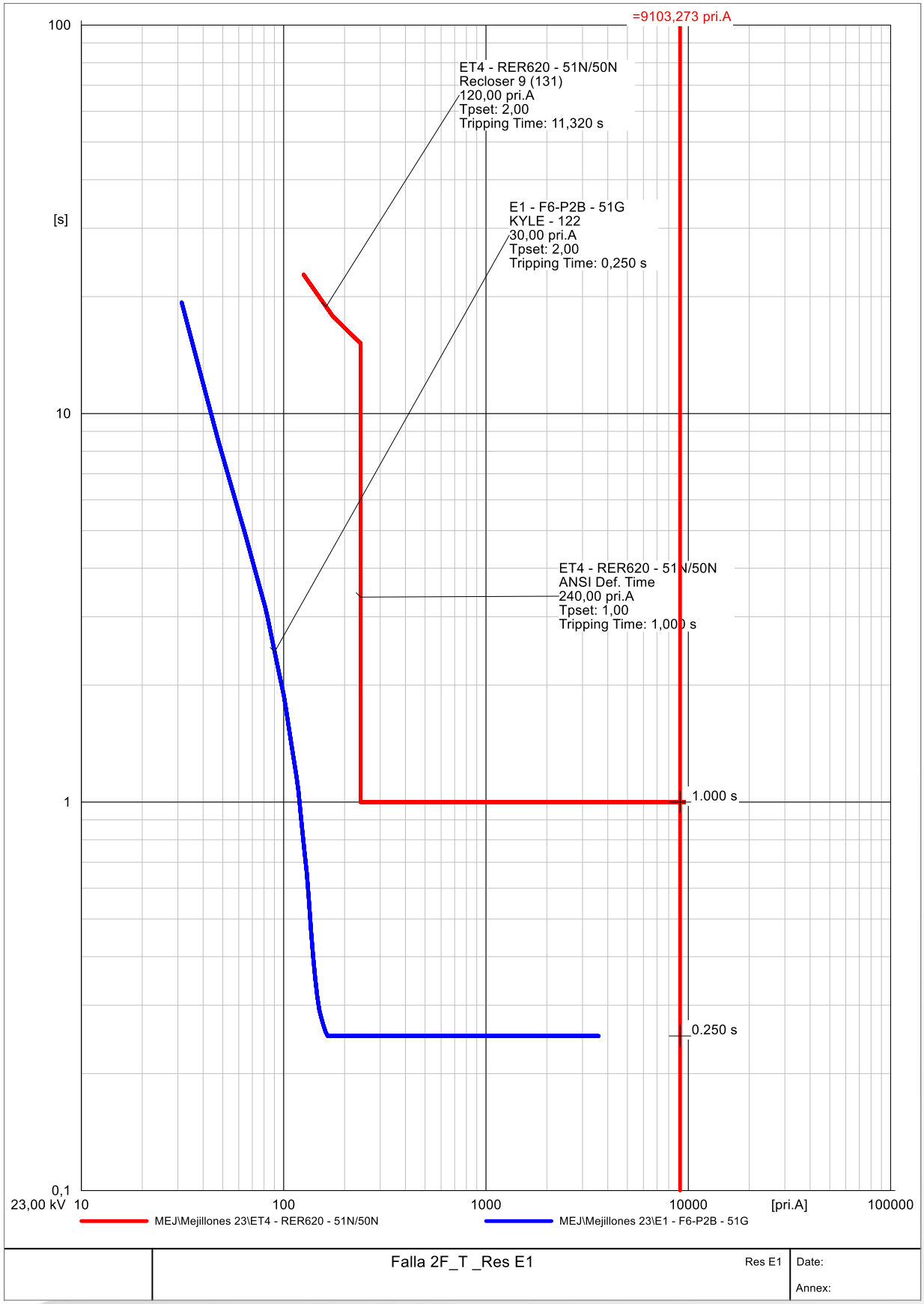
Topología N°1

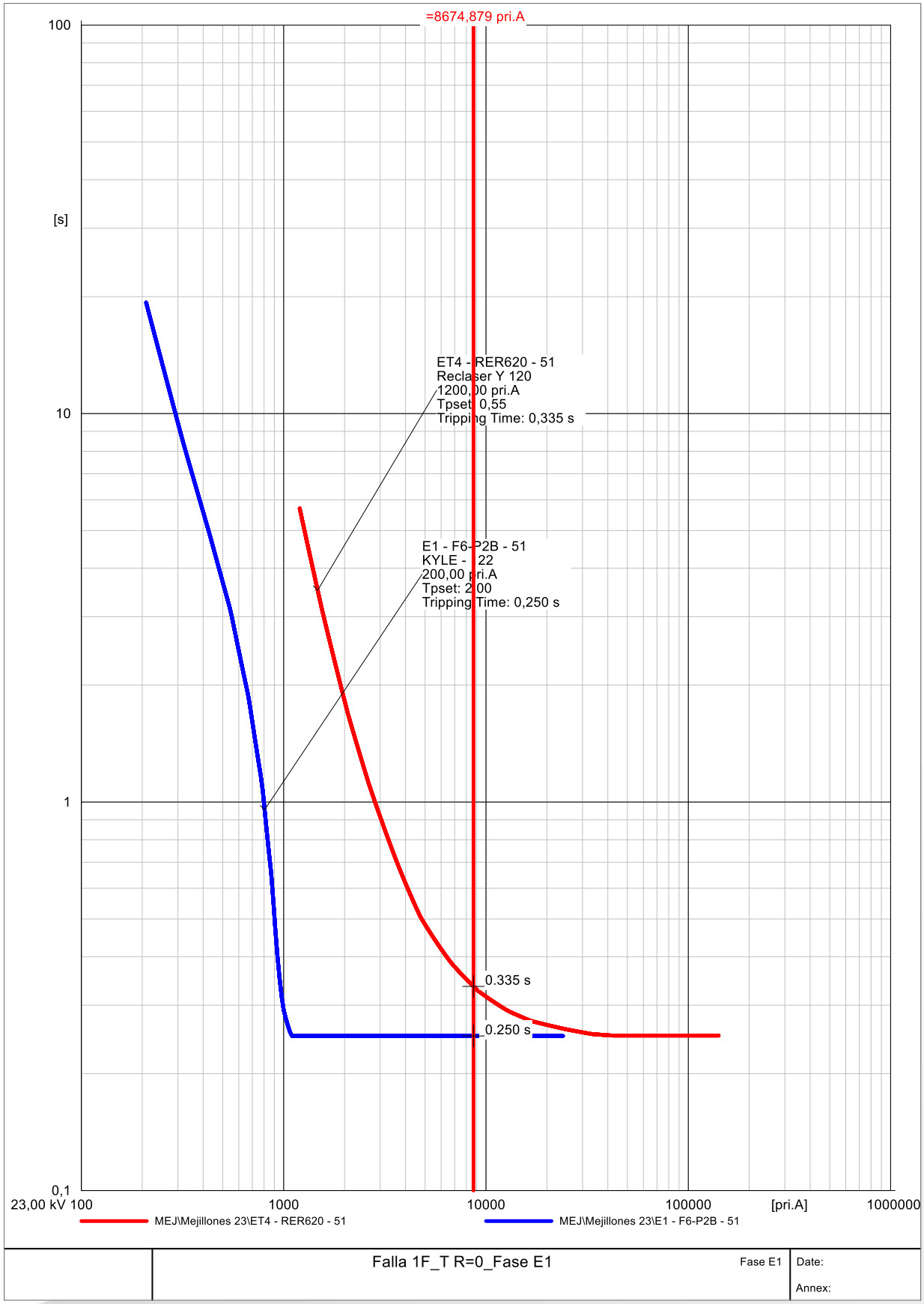
Alimentador E1:

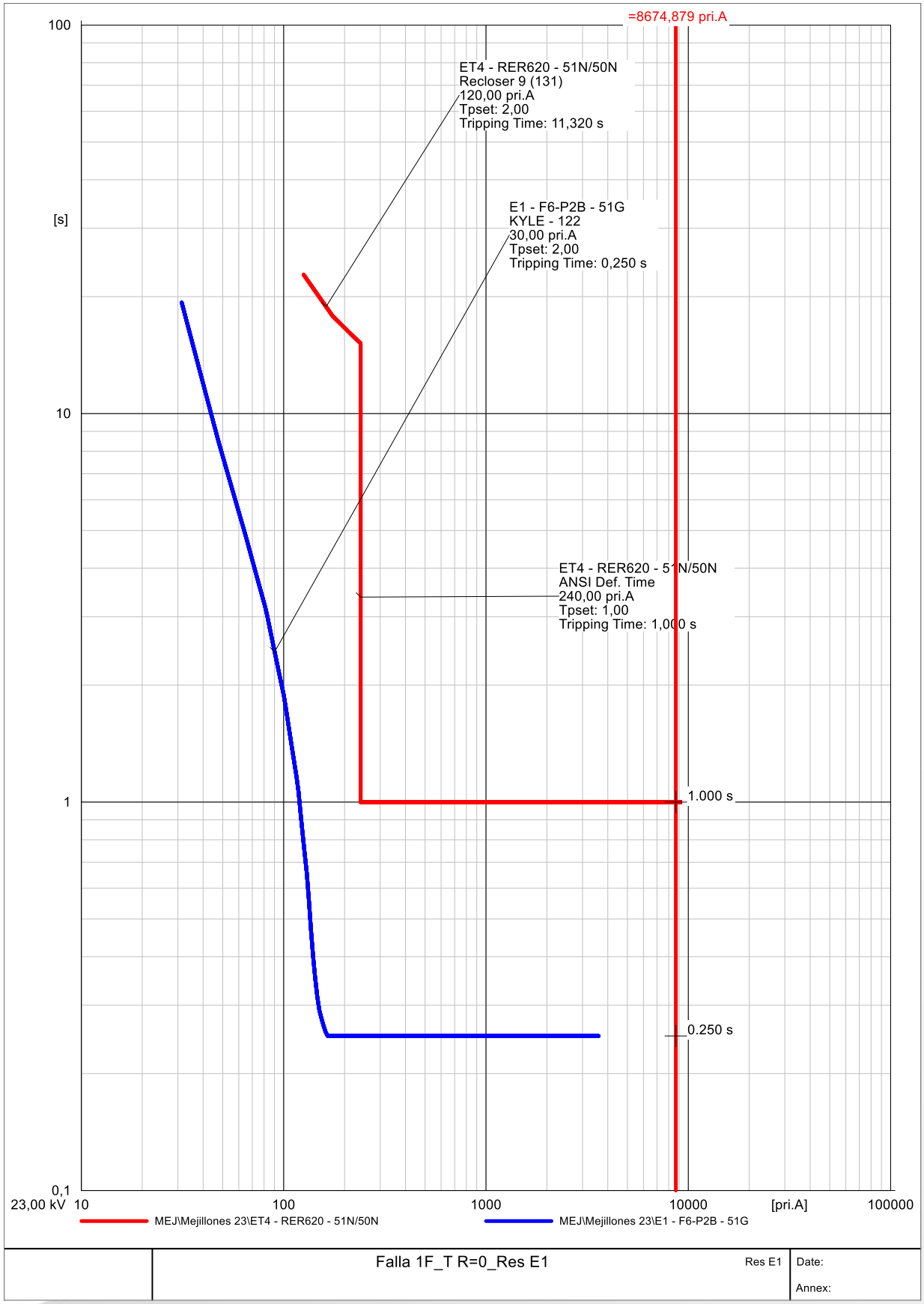


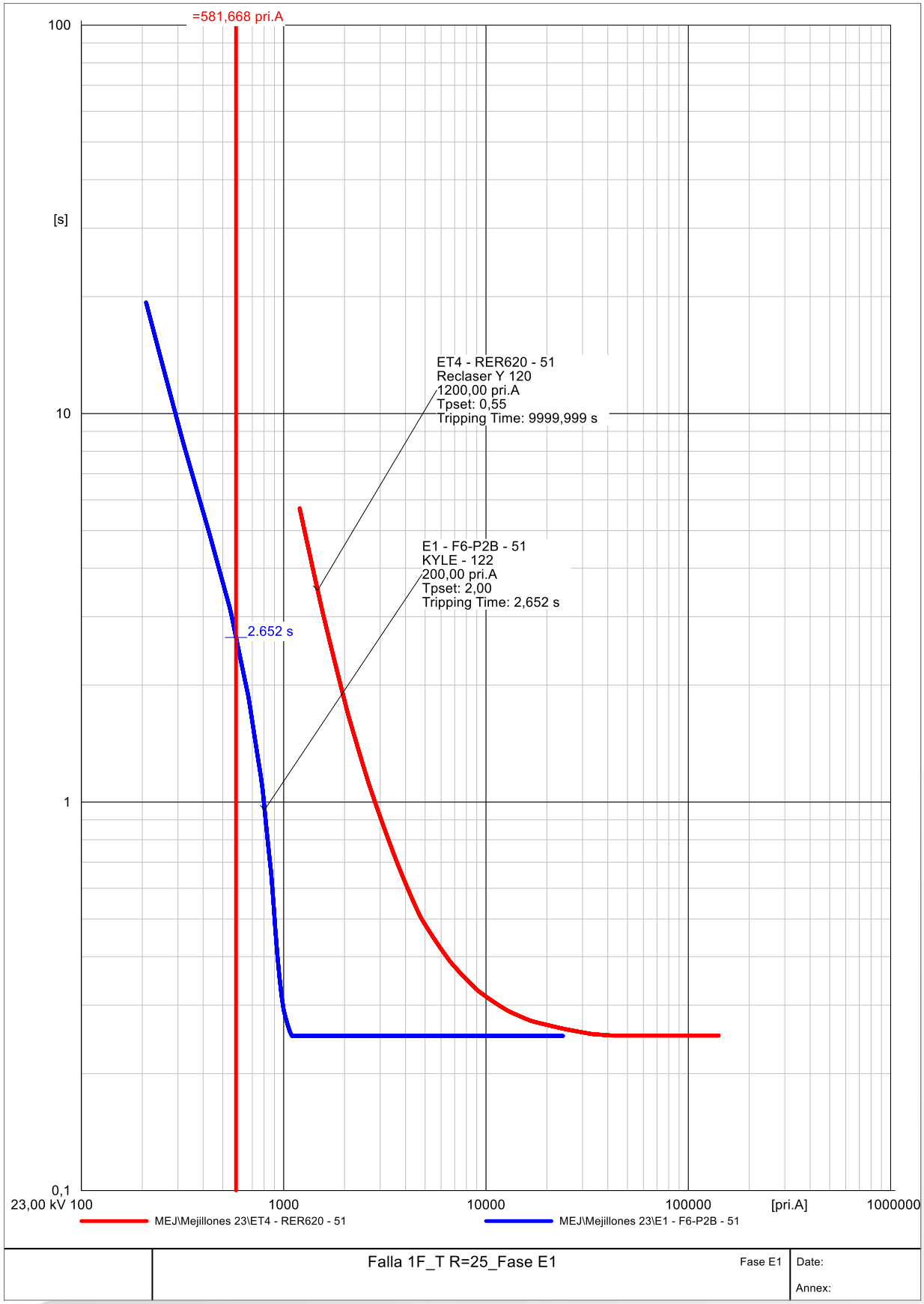

=7183,925 pri.A
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 0,371 s
E1 - F6-P2B - 51
KYLE - 122
200,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,250 s
0.371 s
0.250 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E1 - F6-P2B - 51
Falla 2F _Fase E1
Fase E1
Date:
Annex:

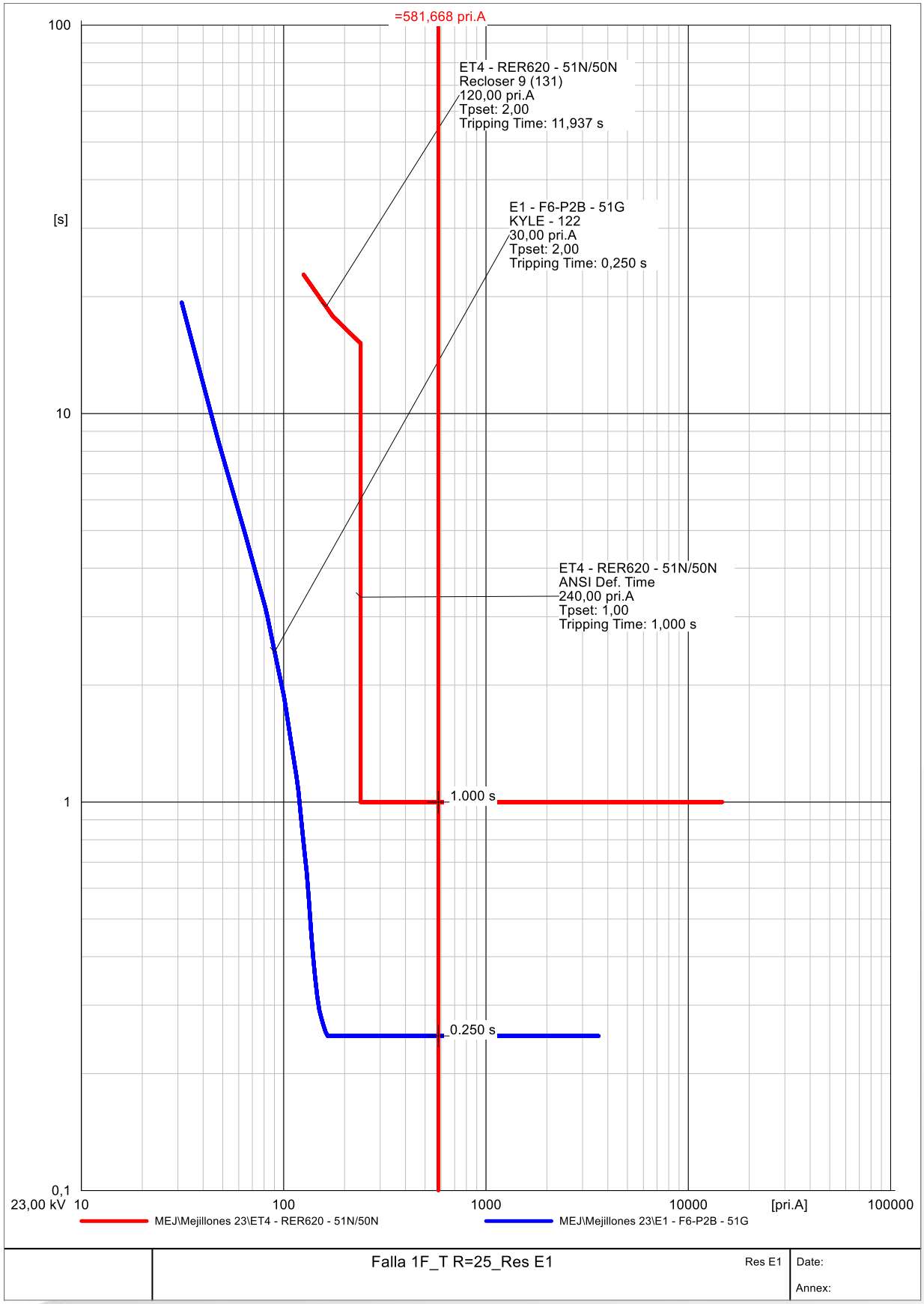

=8508,595 pri.A
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 0,339 s
E1 - F6-P2B - 51
KYLE - 122
200,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,250 s
0.339 s
0.250 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E1 - F6-P2B - 51
Falla 2F_T _Fase E1
Fase E1
Date:
Annex:

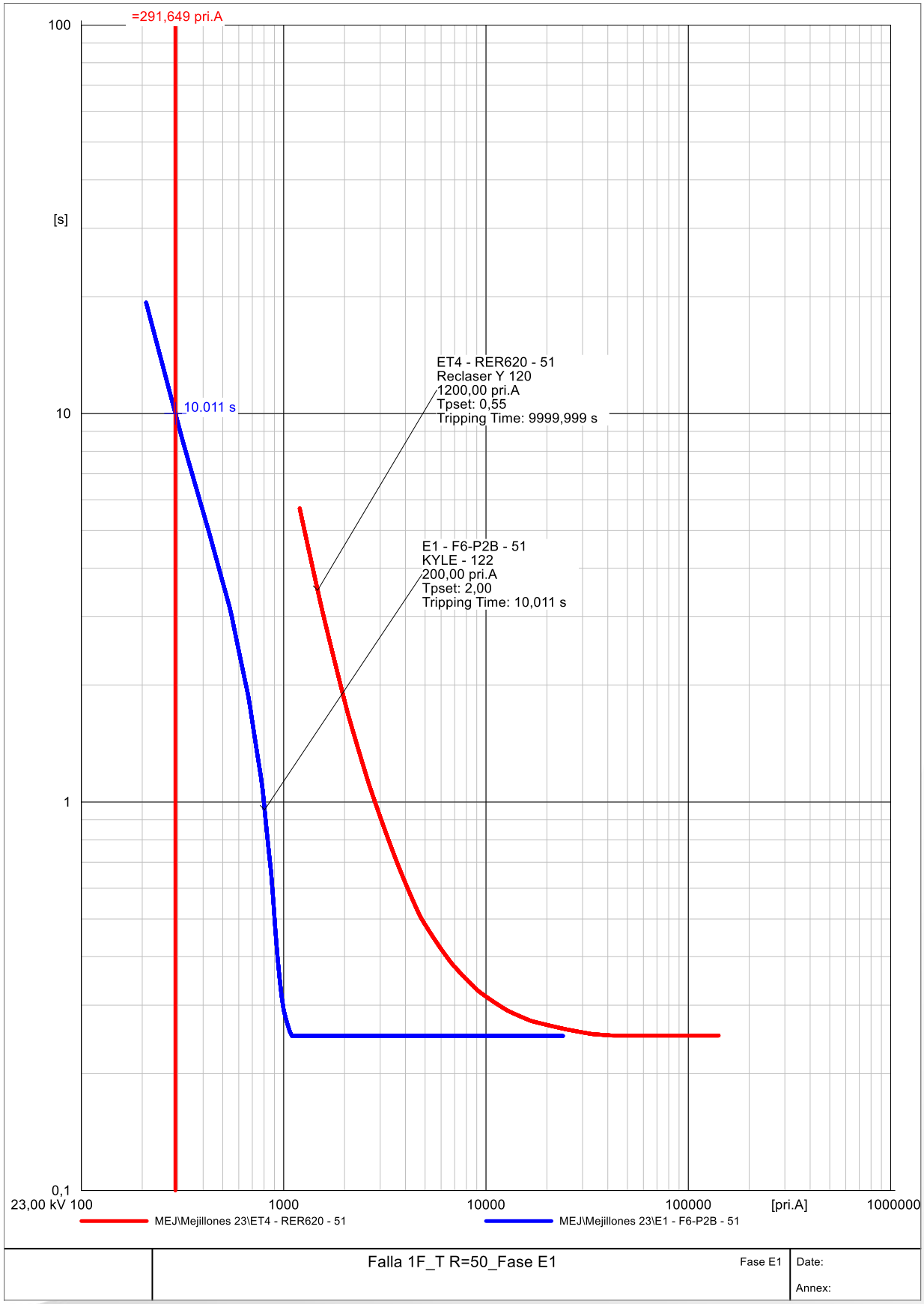

=9103,273 pri.A
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 11,320 s
E1 - F6-P2B - 51G
KYLE - 122
30,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,250 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
0.250 s
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E1 - F6-P2B - 51G
Falla 2F_T _Res E1
Res E1
Date:
Annex:

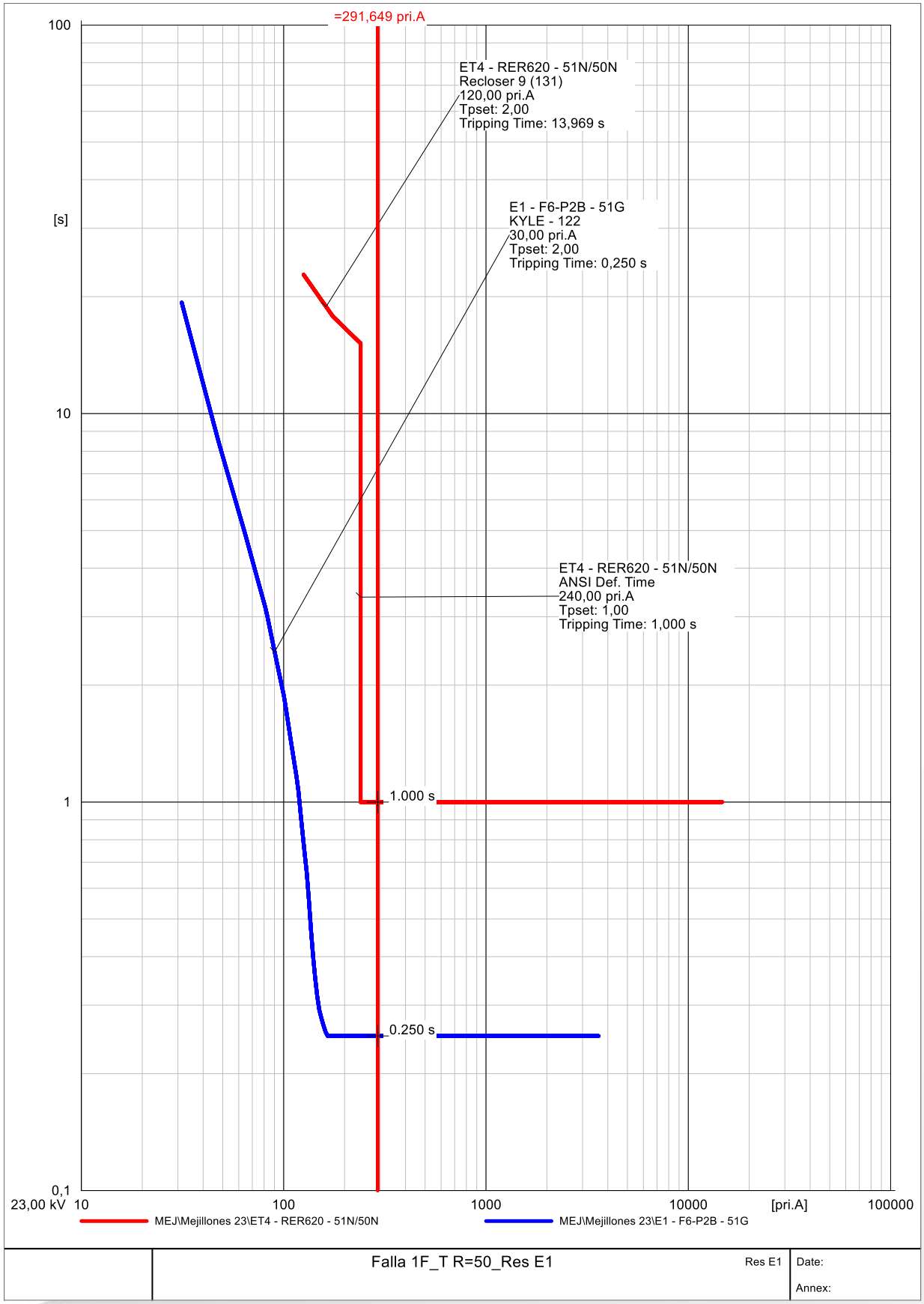

=8674,879 pri.A
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 0,335 s
E1 - F6-P2B - 51
KYLE - 22
200,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,250 s
0.335 s
0.250 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E1 - F6-P2B - 51
Falla 1F_T R=0_Fase E1
Fase E1
Date:
Annex:


=8674,879 pri.A
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 11,320 s
E1 - F6-P2B - 51G
KYLE - 122
30,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,250 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
0.250 s
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E1 - F6-P2B - 51G
Falla 1F_T R=0_Res E1
Res E1
Date:
Annex:

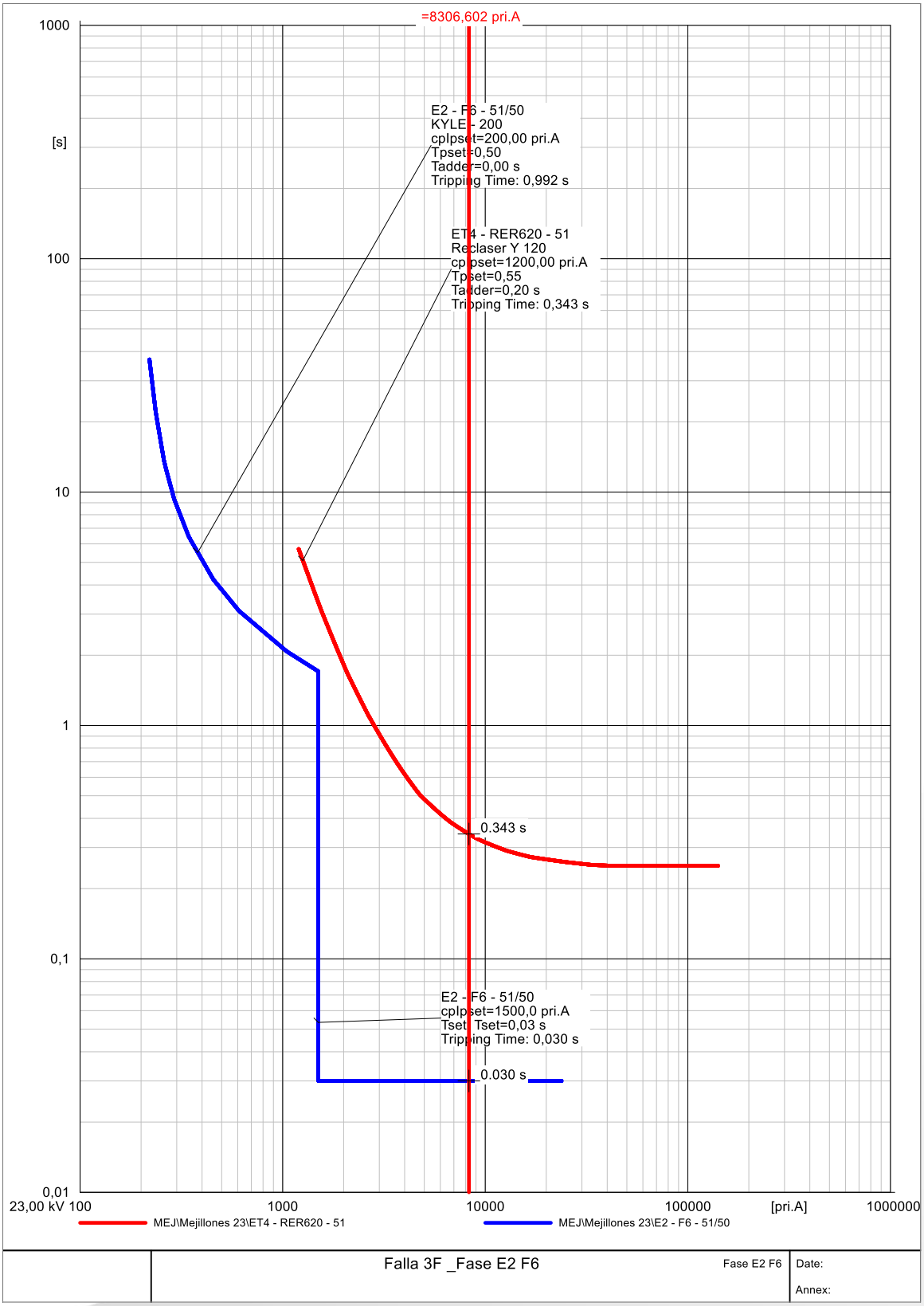

=581,668 pri.A
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 9999,999 s
E1 - F6-P2B - 51
KYLE - 122
200,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 2,652 s
2.652 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E1 - F6-P2B - 51
Falla 1F_T R=25_Fase E1
Fase E1
Date:
Annex:

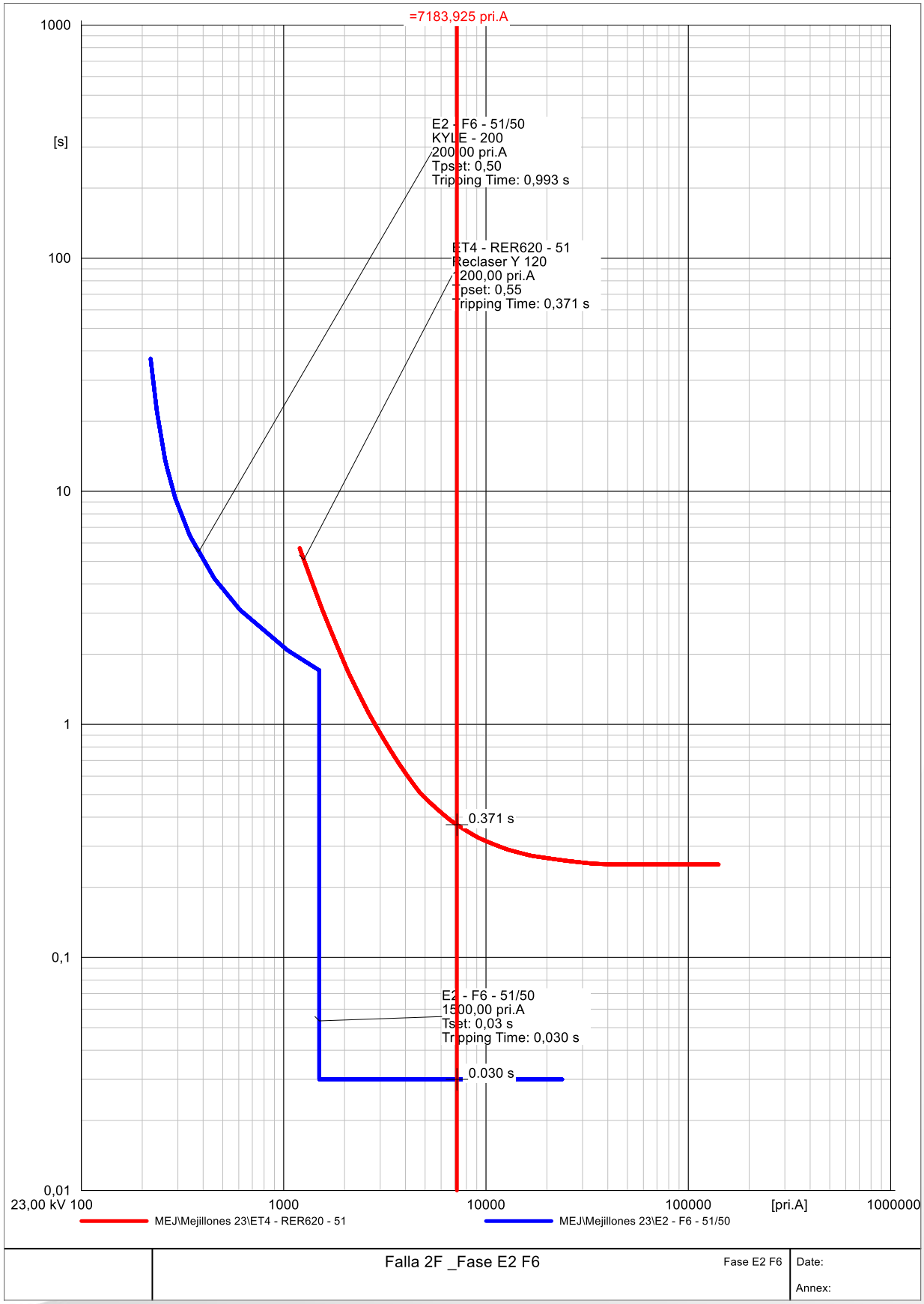

=581,668 pri.A
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 11,937 s
E1 - F6-P2B - 51G
KYLE - 122
30,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,250 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
0.250 s
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E1 - F6-P2B - 51G
Falla 1F_T R=25_Res E1
Res E1
Date:
Annex:

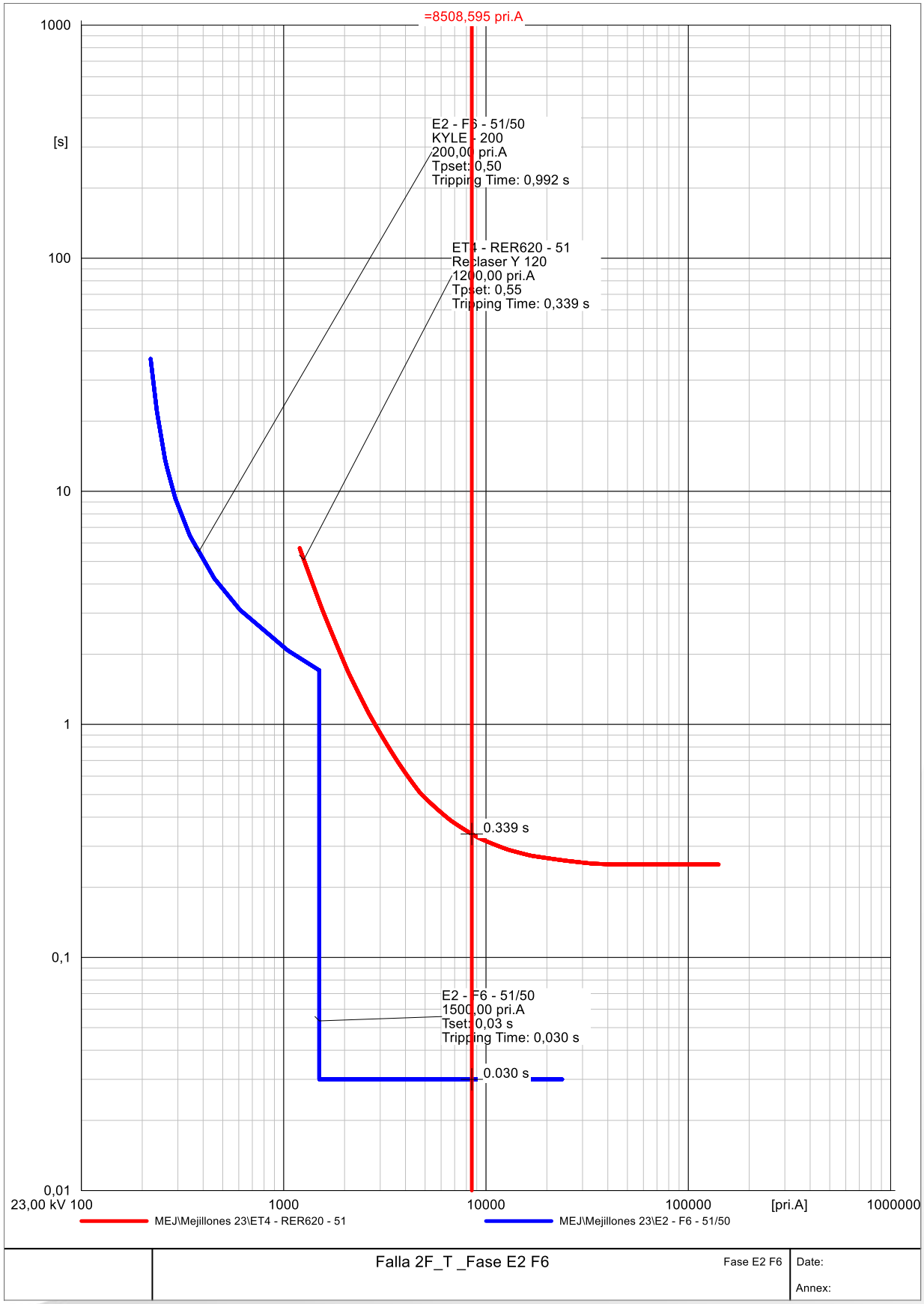

=291,649 pri.A
100
[s]
10
1
0,1
10.011 s
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 9999,999 s
E1 - F6-P2B - 51
KYLE - 122
200,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 10,011 s
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E1 - F6-P2B - 51
Falla 1F_T R=50_Fase E1
Fase E1
Date:
Annex:

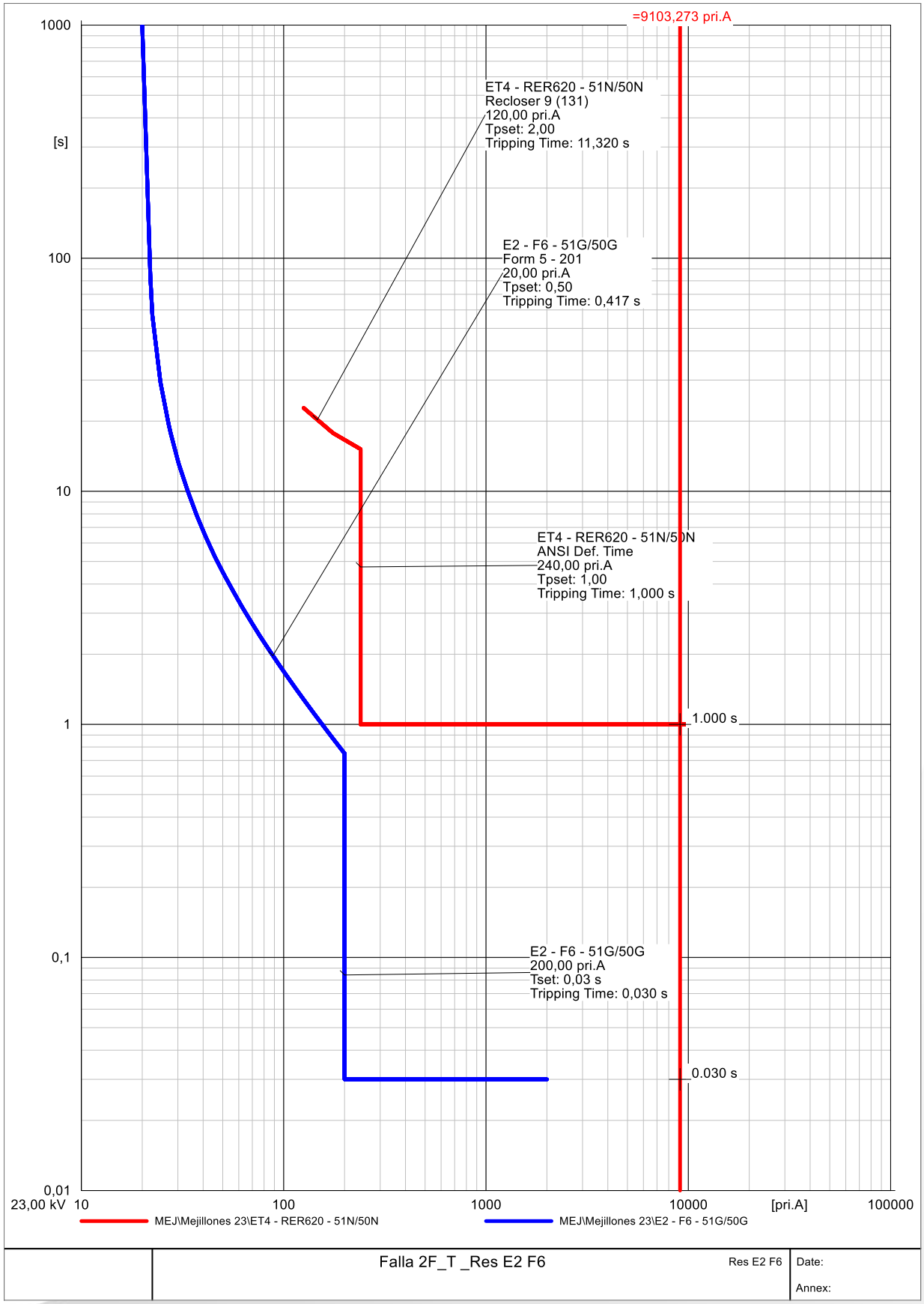

=291,649 pri.A
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 13,969 s
E1 - F6-P2B - 51G
KYLE - 122
30,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,250 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
0.250 s
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E1 - F6-P2B - 51G
Falla 1F_T R=50_Res E1
Res E1
Date:
Annex:

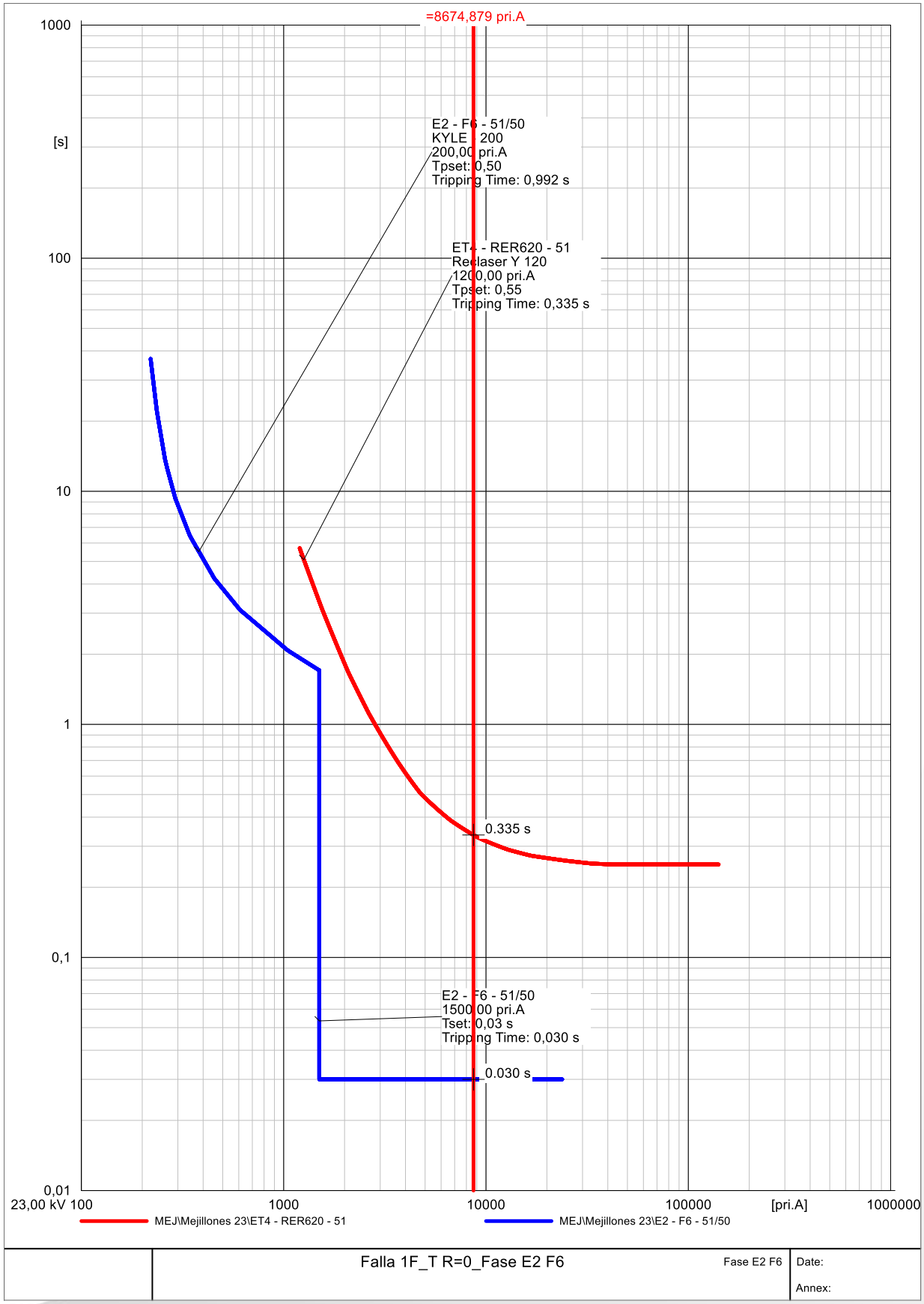
Alimentador E2 – F6:

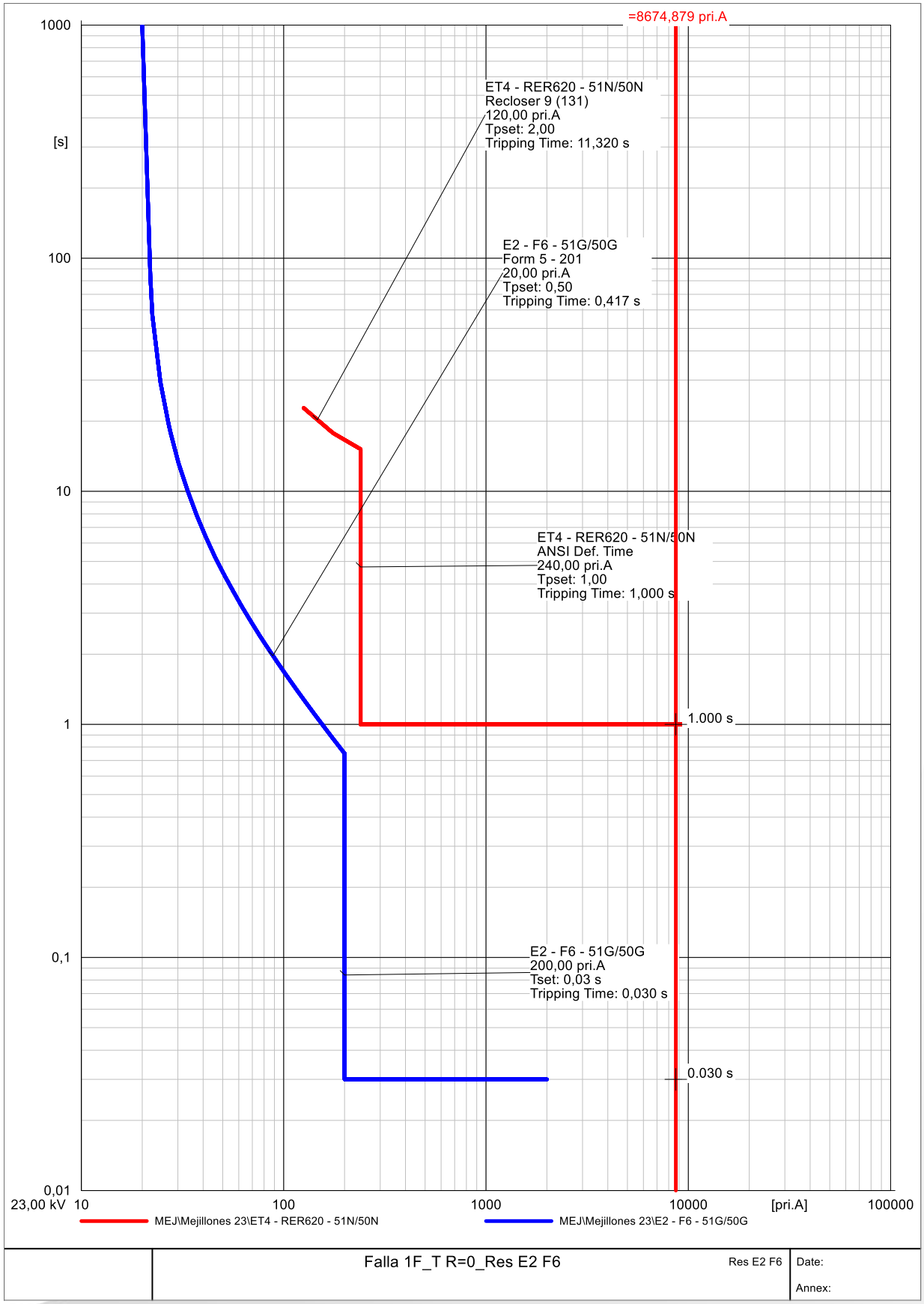


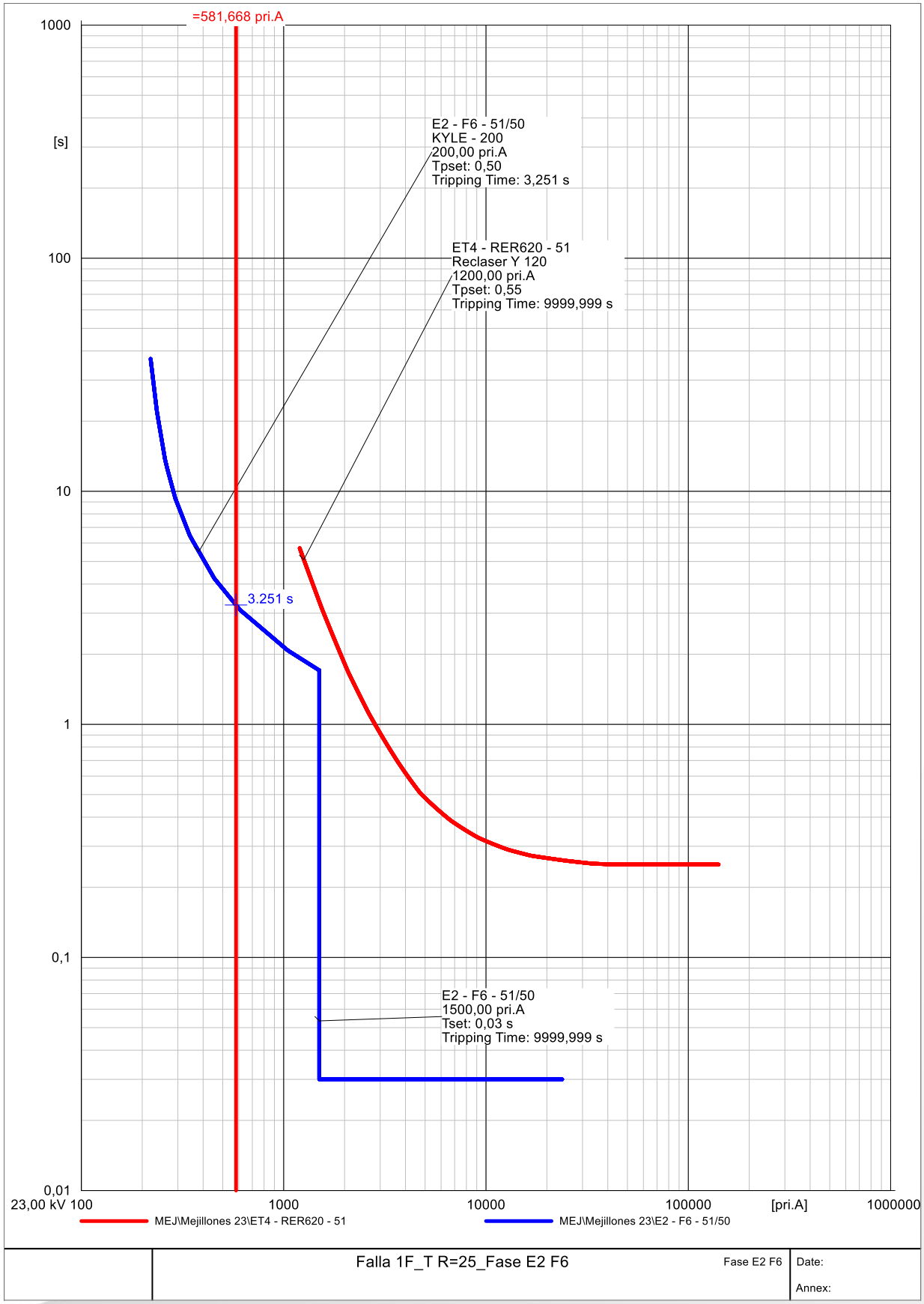

=7183,925 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
E2 - F6 - 51/50
KYLE - 200
200,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,993 s
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 0,371 s
0.371 s
E2 - F6 - 51/50
1500,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,030 s
0.030 s
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E2 - F6 - 51/50
Falla 2F _Fase E2 F6
Fase E2 F6
Date:
Annex:

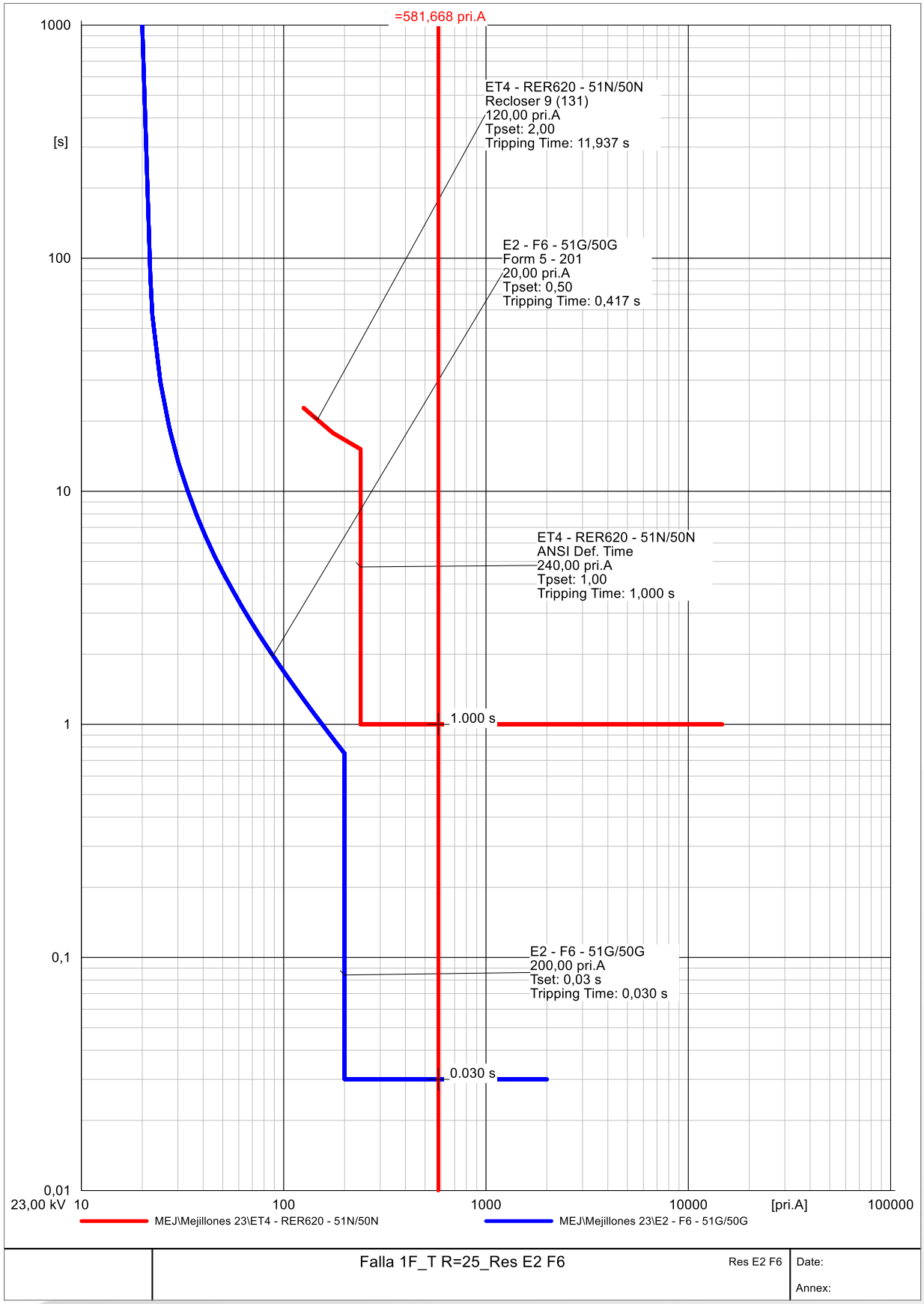

=8508,595 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
E2 - F6 - 51/50
KYLE - 200
200,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,992 s
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 0,339 s
0.339 s
E2 - F6 - 51/50
1500,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,030 s
0.030 s
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E2 - F6 - 51/50
Falla 2F_T _Fase E2 F6
Fase E2 F6
Date:
Annex:

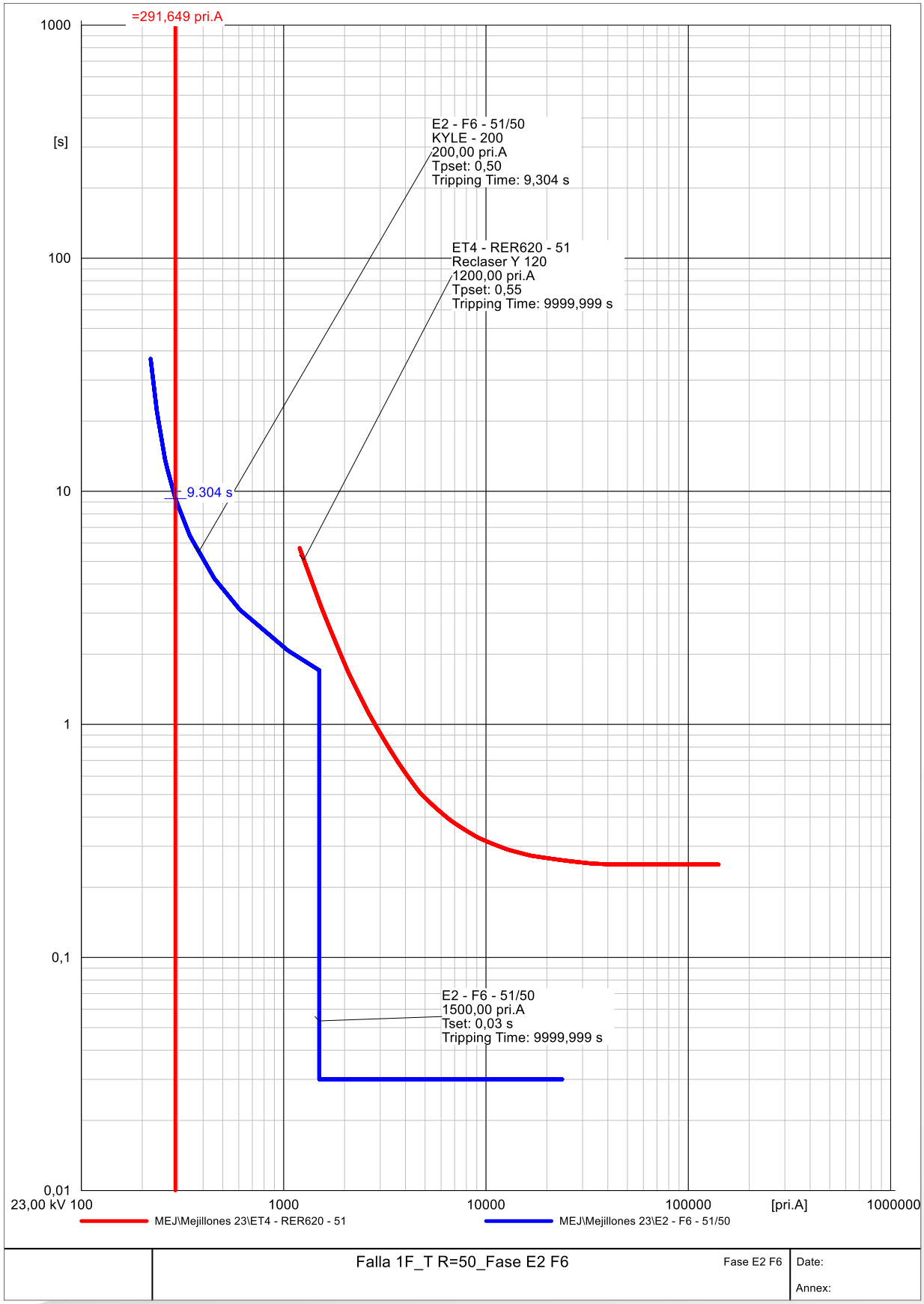

=9103,273 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 11,320 s
E2 - F6 - 51G/50G
Form 5 - 201
20,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,417 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
E2 - F6 - 51G/50G
200,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,030 s
0.030 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E2 - F6 - 51G/50G
Falla 2F_T _Res E2 F6
Res E2 F6
Date:
Annex:

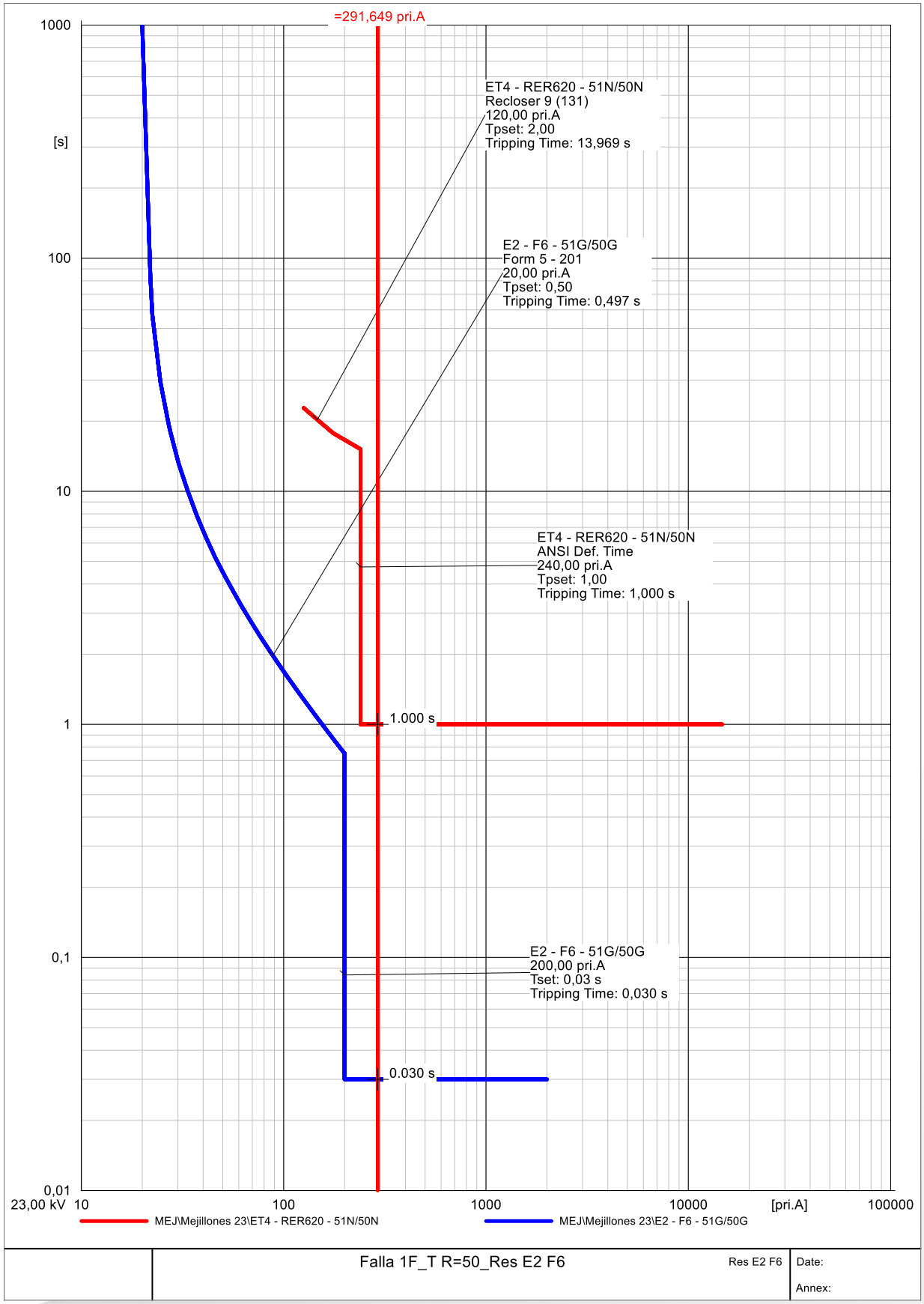

=8674,879 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
E2 - F6 - 51/50
KYLE 200
200,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,992 s
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 0,335 s
0.335 s
E2 - F6 - 51/50
1500,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,030 s
0.030 s
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E2 - F6 - 51/50
Falla 1F_T R=0_Fase E2 F6
Fase E2 F6
Date:
Annex:


=8674,879 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 11,320 s
E2 - F6 - 51G/50G
Form 5 - 201
20,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,417 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
E2 - F6 - 51G/50G
200,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,030 s
0.030 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E2 - F6 - 51G/50G
Falla 1F_T R=0_Res E2 F6
Res E2 F6
Date:
Annex:

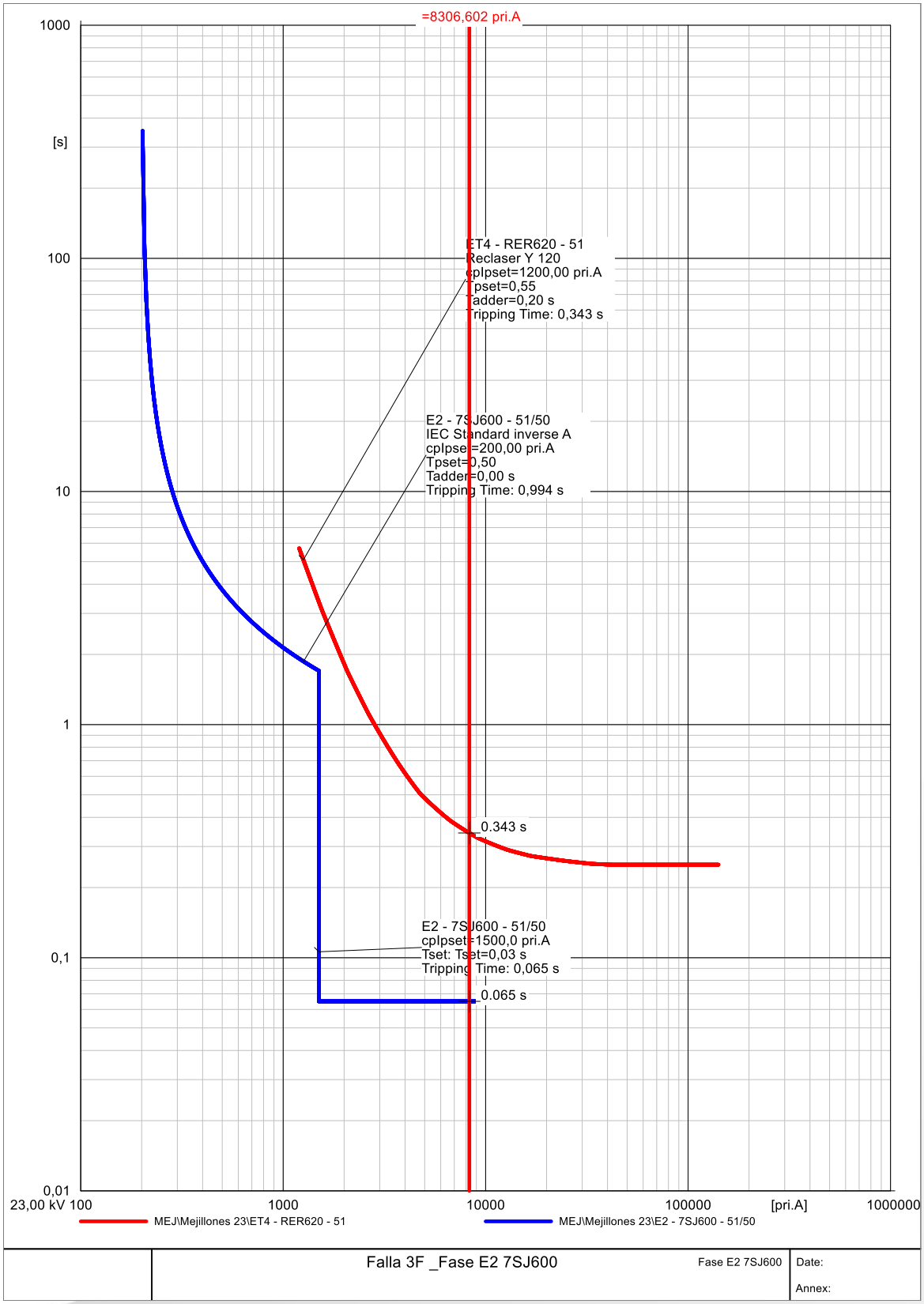

=581,668 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
E2 - F6 - 51/50
KYLE - 200
200,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 3,251 s
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 9999,999 s
3.251 s
E2 - F6 - 51/50
1500,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 9999,999 s
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E2 - F6 - 51/50
Falla 1F_T R=25_Fase E2 F6
Fase E2 F6
Date:
Annex:

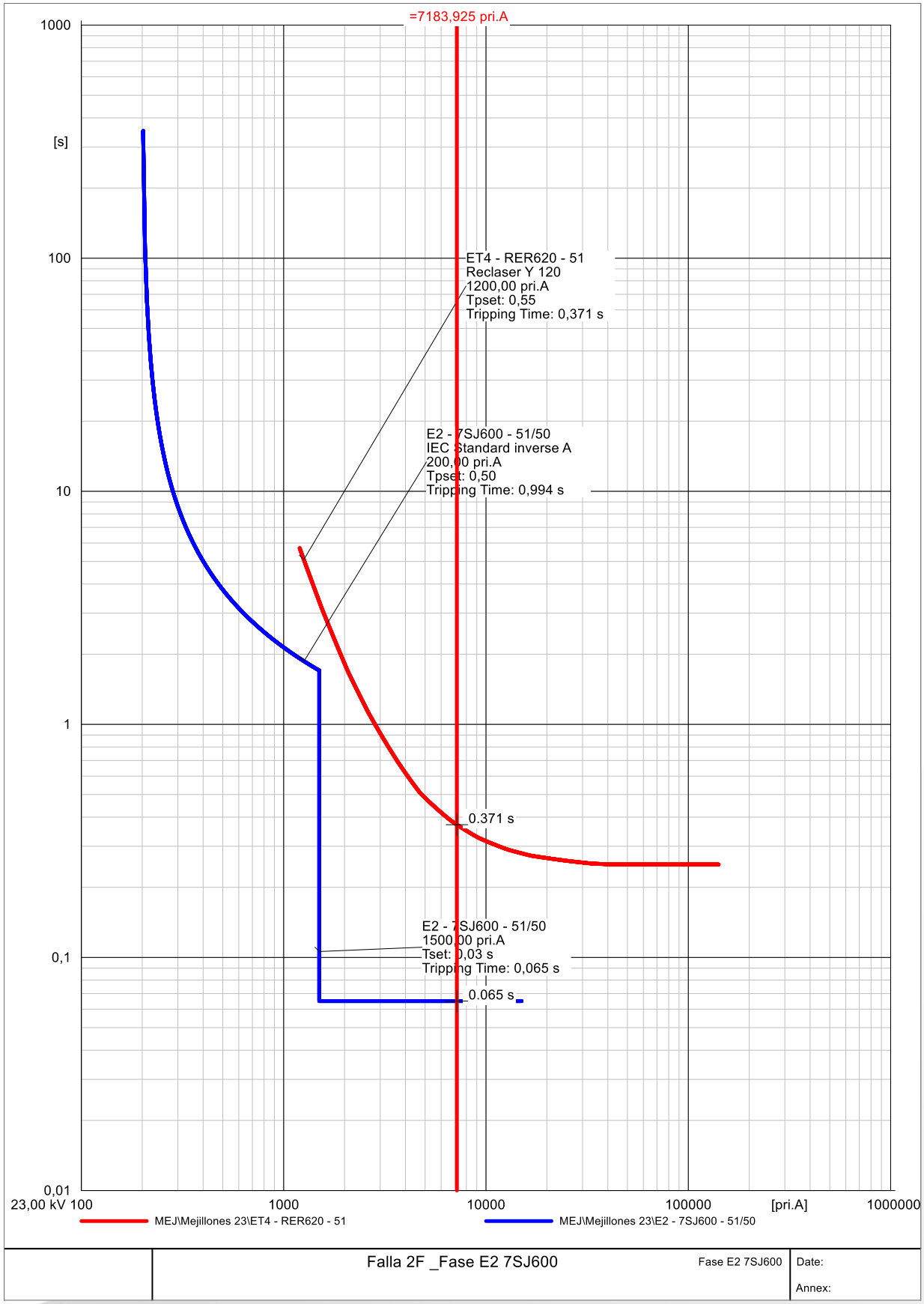

=581,668 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 11,937 s
E2 - F6 - 51G/50G
Form 5 - 201
20,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,417 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
E2 - F6 - 51G/50G
200,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,030 s
0.030 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E2 - F6 - 51G/50G
Falla 1F_T R=25_Res E2 F6
Res E2 F6
Date:
Annex:

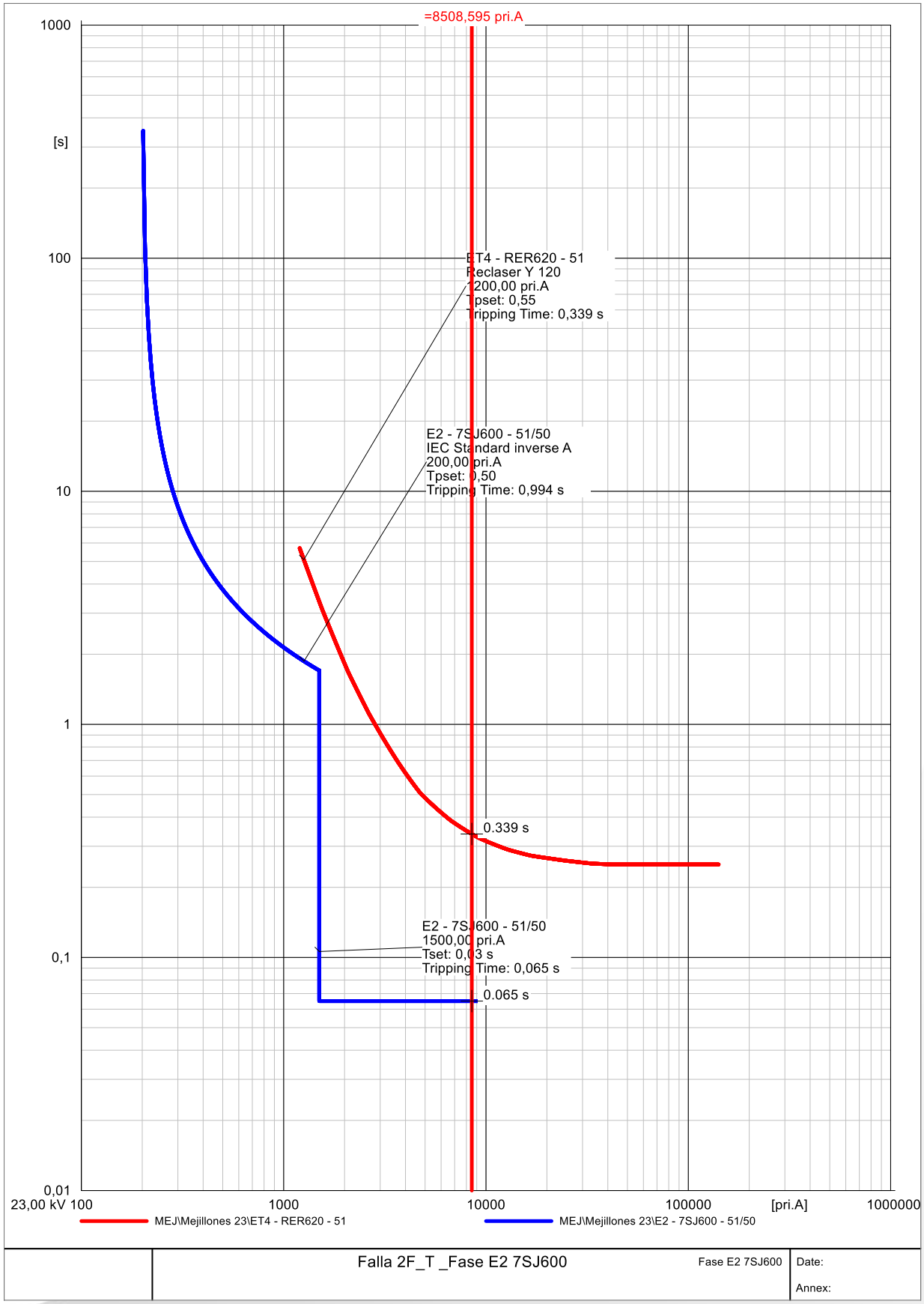

=291,649 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
E2 - F6 - 51/50
KYLE - 200
200,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 9,304 s
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 9999,999 s
9.304 s
E2 - F6 - 51/50
1500,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 9999,999 s
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E2 - F6 - 51/50
Falla 1F_T R=50_Fase E2 F6
Fase E2 F6
Date:
Annex:

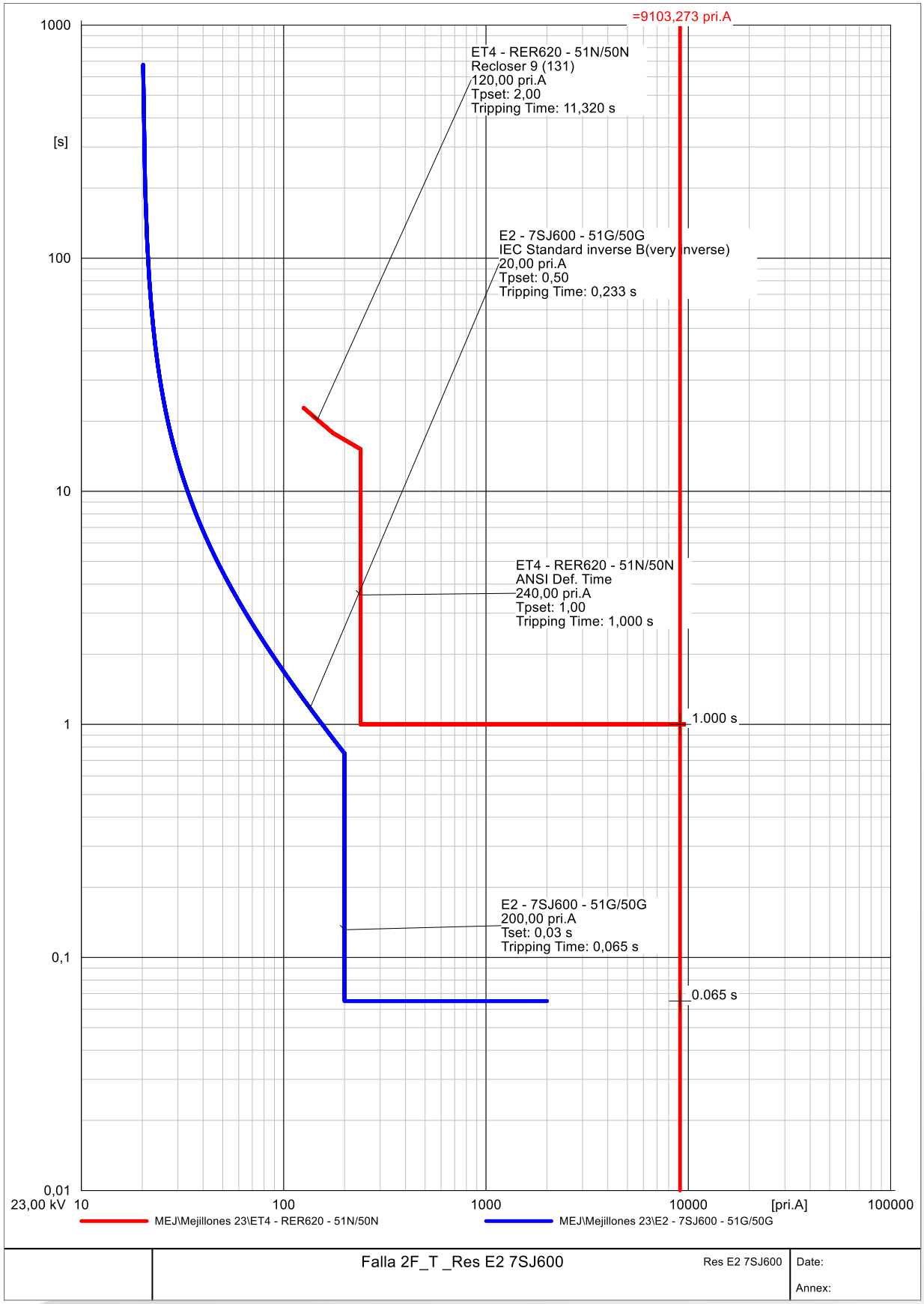

=291,649 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 13,969 s
E2 - F6 - 51G/50G
Form 5 - 201
20,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,497 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
E2 - F6 - 51G/50G
200,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,030 s
0.030 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E2 - F6 - 51G/50G
Falla 1F_T R=50_Res E2 F6
Res E2 F6
Date:
Annex:

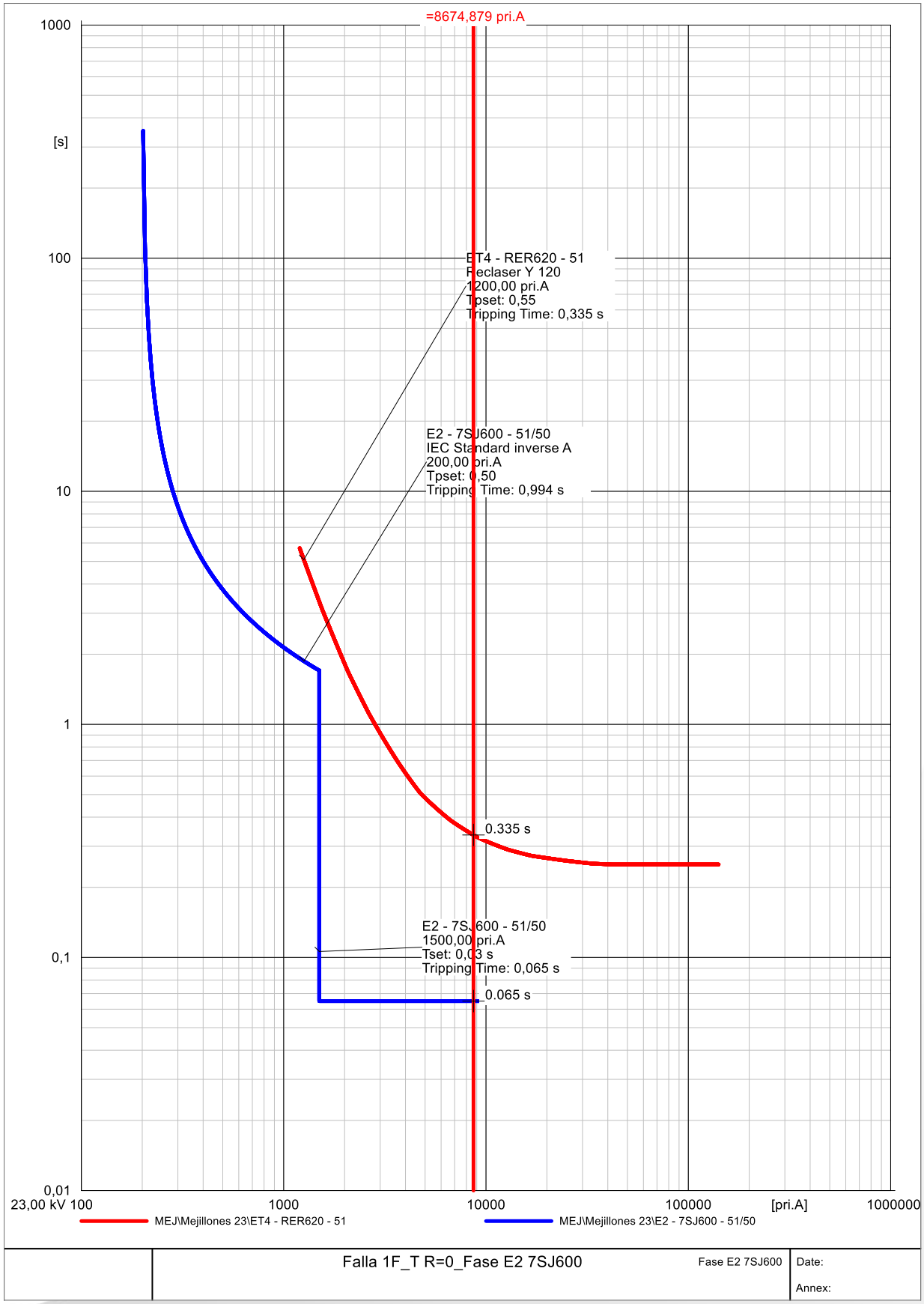
Alimentador E2 – 7SJ600:

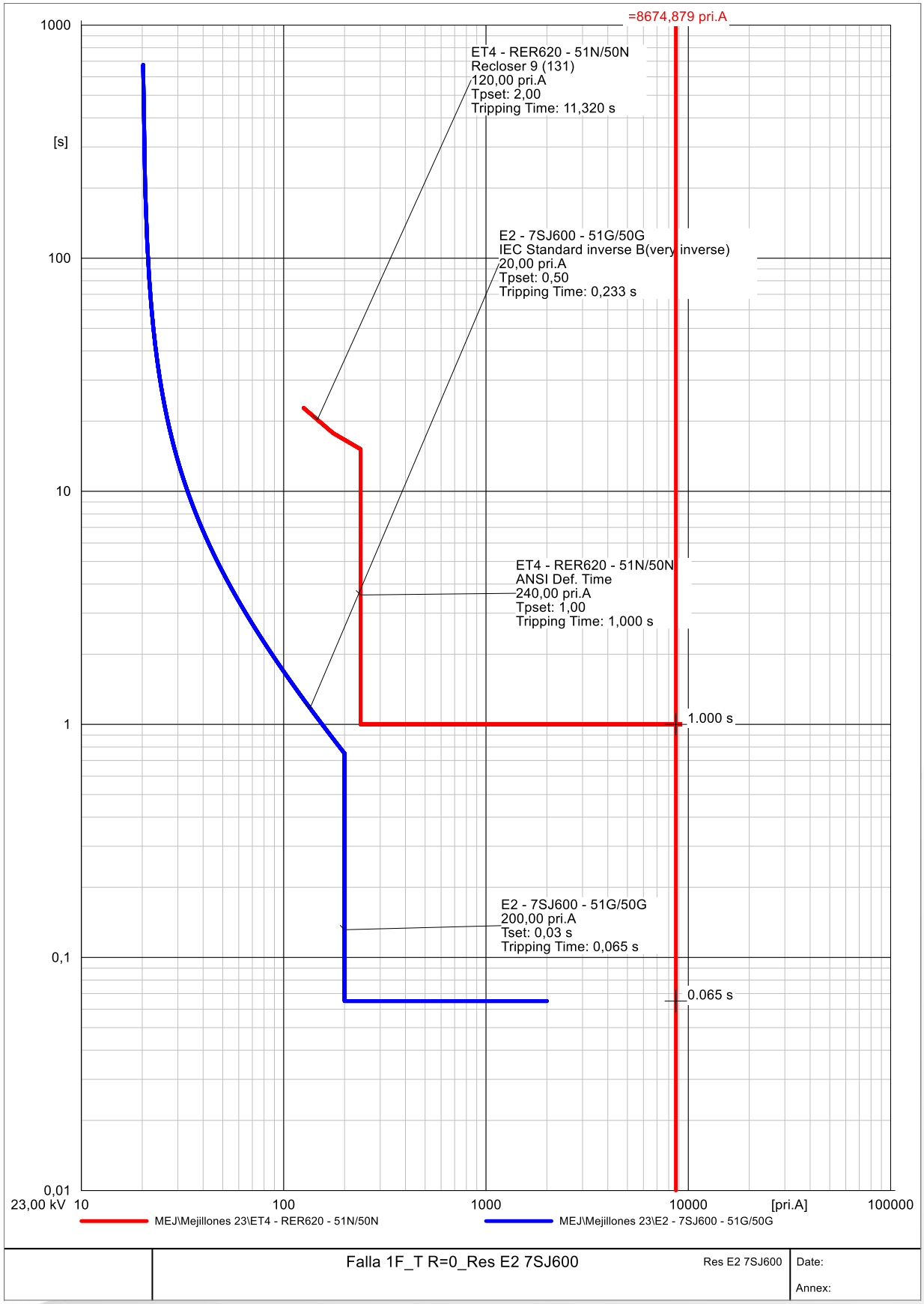


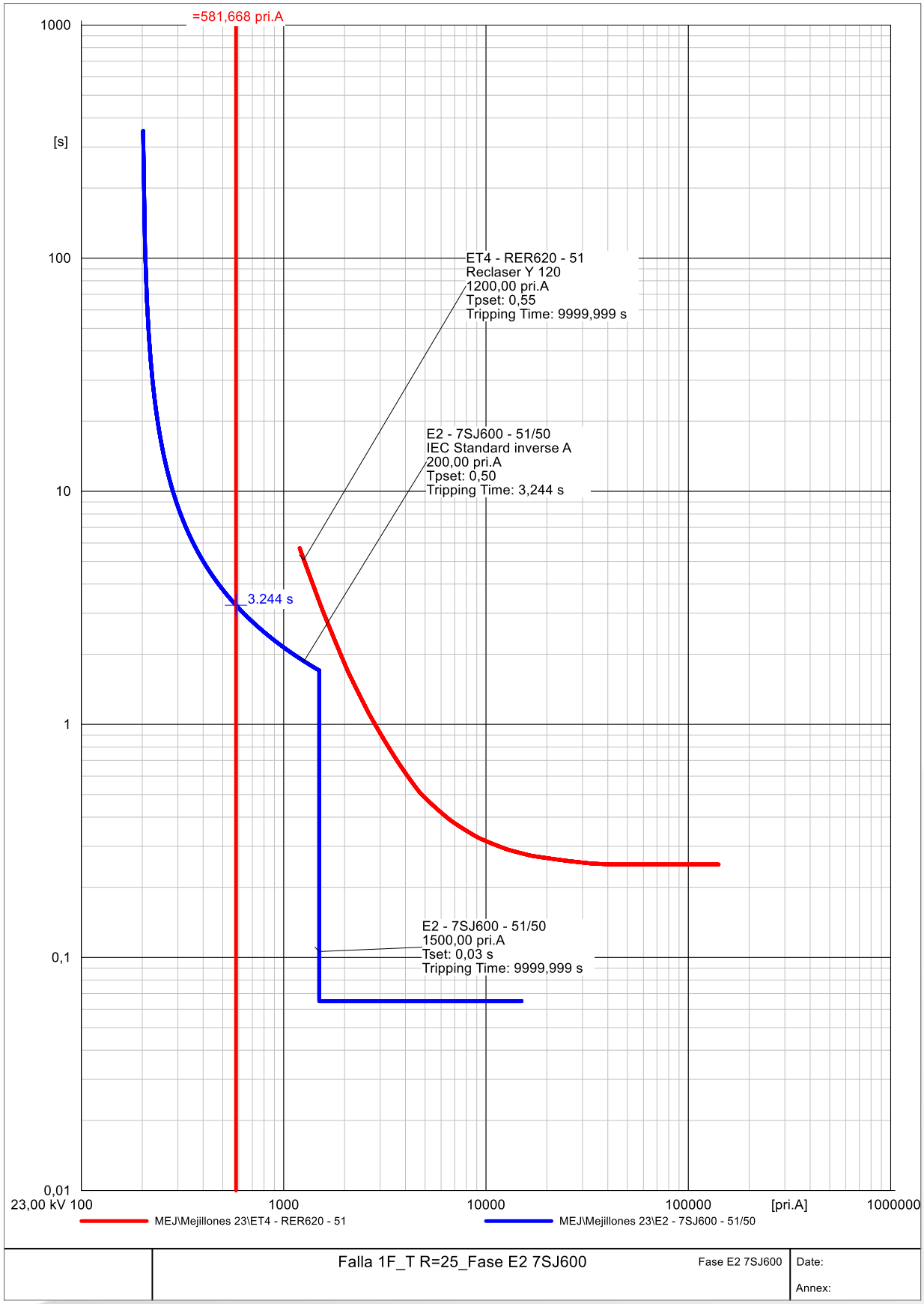

=7183,925 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 0,371 s
E2 - 7SJ600 - 51/50
IEC Standard inverse A
200,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,994 s
0.371 s
E2 - 7SJ600 - 51/50
1500,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,065 s
0.065 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E2 - 7SJ600 - 51/50
Falla 2F _Fase E2 7SJ600
Fase E2 7SJ600
Date:
Annex:

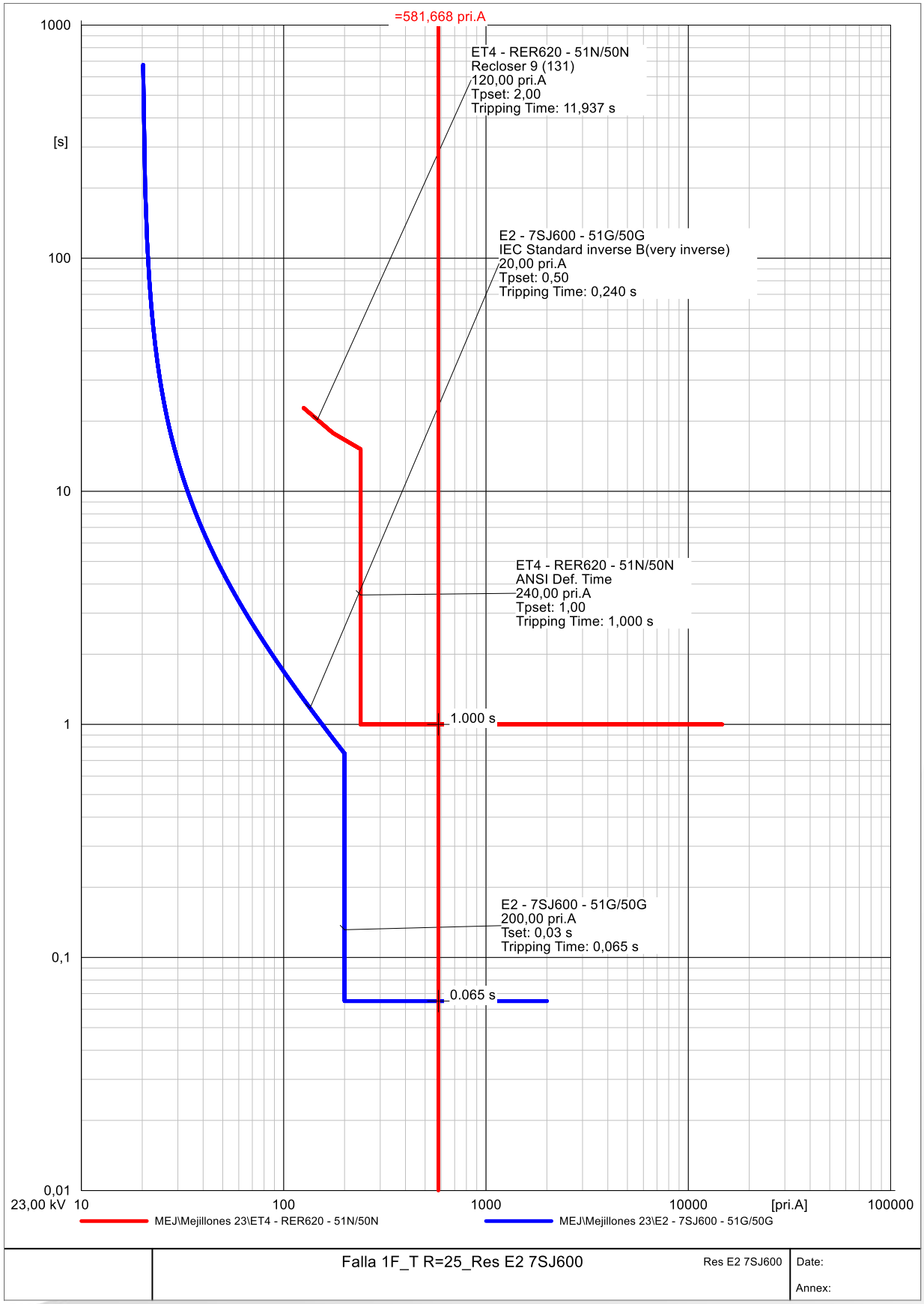

=8508,595 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 0,339 s
E2 - 7SJ600 - 51/50
IEC Standard inverse A
200,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,994 s
0.339 s
E2 - 7SJ600 - 51/50
1500,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,065 s
0.065 s
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E2 - 7SJ600 - 51/50
Falla 2F_T _Fase E2 7SJ600
Fase E2 7SJ600
Date:
Annex:

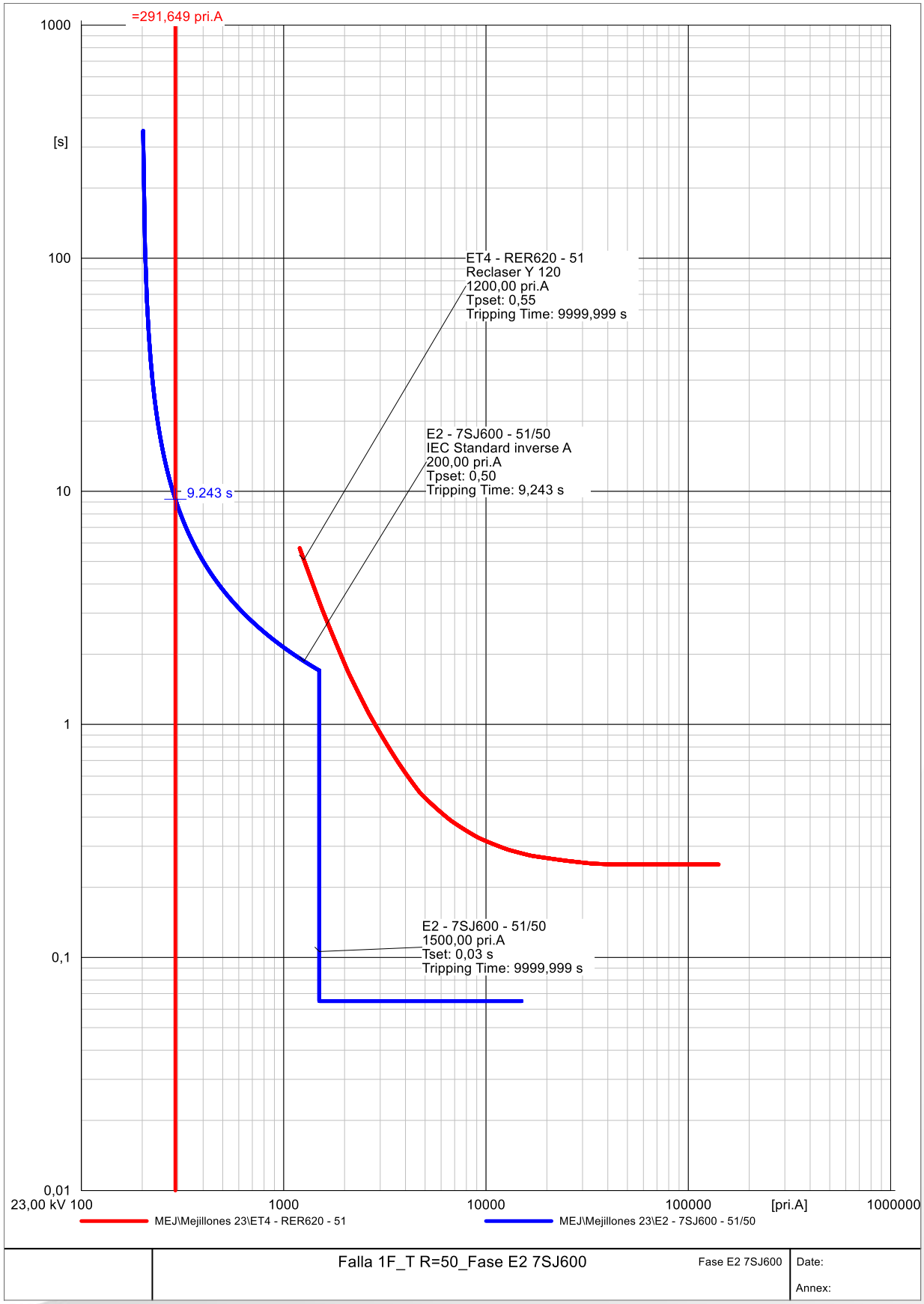

=9103,273 pri.A
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 11,320 s
E2 - 7SJ600 - 51G/50G
IEC Standard inverse B(very inverse)
20,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,233 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
E2 - 7SJ600 - 51G/50G
200,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,065 s
0.065 s
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E2 - 7SJ600 - 51G/50G
Falla 2F_T _Res E2 7SJ600
Res E2 7SJ600
Date:
Annex:

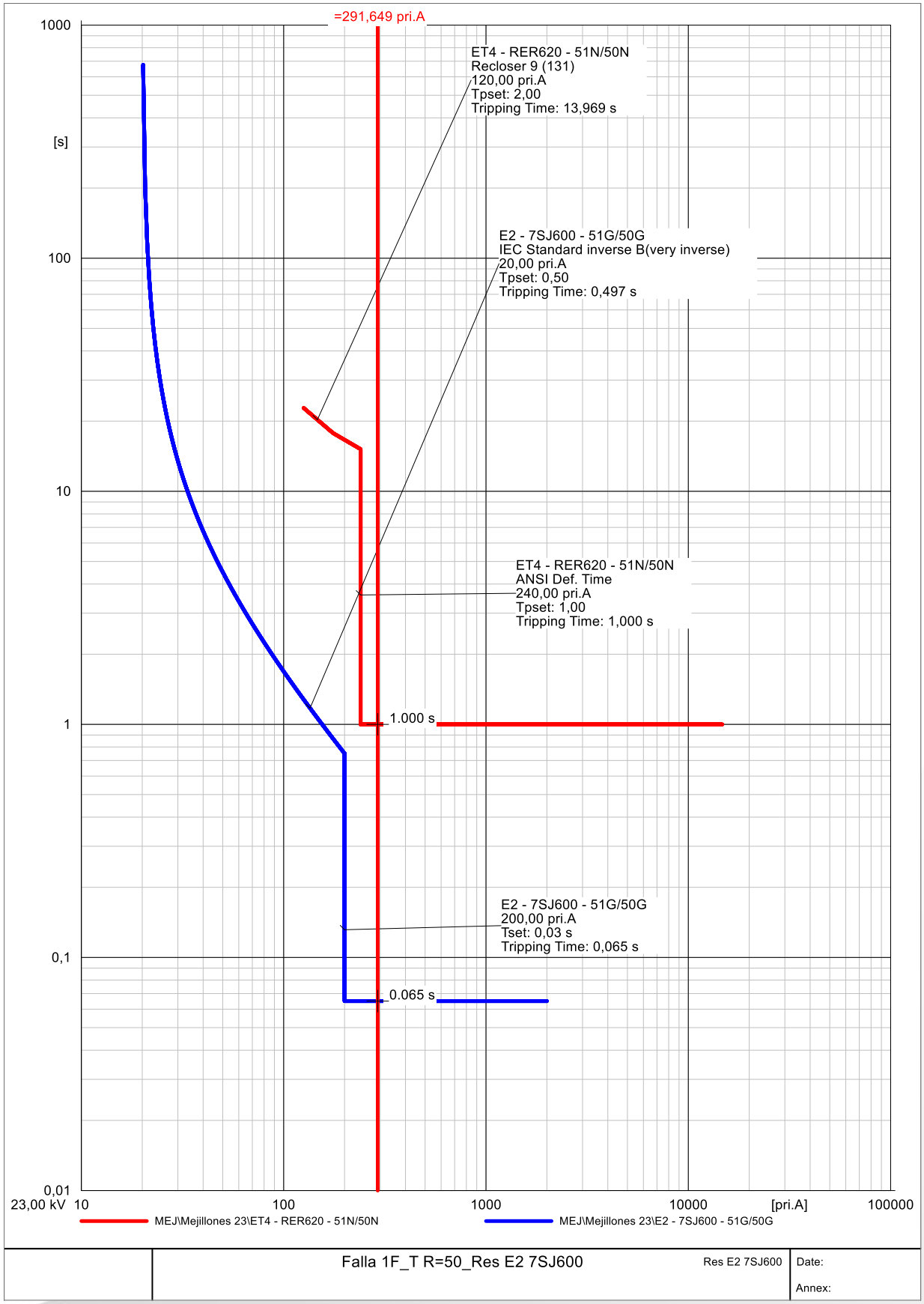

=8674,879 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 0,335 s
E2 - 7SJ600 - 51/50
IEC Standard inverse A
200,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,994 s
0.335 s
E2 - 7SJ600 - 51/50
1500,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,065 s
0.065 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E2 - 7SJ600 - 51/50
Falla 1F_T R=0_Fase E2 7SJ600
Fase E2 7SJ600
Date:
Annex:


=8674,879 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 11,320 s
E2 - 7SJ600 - 51G/50G
IEC Standard inverse B(very inverse)
20,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,233 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
E2 - 7SJ600 - 51G/50G
200,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,065 s
0.065 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E2 - 7SJ600 - 51G/50G
Falla 1F_T R=0_Res E2 7SJ600
Res E2 7SJ600
Date:
Annex:

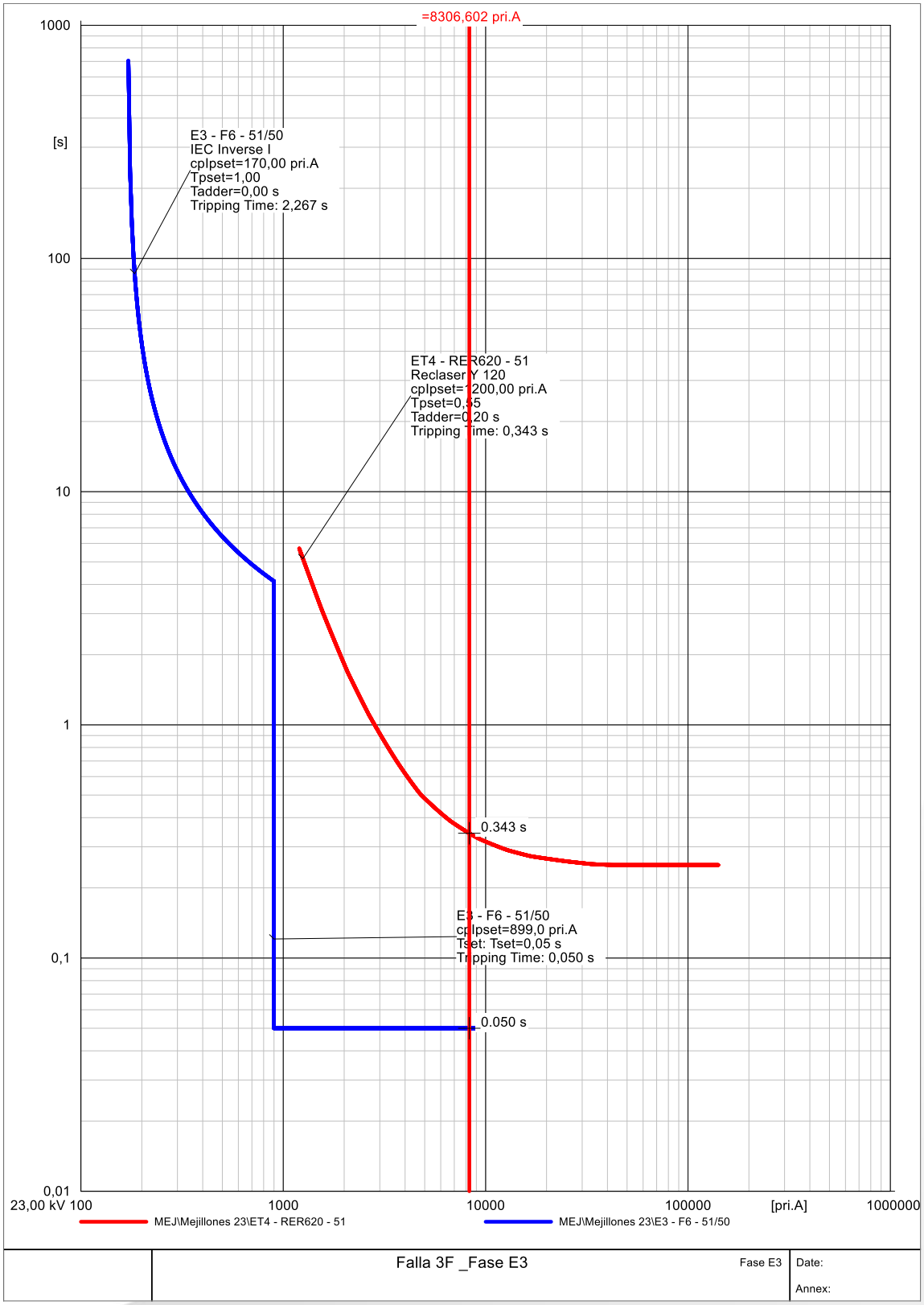

=581,668 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 9999,999 s
E2 - 7SJ600 - 51/50
IEC Standard inverse A
200,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 3,244 s
3.244 s
E2 - 7SJ600 - 51/50
1500,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 9999,999 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E2 - 7SJ600 - 51/50
Falla 1F_T R=25_Fase E2 7SJ600
Fase E2 7SJ600
Date:
Annex:

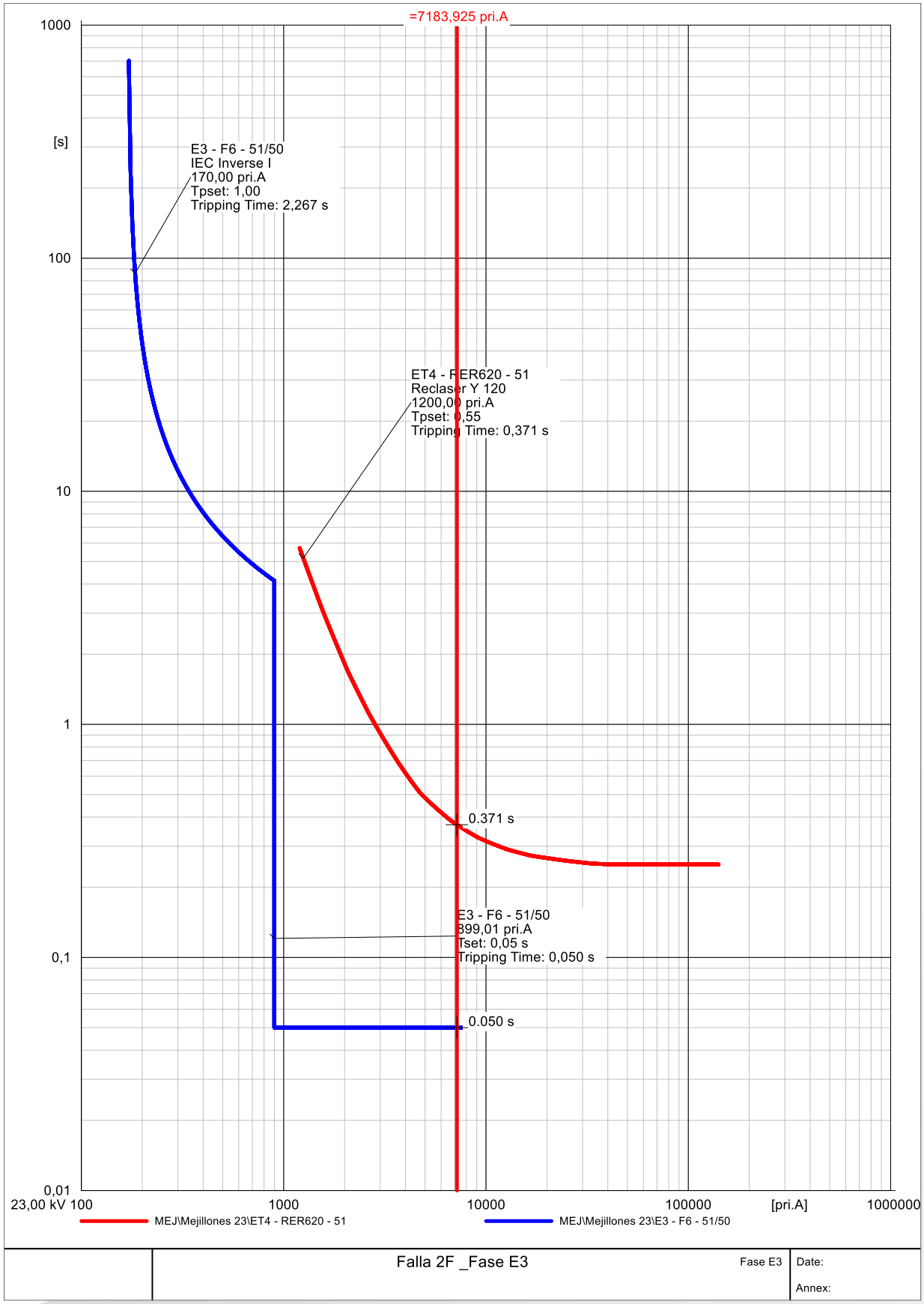

=581,668 pri.A
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 11,937 s
E2 - 7SJ600 - 51G/50G
IEC Standard inverse B(very inverse)
20,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,240 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
E2 - 7SJ600 - 51G/50G
200,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,065 s
0.065 s
[s]
1000
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E2 - 7SJ600 - 51G/50G
Falla 1F_T R=25_Res E2 7SJ600
Res E2 7SJ600
Date:
Annex:

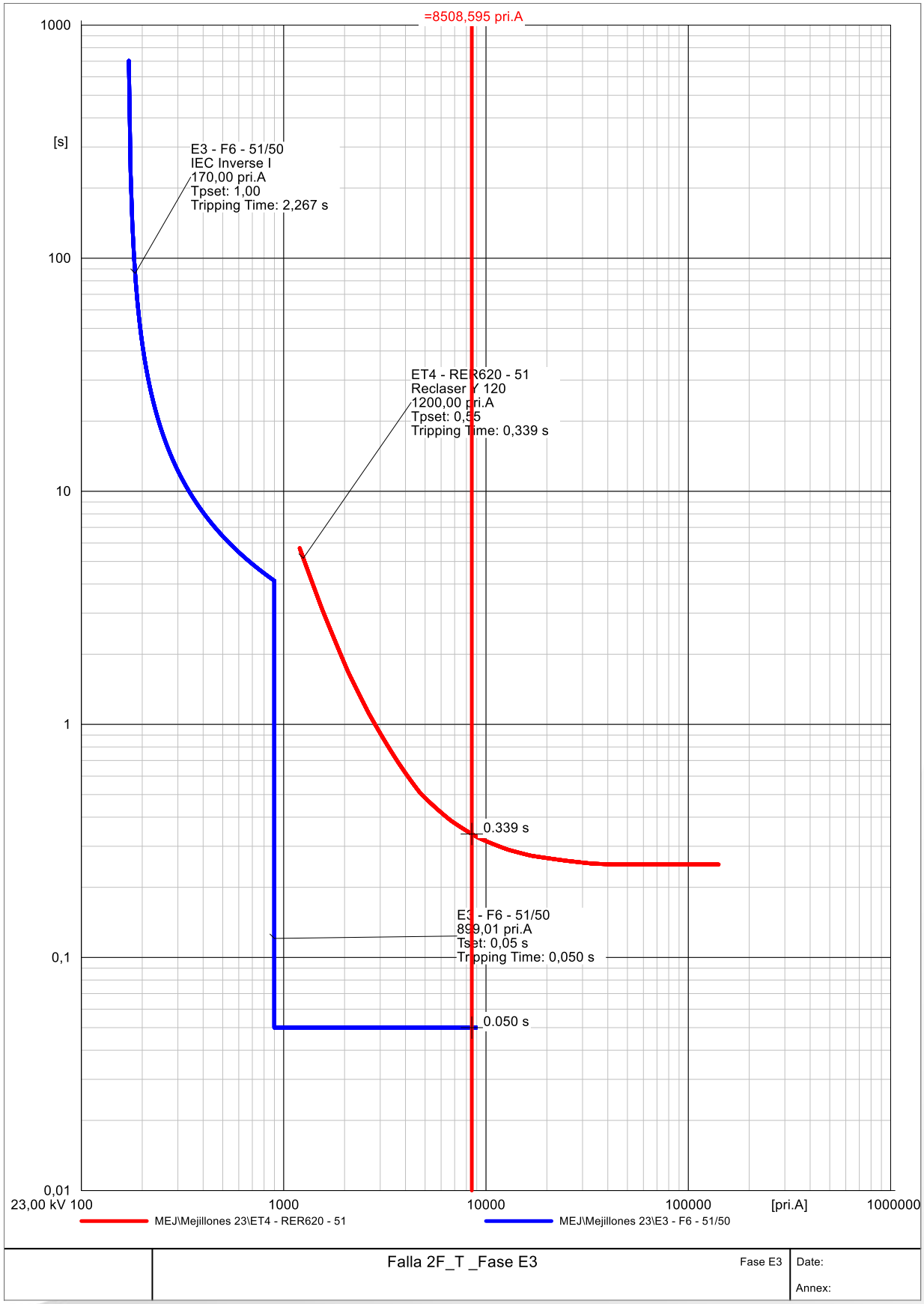

=291,649 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 9999,999 s
E2 - 7SJ600 - 51/50
IEC Standard inverse A
200,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 9,243 s
9,243 s
E2 - 7SJ600 - 51/50
1500,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 9999,999 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E2 - 7SJ600 - 51/50
Falla 1F_T R=50_Fase E2 7SJ600
Fase E2 7SJ600
Date:
Annex:

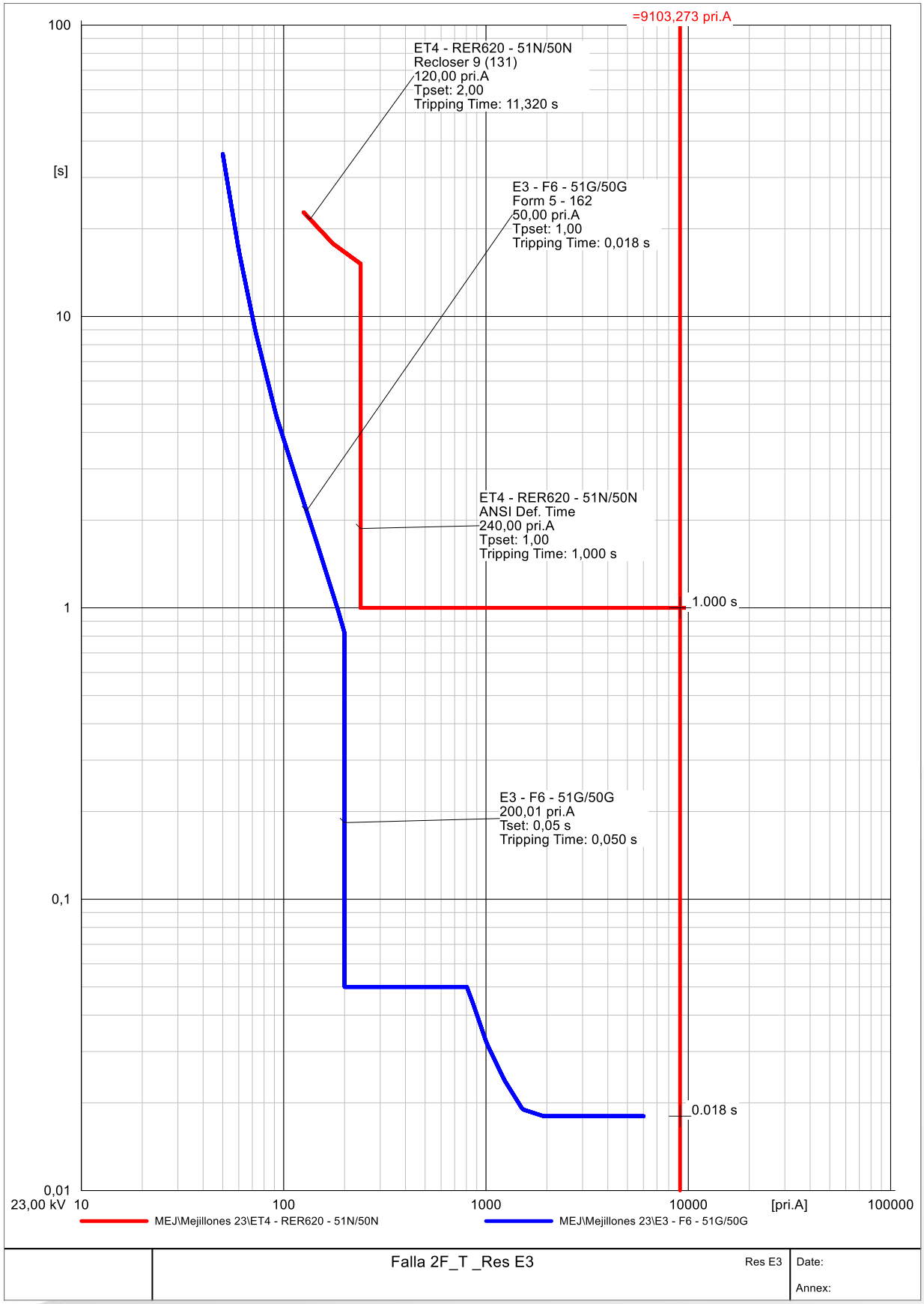

=291,649 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 13,969 s
E2 - 7SJ600 - 51G/50G
IEC Standard inverse B(very inverse)
20,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,497 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
E2 - 7SJ600 - 51G/50G
200,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,065 s
0.065 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E2 - 7SJ600 - 51G/50G
Falla 1F_T R=50_Res E2 7SJ600
Res E2 7SJ600
Date:
Annex:

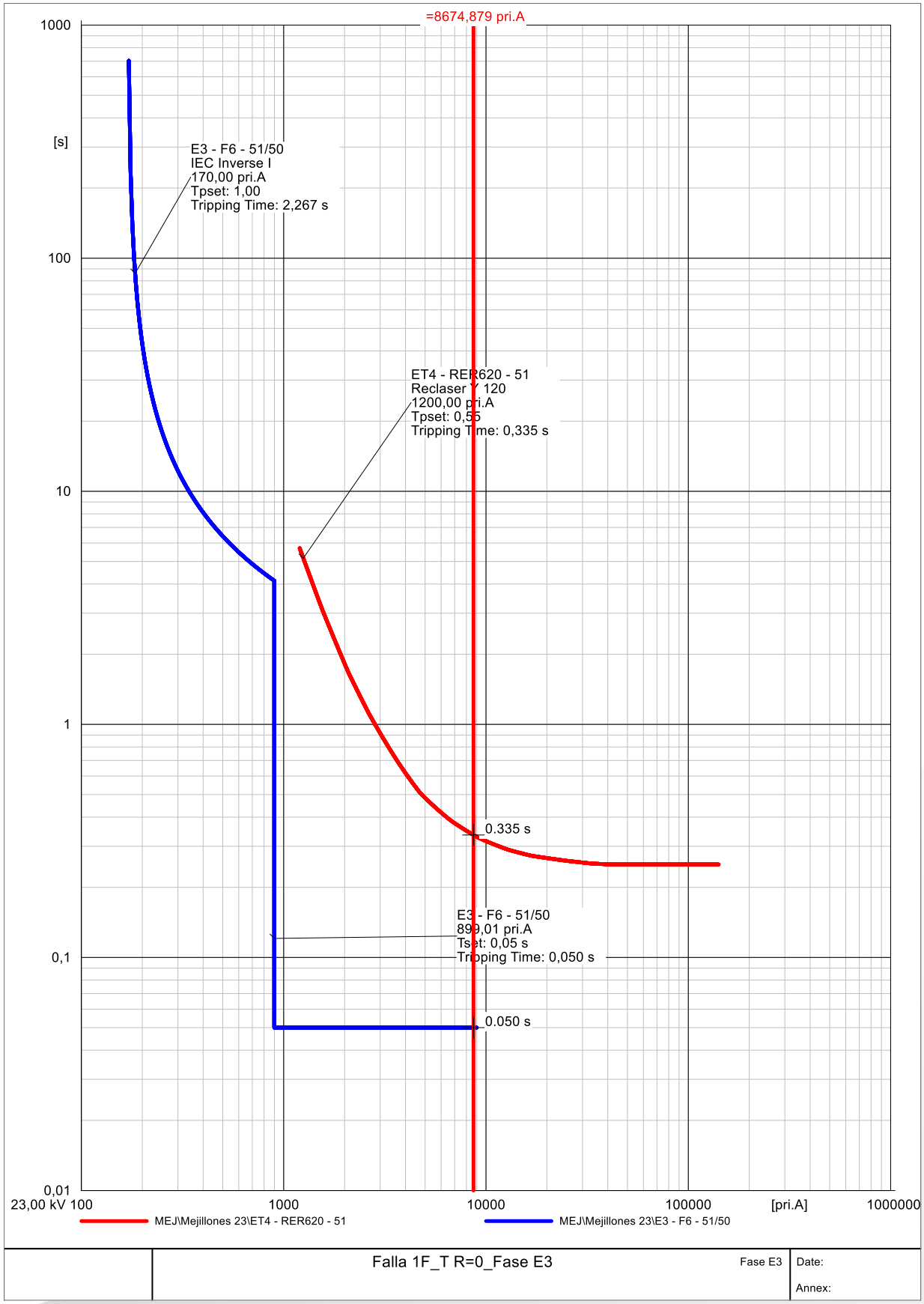
Alimentador E3:

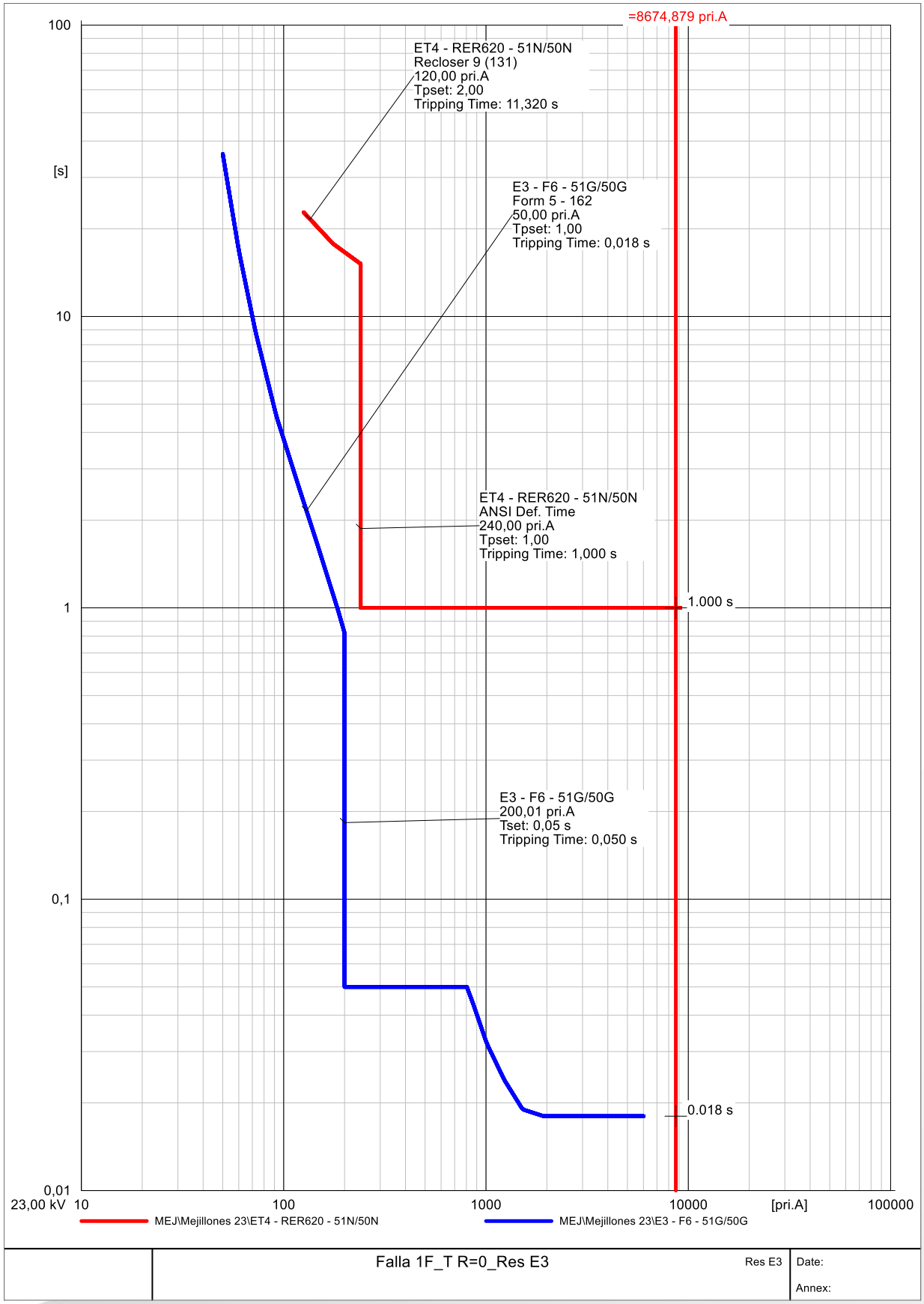


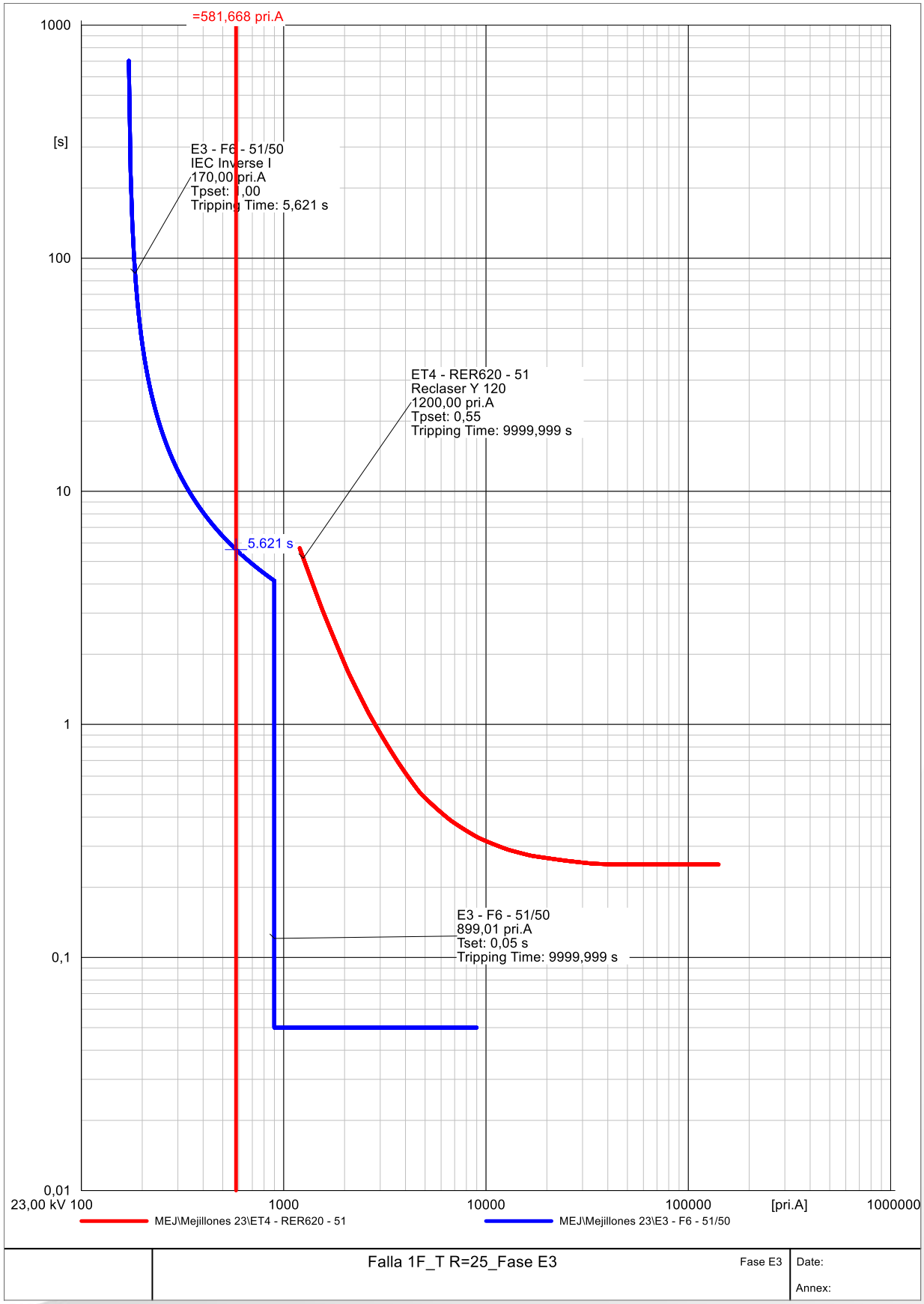

=7183,925 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
E3 - F6 - 51/50
IEC Inverse I
170,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 2,267 s
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 0,371 s
0.371 s
E3 - F6 - 51/50
899,01 pri.A
Tset: 0,05 s
Tripping Time: 0,050 s
0.050 s
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E3 - F6 - 51/50
Falla 2F _Fase E3
Fase E3
Date:
Annex:

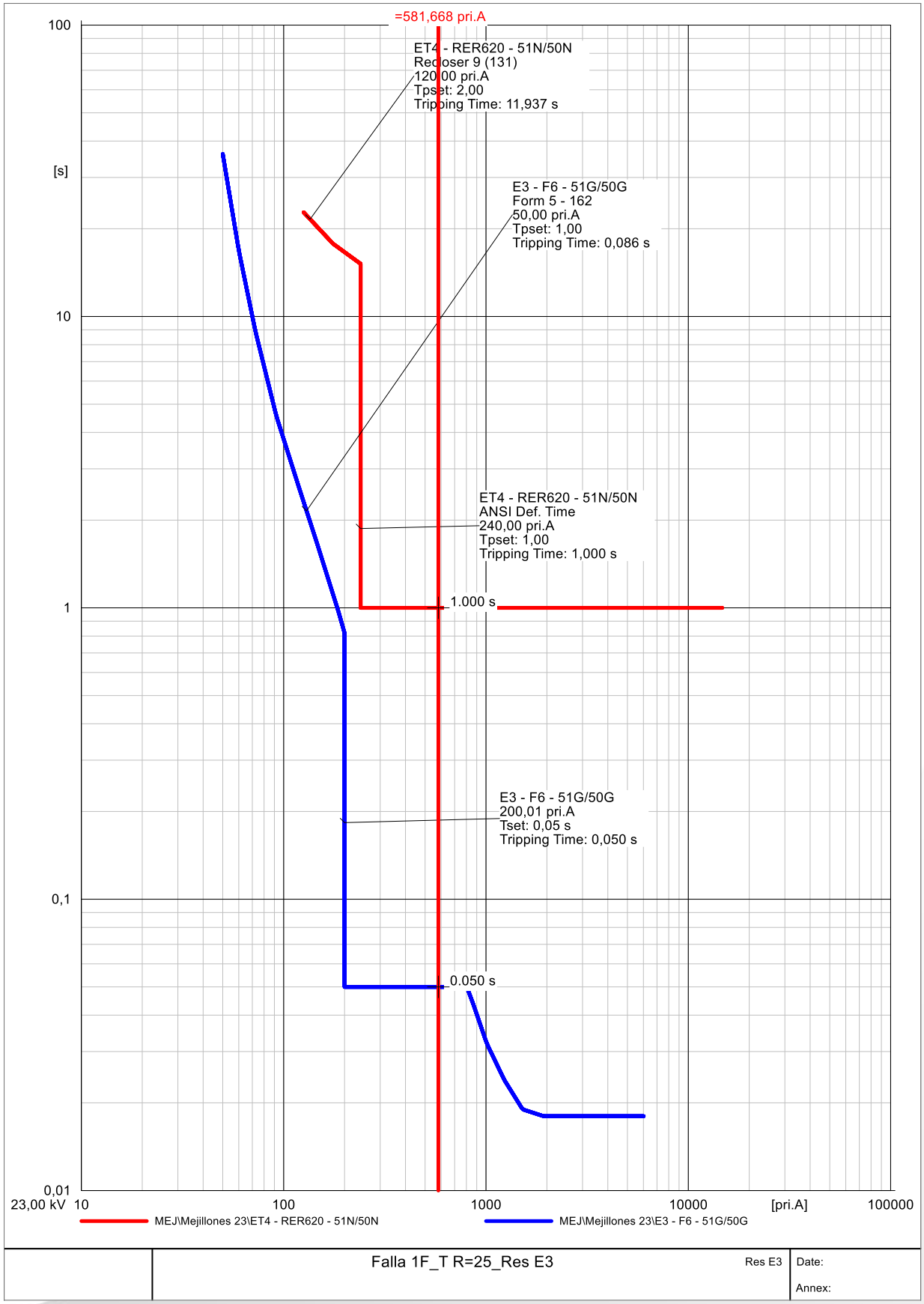

=8508,595 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
E3 - F6 - 51/50
IEC Inverse I
170,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 2,267 s
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 0,339 s
0.339 s
E3 - F6 - 51/50
899,01 pri.A
Tset: 0,05 s
Tripping Time: 0,050 s
0.050 s
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E3 - F6 - 51/50
Falla 2F_T _Fase E3
Fase E3
Date:
Annex:

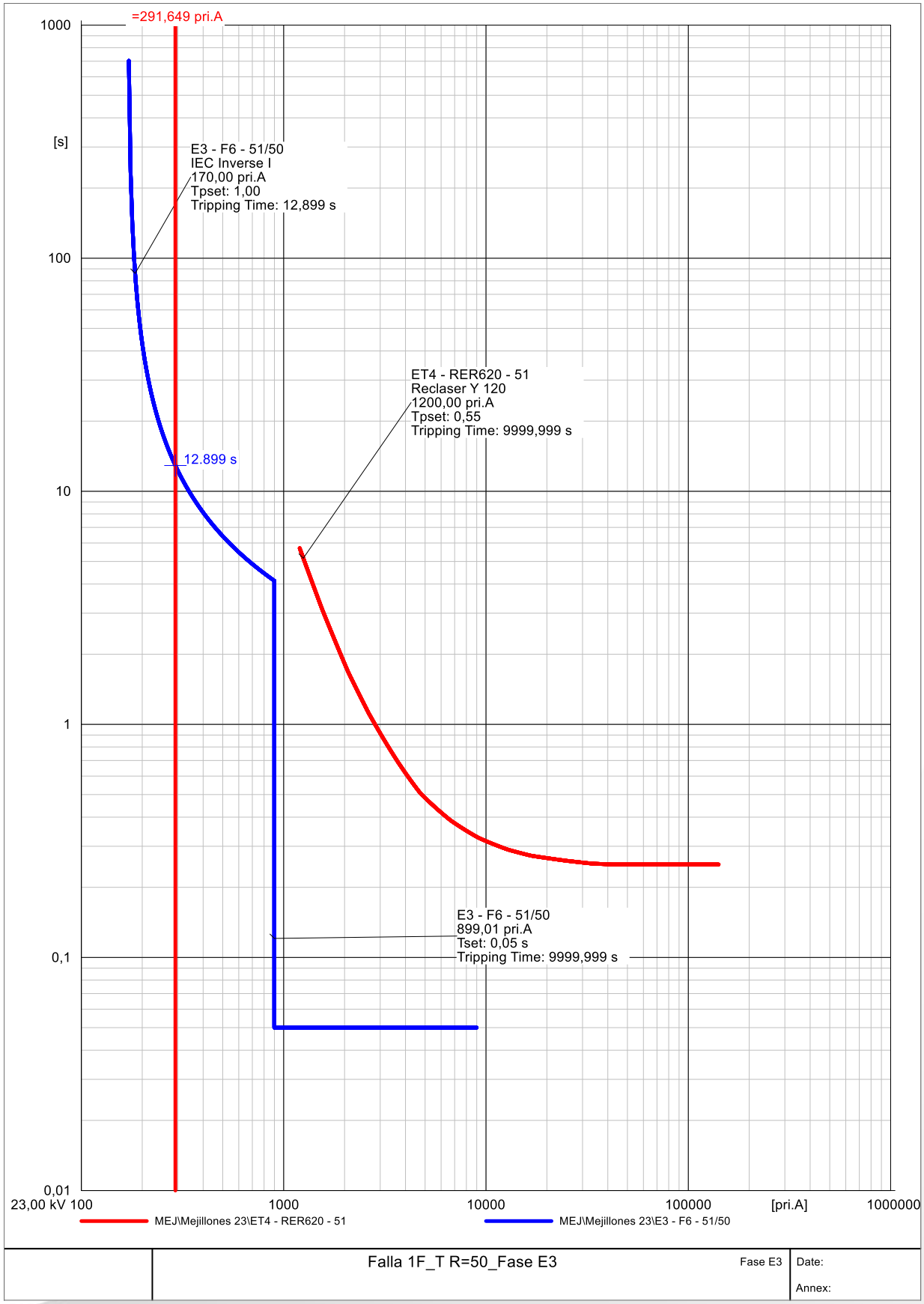

=9103,273 pri.A
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 11,320 s
E3 - F6 - 51G/50G
Form 5 - 162
50,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 0,018 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
E3 - F6 - 51G/50G
200,01 pri.A
Tset: 0,05 s
Tripping Time: 0,050 s
0.018 s
100
[s]
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E3 - F6 - 51G/50G
Falla 2F_T _Res E3
Res E3
Date:
Annex:

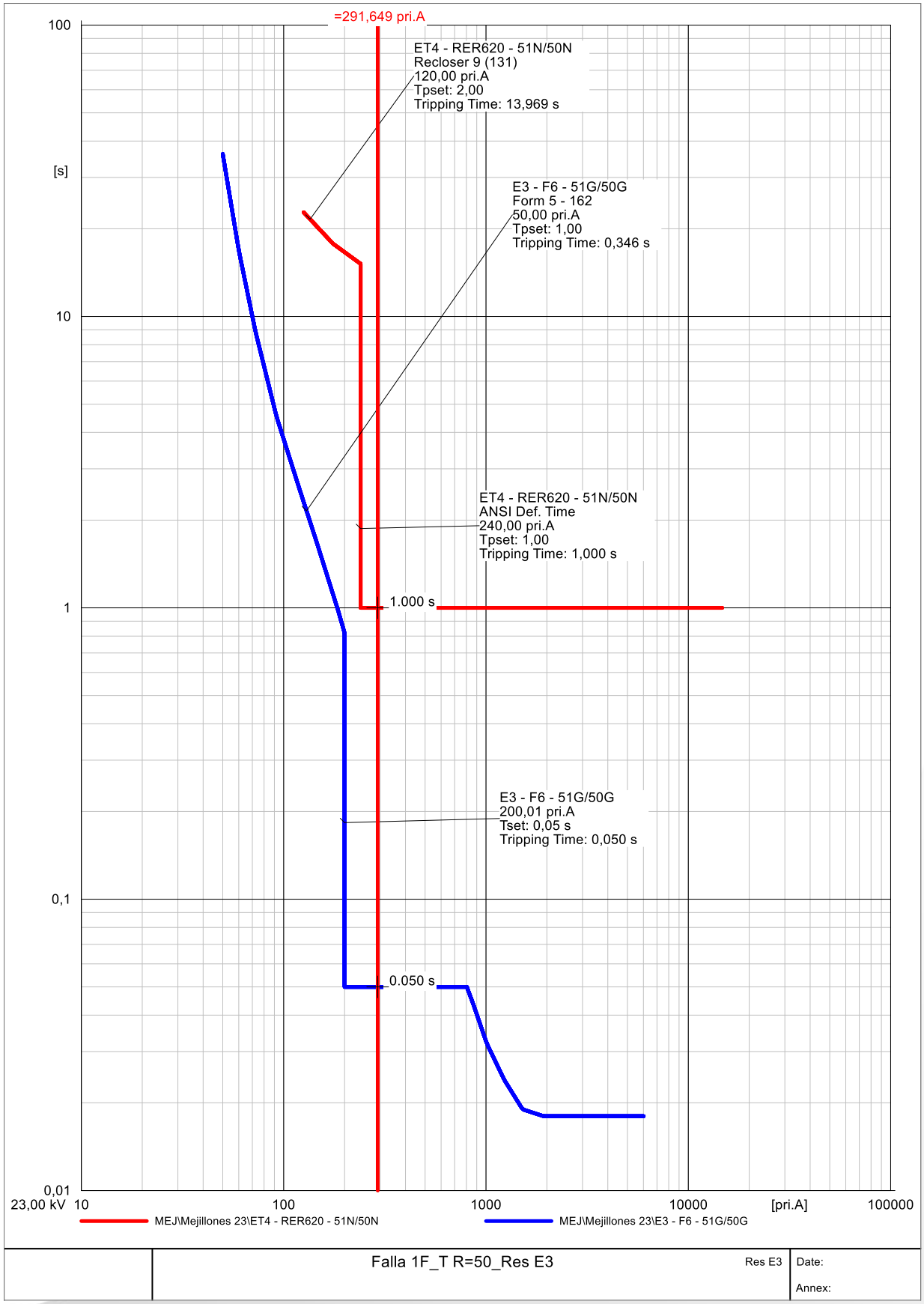

=8674,879 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
E3 - F6 - 51/50
IEC Inverse I
170,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 2,267 s
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 0,335 s
0.335 s
E3 - F6 - 51/50
899,01 pri.A
Tset: 0,05 s
Tripping Time: 0,050 s
0.050 s
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E3 - F6 - 51/50
Falla 1F_T R=0_Fase E3
Fase E3
Date:
Annex:


=8674,879 pri.A
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 11,320 s
E3 - F6 - 51G/50G
Form 5 - 162
50,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 0,018 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
E3 - F6 - 51G/50G
200,01 pri.A
Tset: 0,05 s
Tripping Time: 0,050 s
0.018 s
100
[s]
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E3 - F6 - 51G/50G
Falla 1F_T R=0_Res E3
Res E3
Date:
Annex:

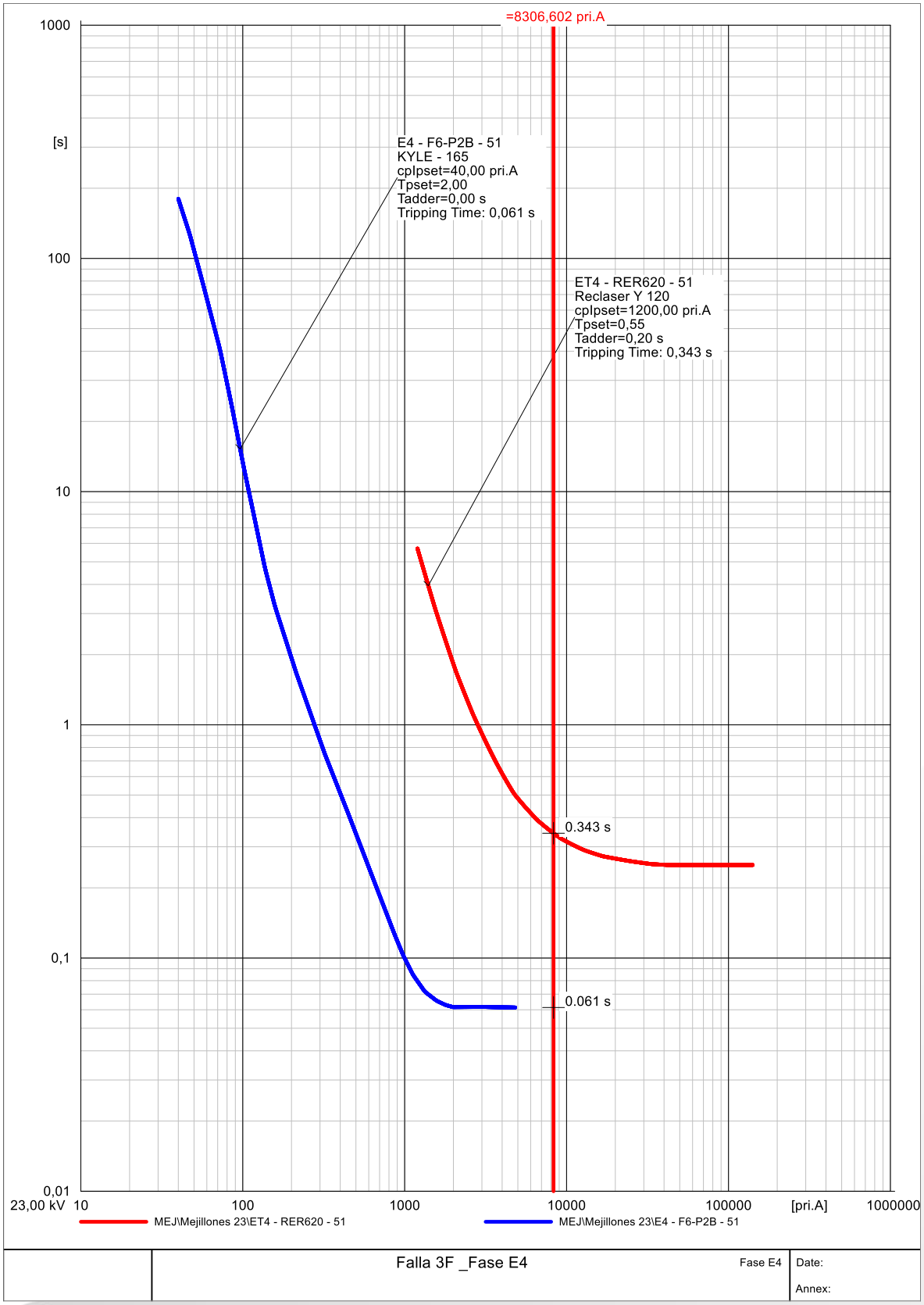

=581,668 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
E3 - F6 - 51/50
IEC Inverse I
170,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 5,621 s
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 9999,999 s
5.621 s
E3 - F6 - 51/50
899,01 pri.A
Tset: 0,05 s
Tripping Time: 9999,999 s
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E3 - F6 - 51/50
Falla 1F_T R=25_Fase E3
Fase E3
Date:
Annex:

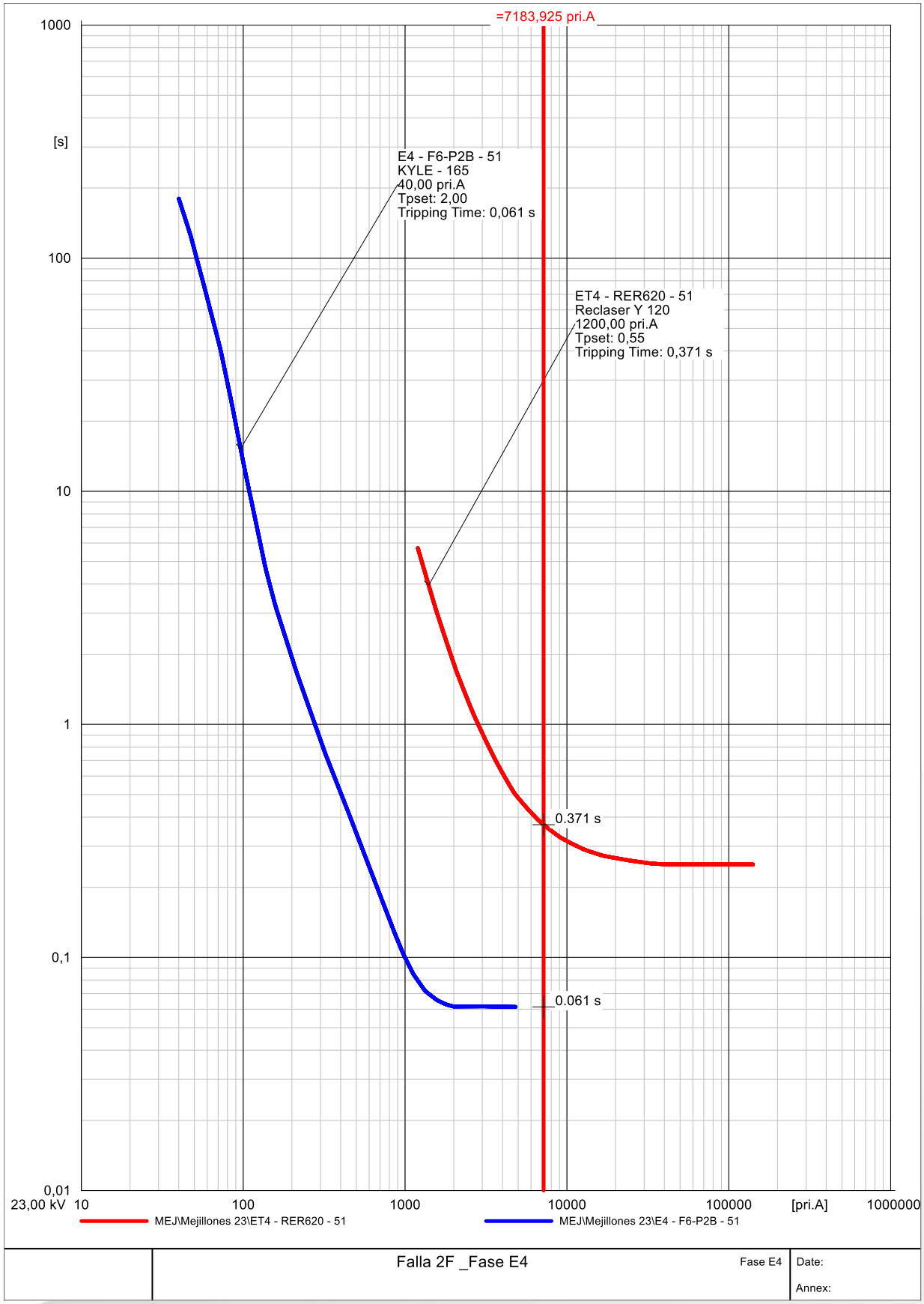

=581,668 pri.A
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 11,937 s
E3 - F6 - 51G/50G
Form 5 - 162
50,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 0,086 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
E3 - F6 - 51G/50G
200,01 pri.A
Tset: 0,05 s
Tripping Time: 0,050 s
0.050 s
100
[s]
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E3 - F6 - 51G/50G
Falla 1F_T R=25_Res E3
Res E3
Date:
Annex:

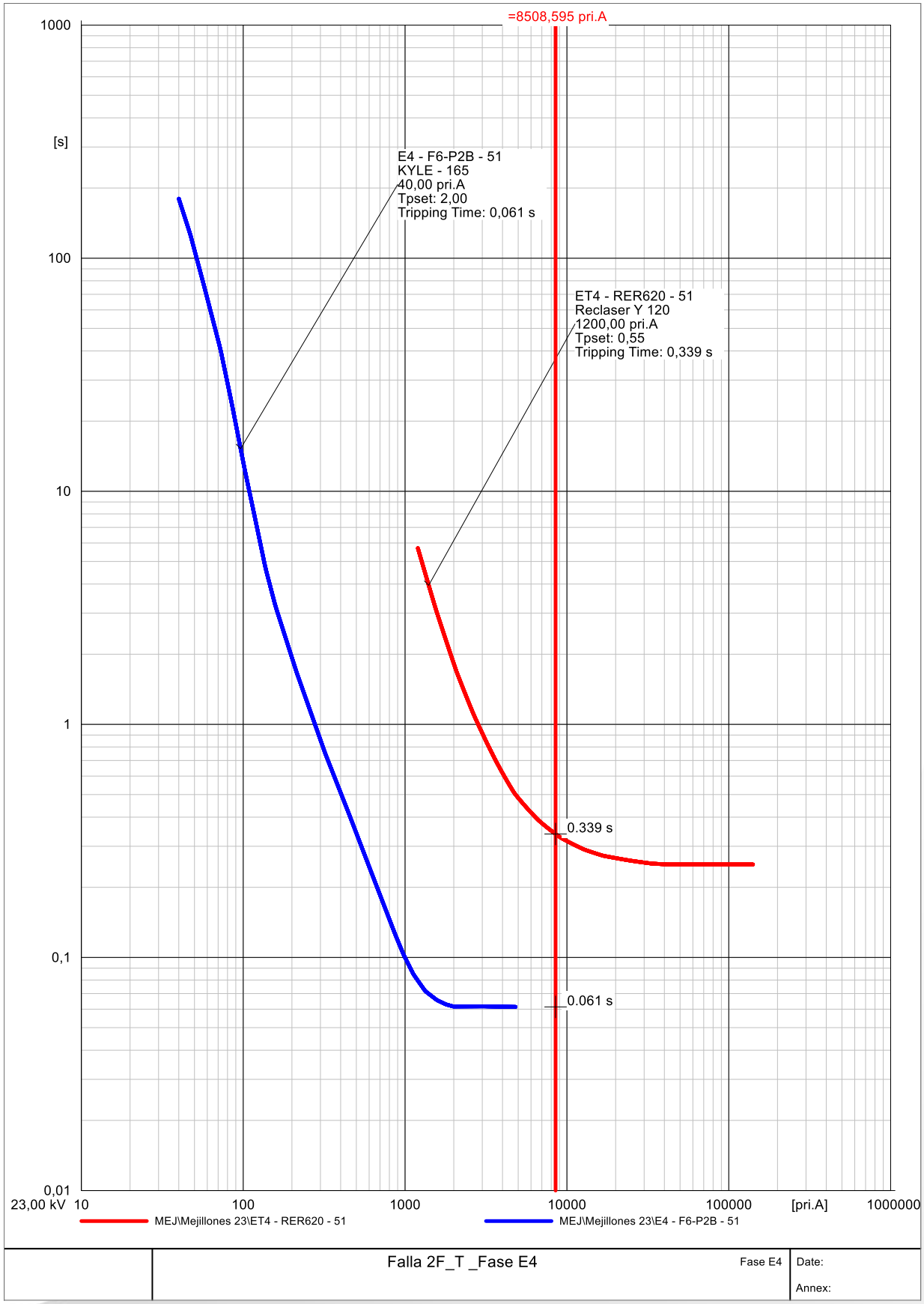

=291,649 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
E3 - F6 - 51/50
IEC Inverse I
170,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 12,899 s
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 9999,999 s
12.899 s
E3 - F6 - 51/50
899,01 pri.A
Tset: 0,05 s
Tripping Time: 9999,999 s
23,00 kV 100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E3 - F6 - 51/50
Falla 1F_T R=50_Fase E3
Fase E3
Date:
Annex:

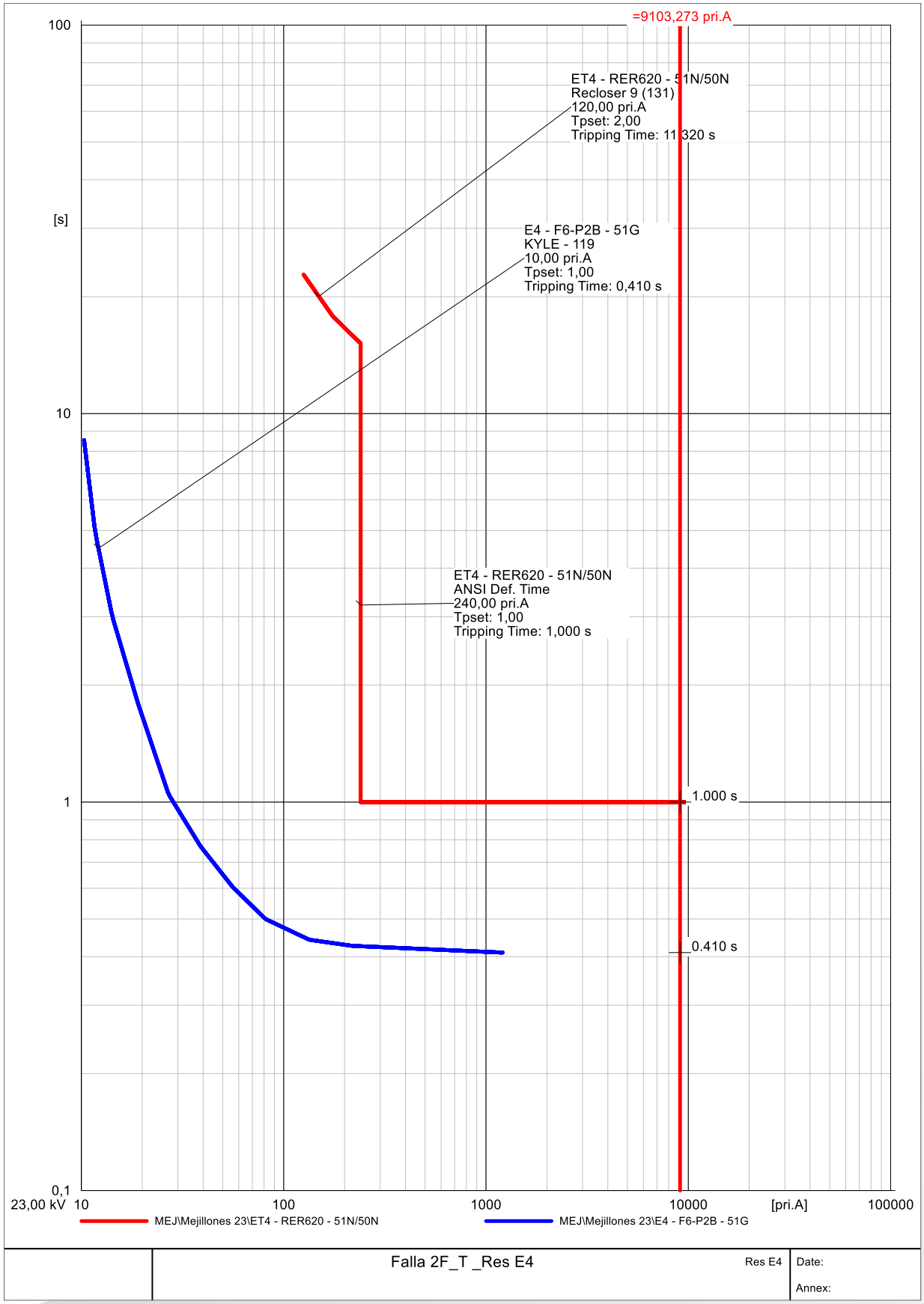

=291,649 pri.A
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 13,969 s
E3 - F6 - 51G/50G
Form 5 - 162
50,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 0,346 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
E3 - F6 - 51G/50G
200,01 pri.A
Tset: 0,05 s
Tripping Time: 0,050 s
0.050 s
100
[s]
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E3 - F6 - 51G/50G
Falla 1F_T R=50_Res E3
Res E3
Date:
Annex:

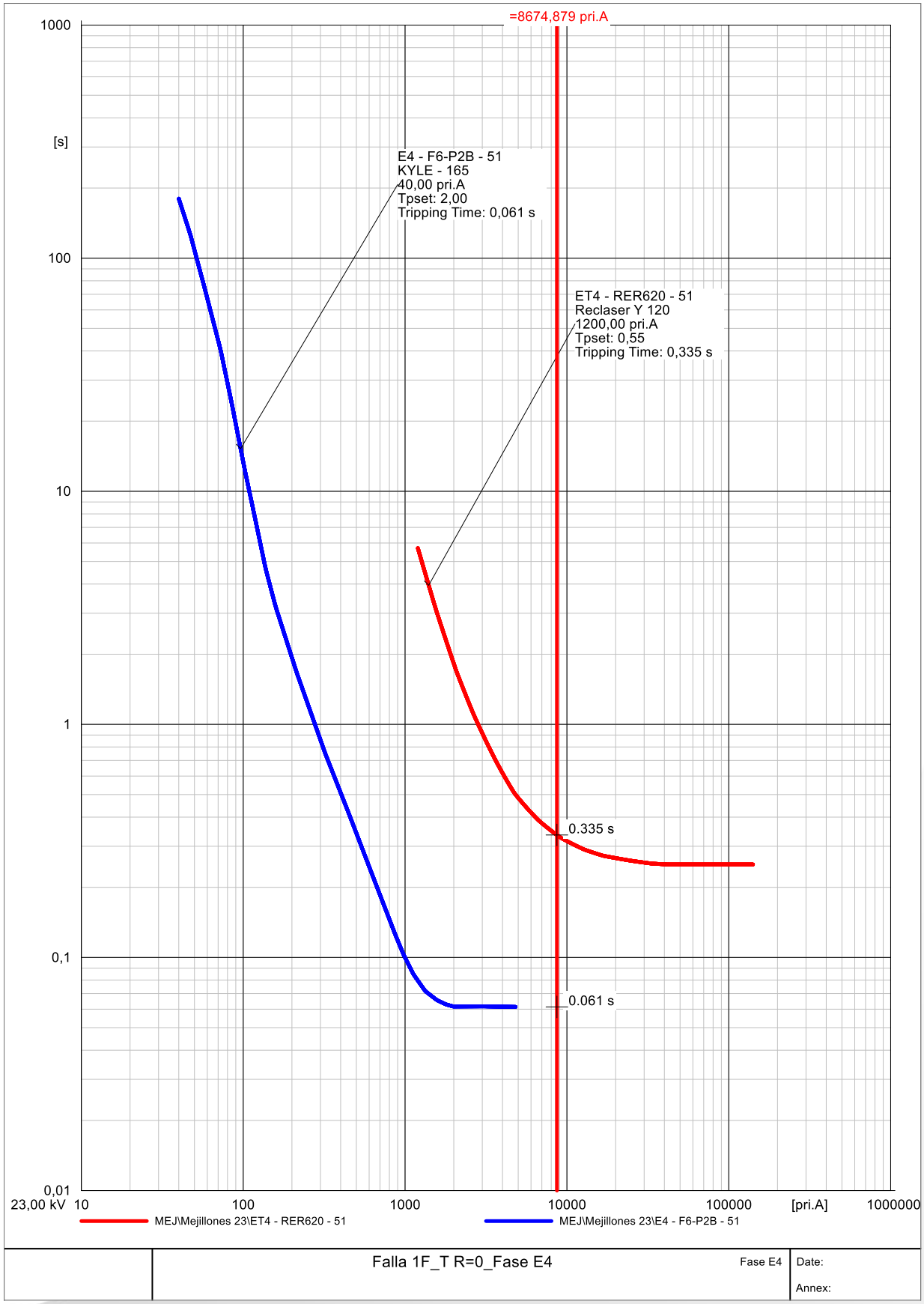
Alimentador E4:

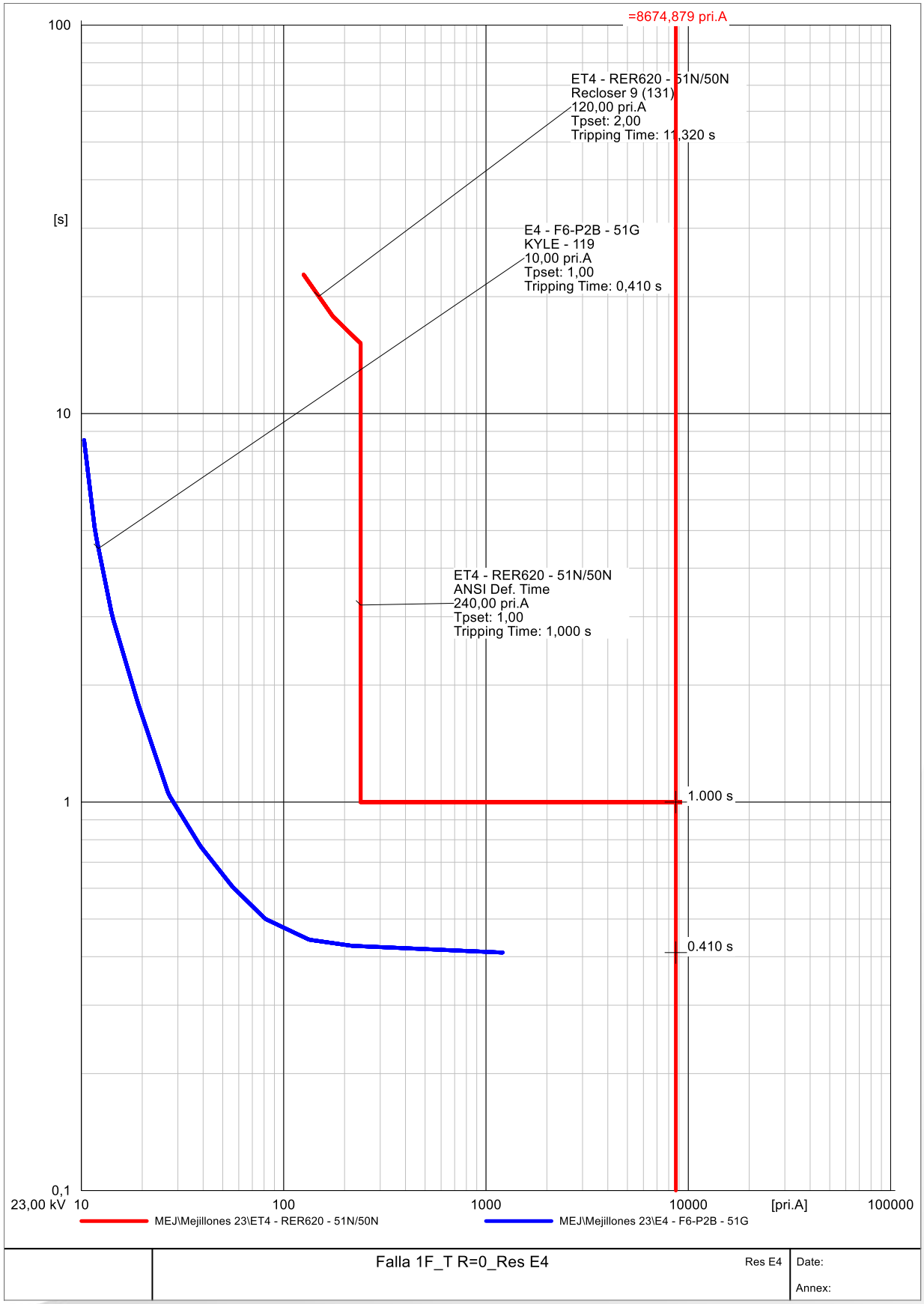


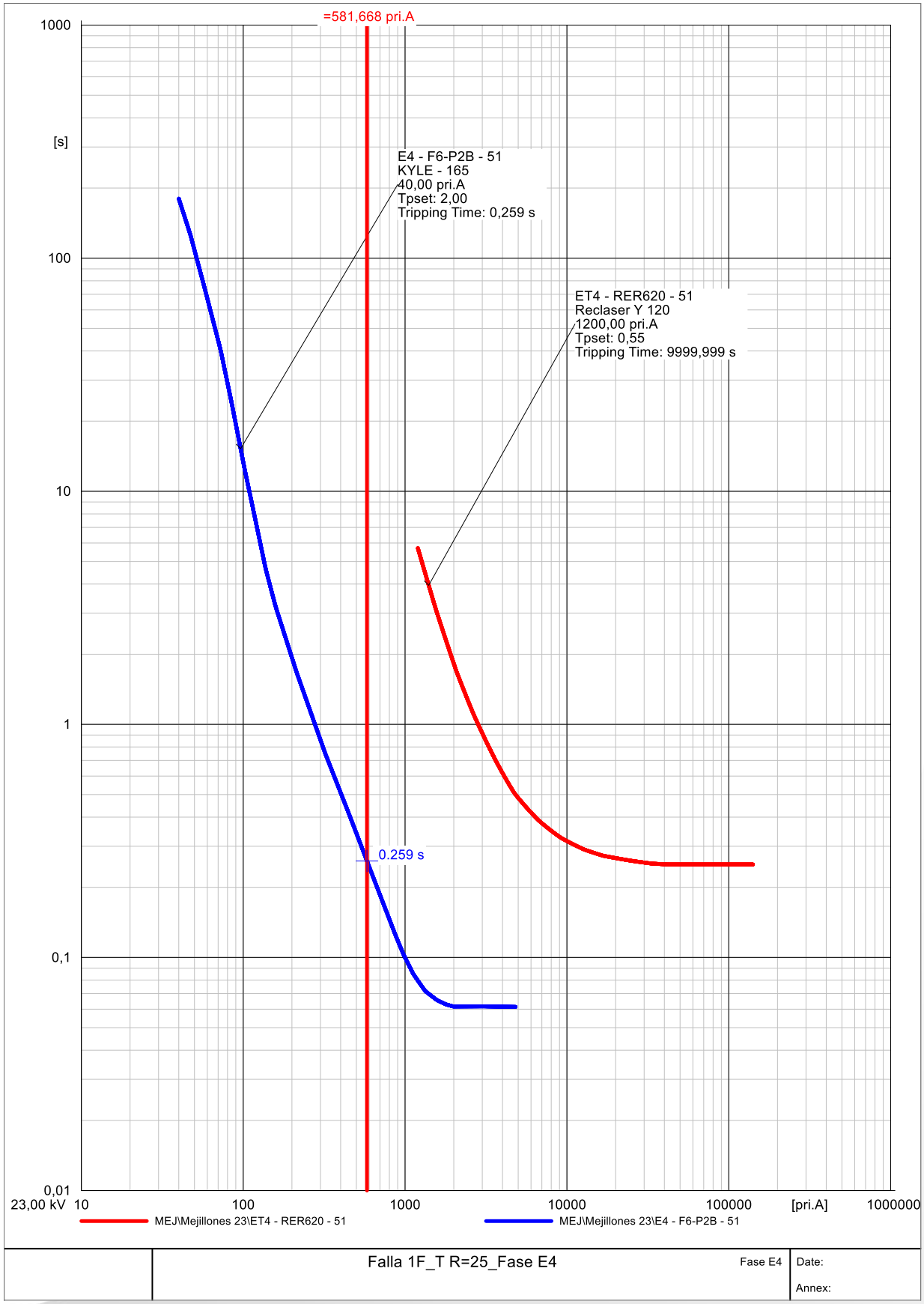

=7183,925 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
E4 - F6-P2B - 51
KYLE - 165
40,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,061 s
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 0,371 s
0.371 s
0.061 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E4 - F6-P2B - 51
Falla 2F _Fase E4
Fase E4
Date:
Annex:

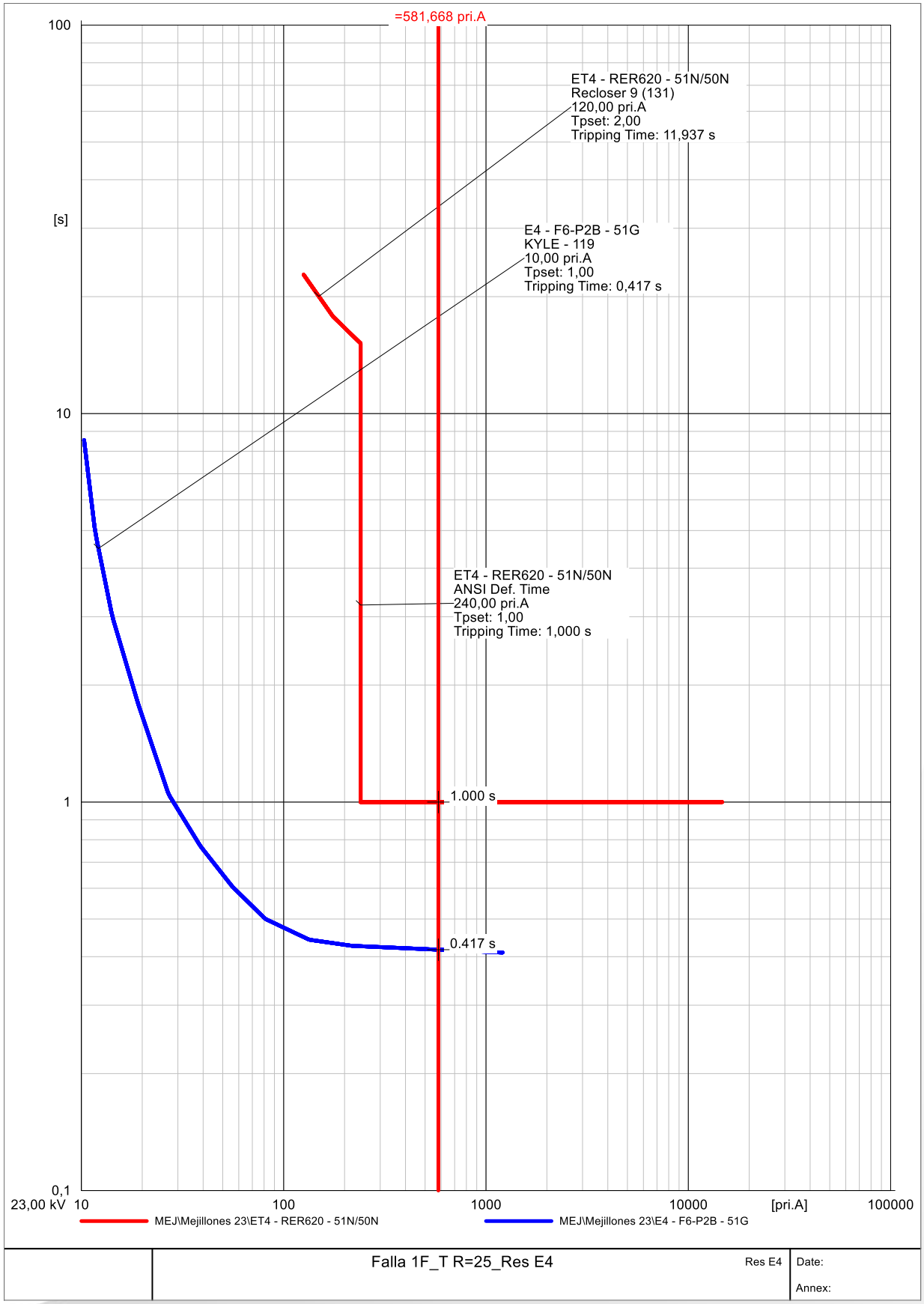

=8508,595 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
E4 - F6-P2B - 51
KYLE - 165
40,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,061 s
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 0,339 s
0.339 s
0.061 s
23,00 kV
10
100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E4 - F6-P2B - 51
Falla 2F_T _Fase E4
Fase E4
Date:
Annex:

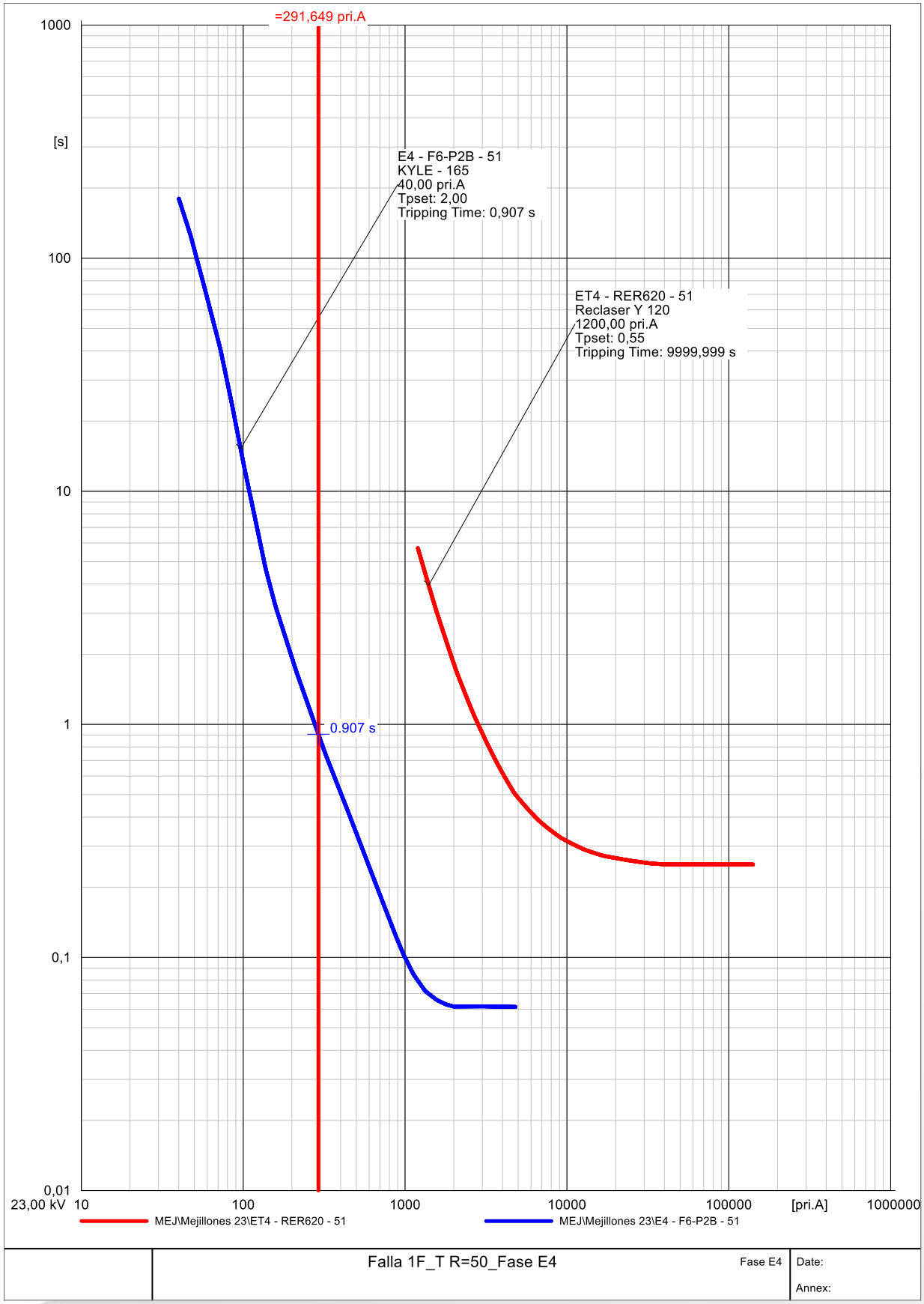

=9103,273 pri.A
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 11,320 s
E4 - F6-P2B - 51G
KYLE - 119
10,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 0,410 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
0.410 s
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E4 - F6-P2B - 51G
Falla 2F_T _Res E4
Res E4
Date:
Annex:

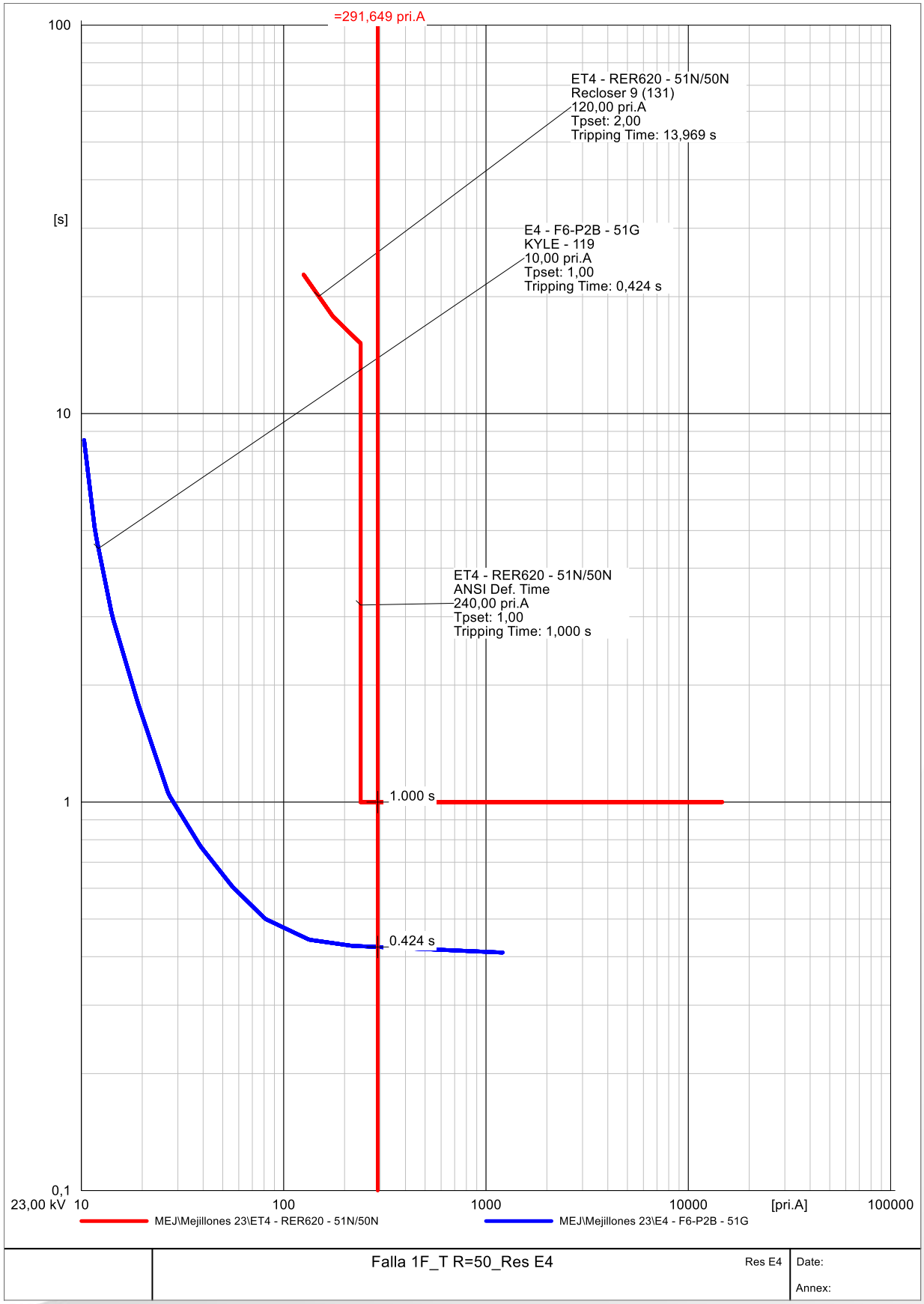

=8674,879 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
E4 - F6-P2B - 51
KYLE - 165
40,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,061 s
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 0,335 s
0.335 s
0.061 s
23,00 kV
10
100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E4 - F6-P2B - 51
Falla 1F_T R=0_Fase E4
Fase E4
Date:
Annex:


=8674,879 pri.A
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 11,320 s
E4 - F6-P2B - 51G
KYLE - 119
10,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 0,410 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
0.410 s
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E4 - F6-P2B - 51G
Falla 1F_T R=0_Res E4
Res E4
Date:
Annex:


=581,668 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
E4 - F6-P2B - 51
KYLE - 165
40,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,259 s
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 9999,999 s
0.259 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E4 - F6-P2B - 51
Falla 1F_T R=25_Fase E4
Fase E4
Date:
Annex:

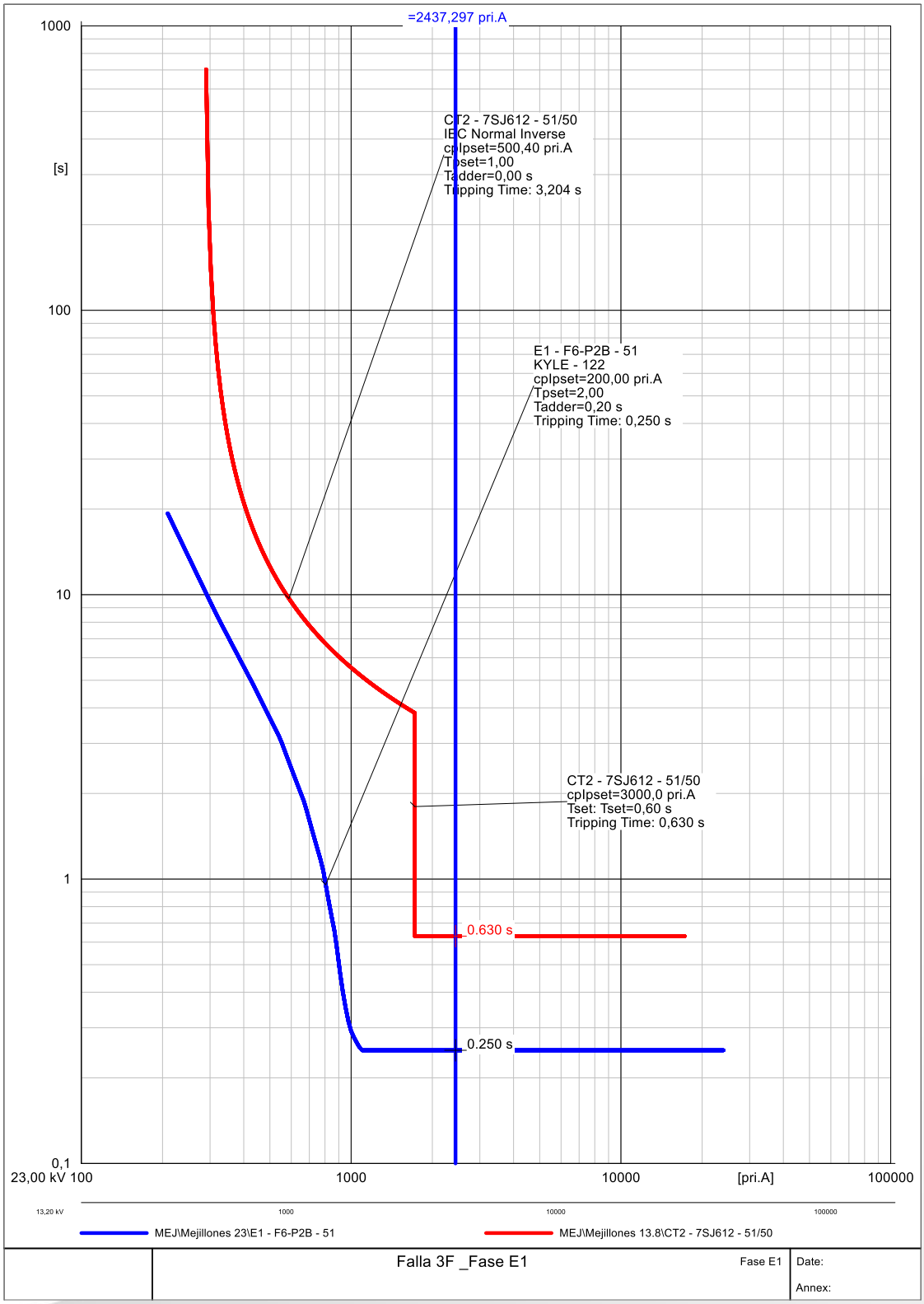

=581,668 pri.A
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 11,937 s
E4 - F6-P2B - 51G
KYLE - 119
10,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 0,417 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
0.417 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E4 - F6-P2B - 51G
Falla 1F_T R=25_Res E4
Res E4
Date:
Annex:

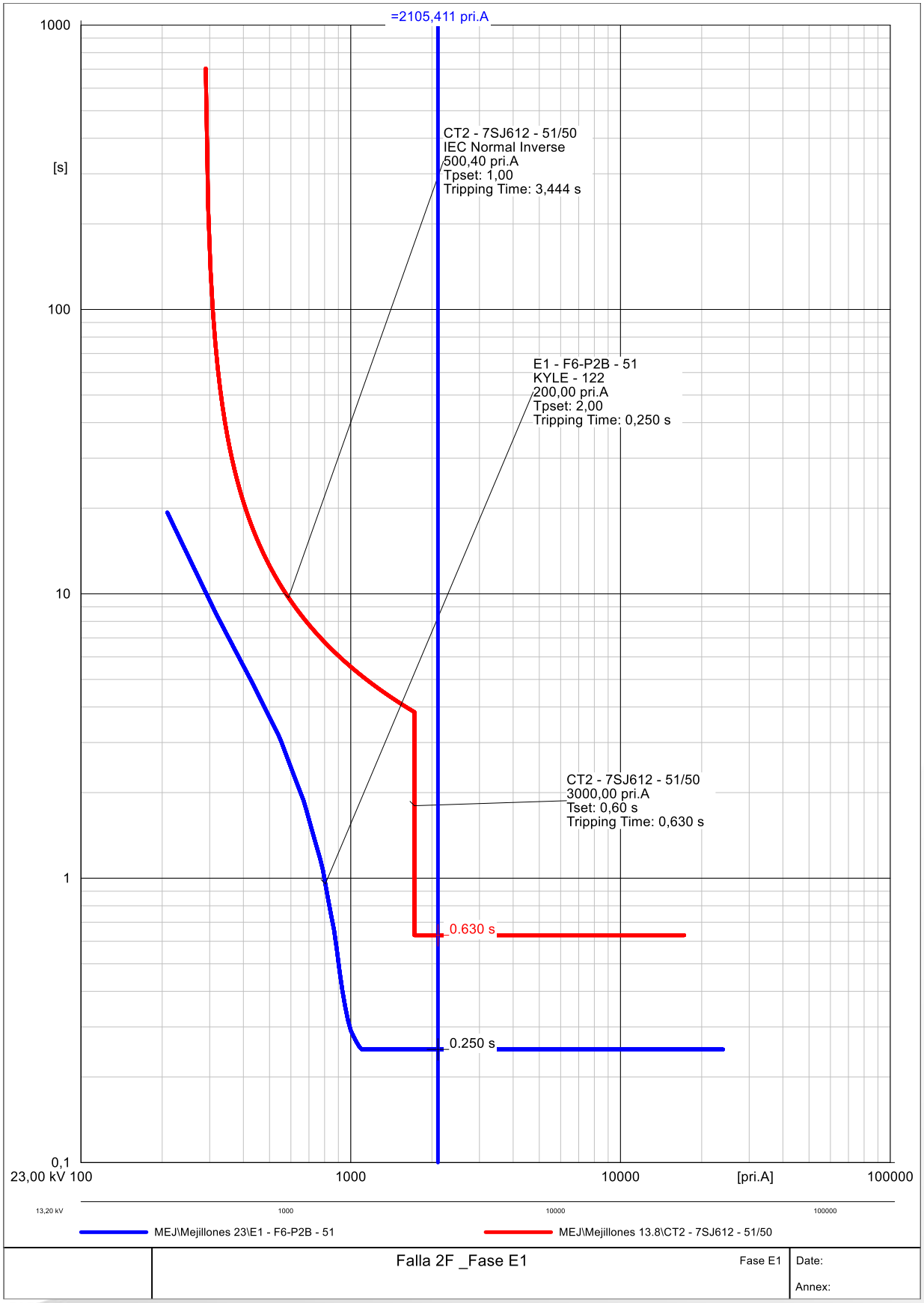

=291,649 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
100000
[pri.A]
1000000
E4 - F6-P2B - 51
KYLE - 165
40,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,907 s
ET4 - RER620 - 51
Reclaser Y 120
1200,00 pri.A
Tpset: 0,55
Tripping Time: 9999,999 s
0.907 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51
MEJ\Mejillones 23\E4 - F6-P2B - 51
Falla 1F_T R=50_Fase E4
Fase E4
Date:
Annex:

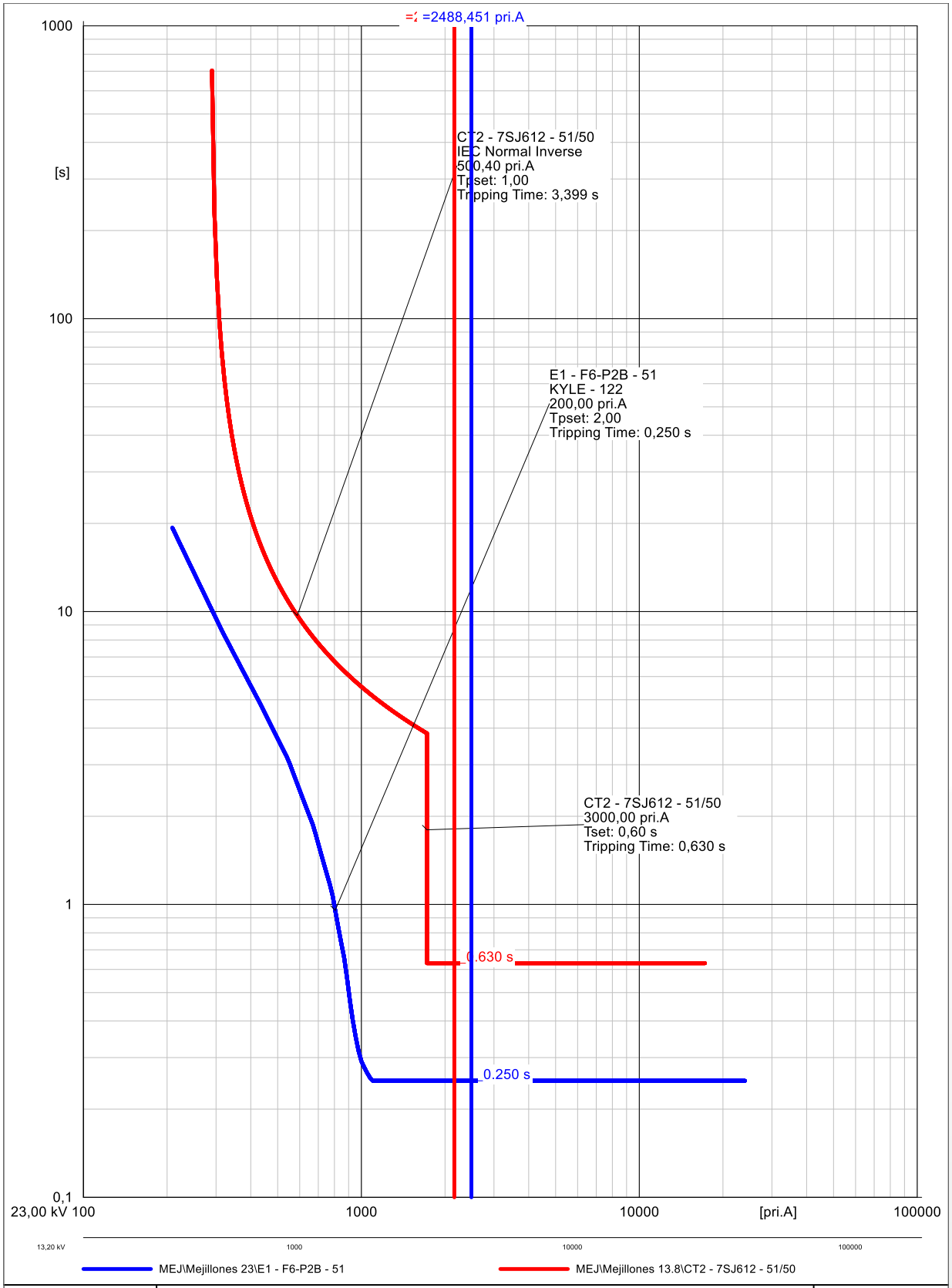

=291,649 pri.A
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
ET4 - RER620 - 51N/50N
Recloser 9 (131)
120,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 13,969 s
E4 - F6-P2B - 51G
KYLE - 119
10,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 0,424 s
ET4 - RER620 - 51N/50N
ANSI Def. Time
240,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 1,000 s
1.000 s
0.424 s
MEJ\Mejillones 23\ET4 - RER620 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E4 - F6-P2B - 51G
Falla 1F_T R=50_Res E4
Res E4
Date:
Annex:

Topología N°2

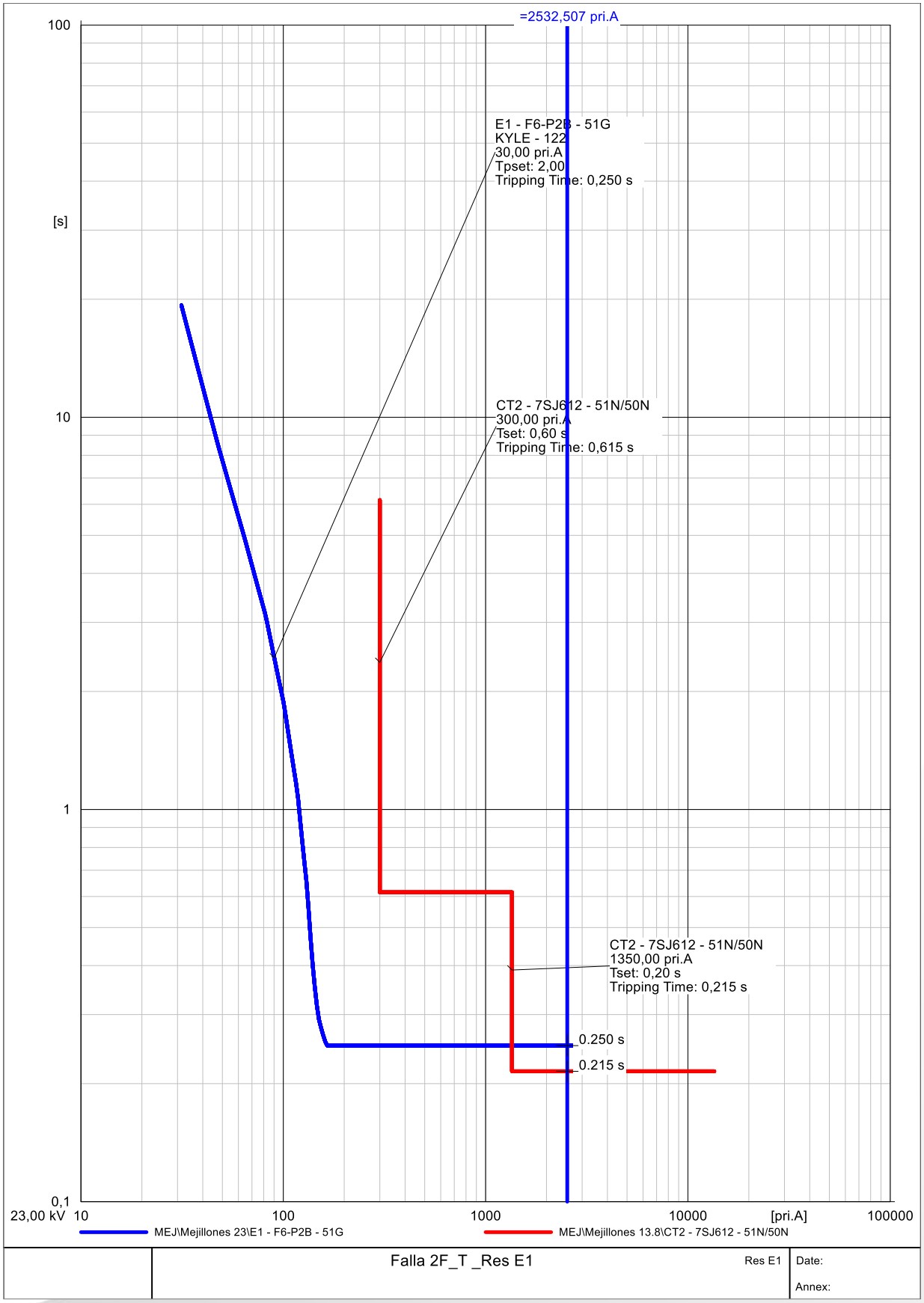
Alimentador E1:

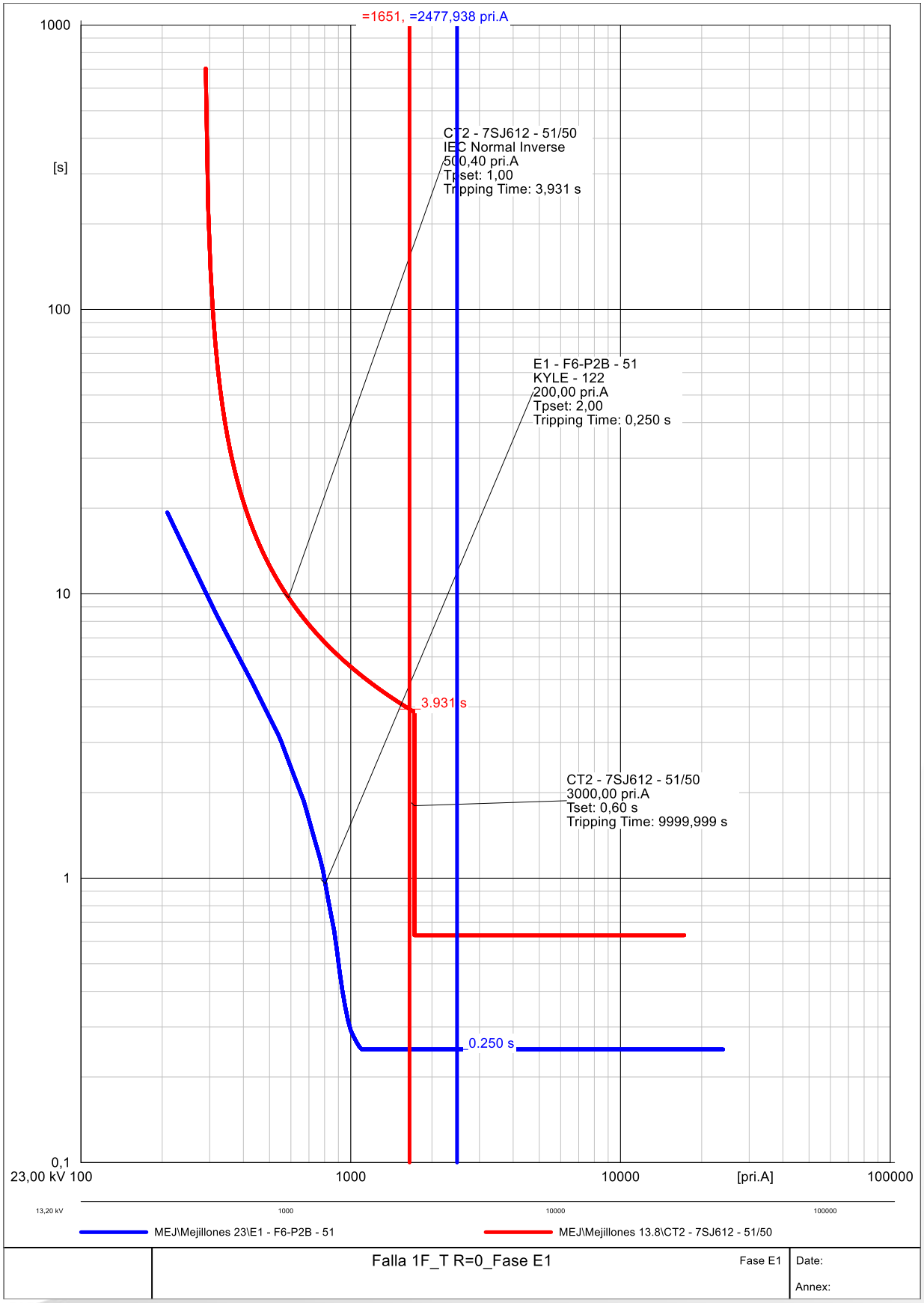


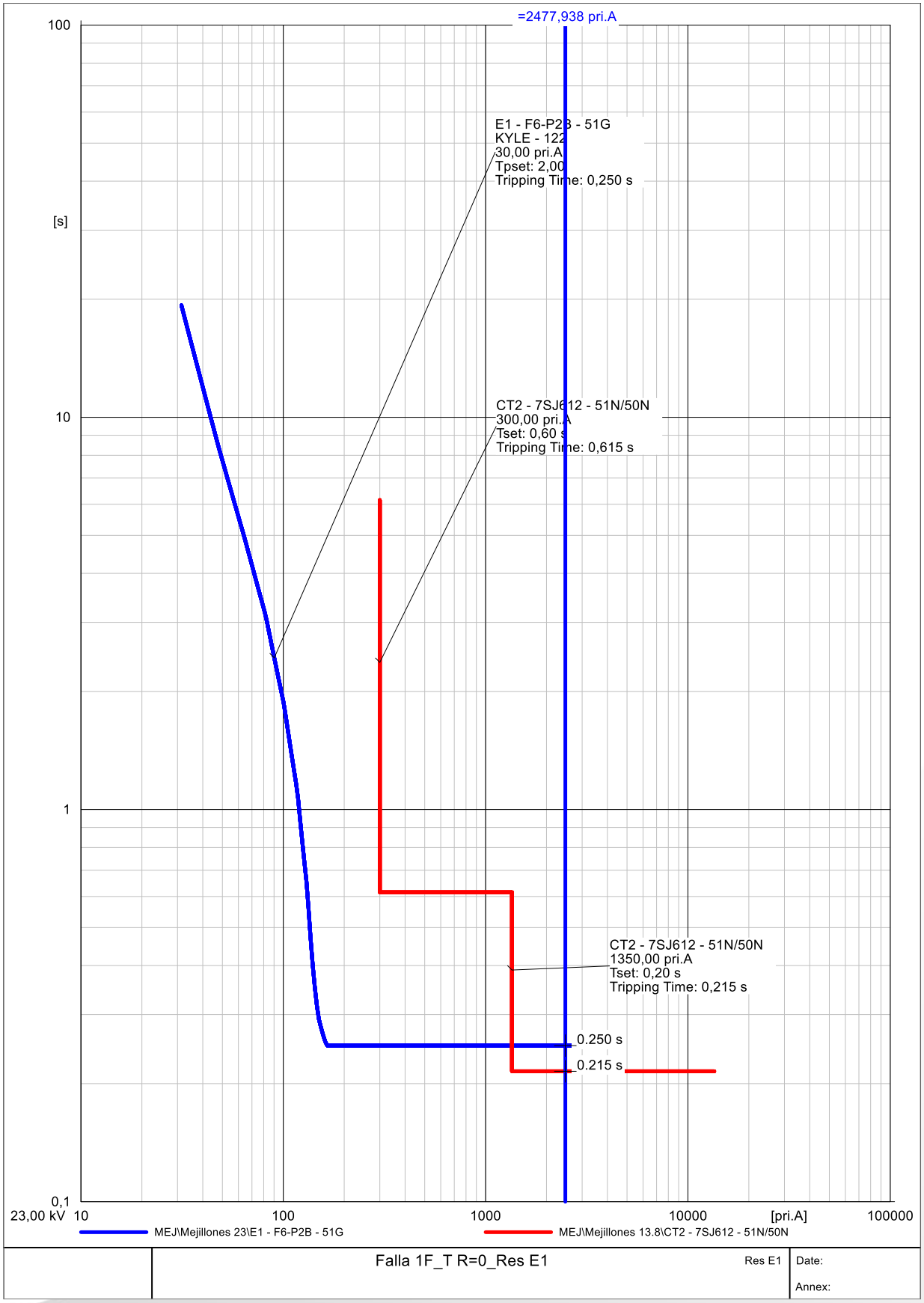

=2105,411 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
23,00 kV 100
1000
10000
[pri.A]
100000
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 3,444 s
E1 - F6-P2B - 51
KYLE - 122
200,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,250 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,630 s
0.630 s
0.250 s
13,20 kV
MEJ\Mejillones 23\E1 - F6-P2B - 51
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
Falla 2F _Fase E1
Fase E1
Date:
Annex:

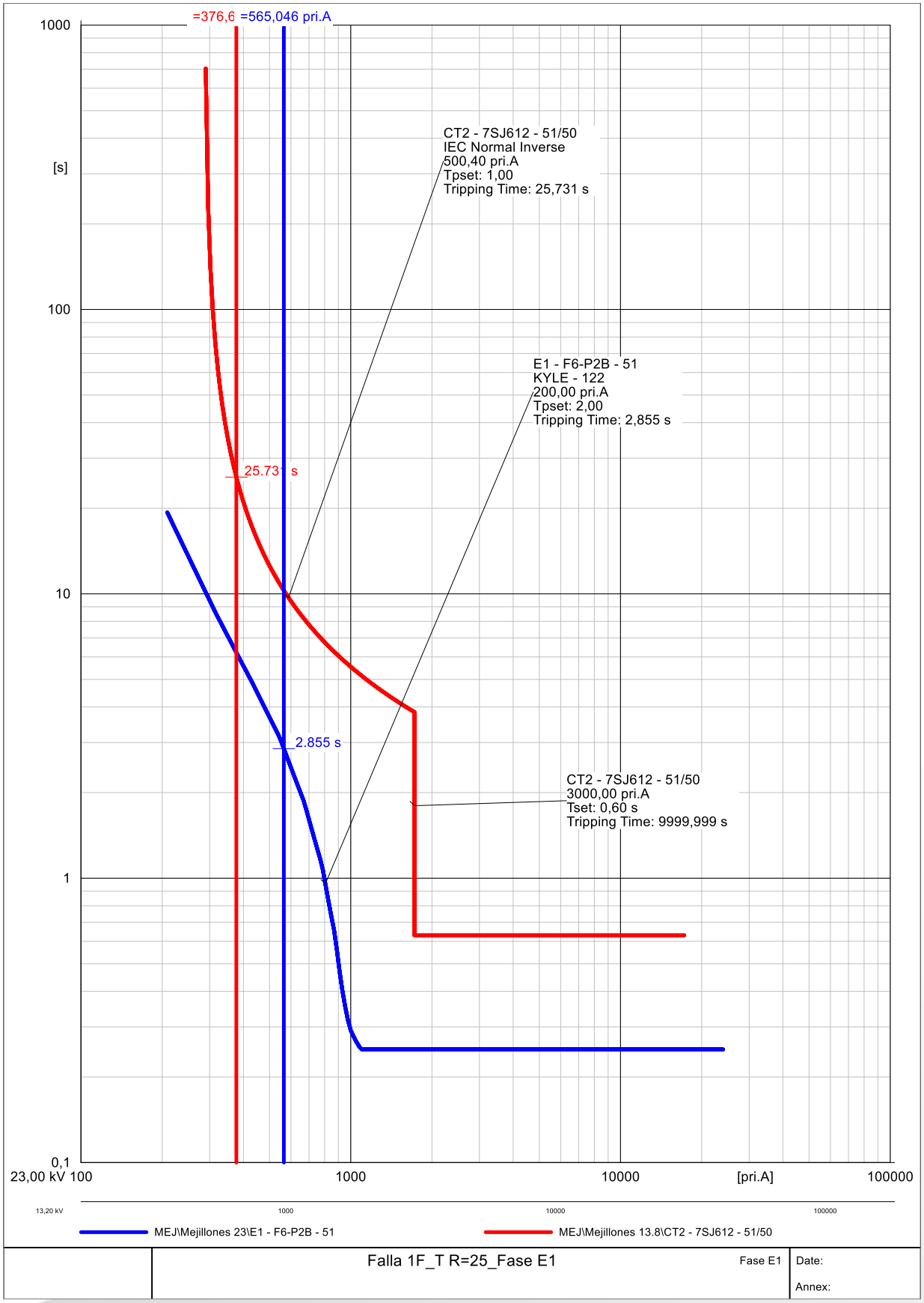


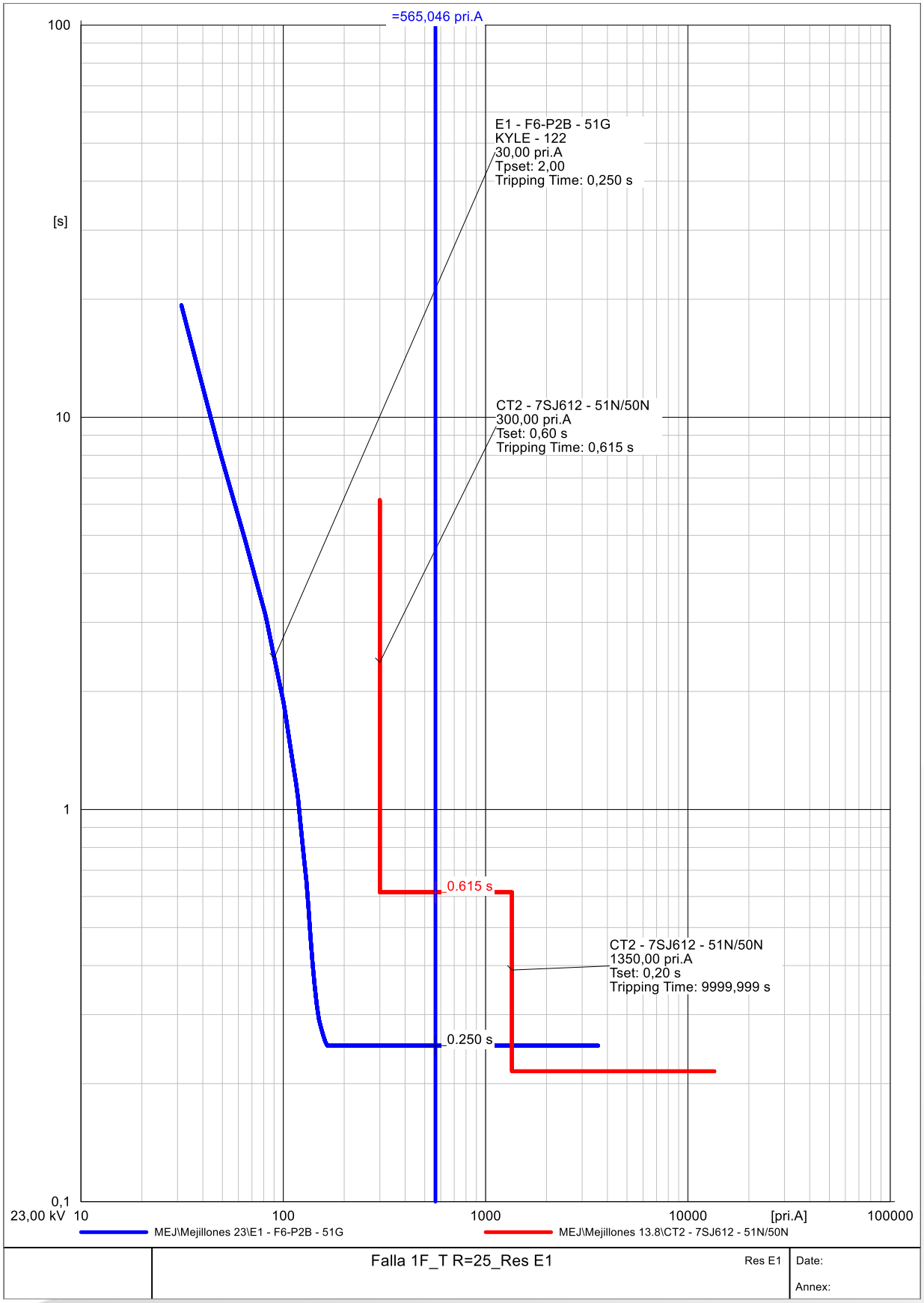
	Falla 2F_T _Fase E1	Fase E1	Date:
			Annex:

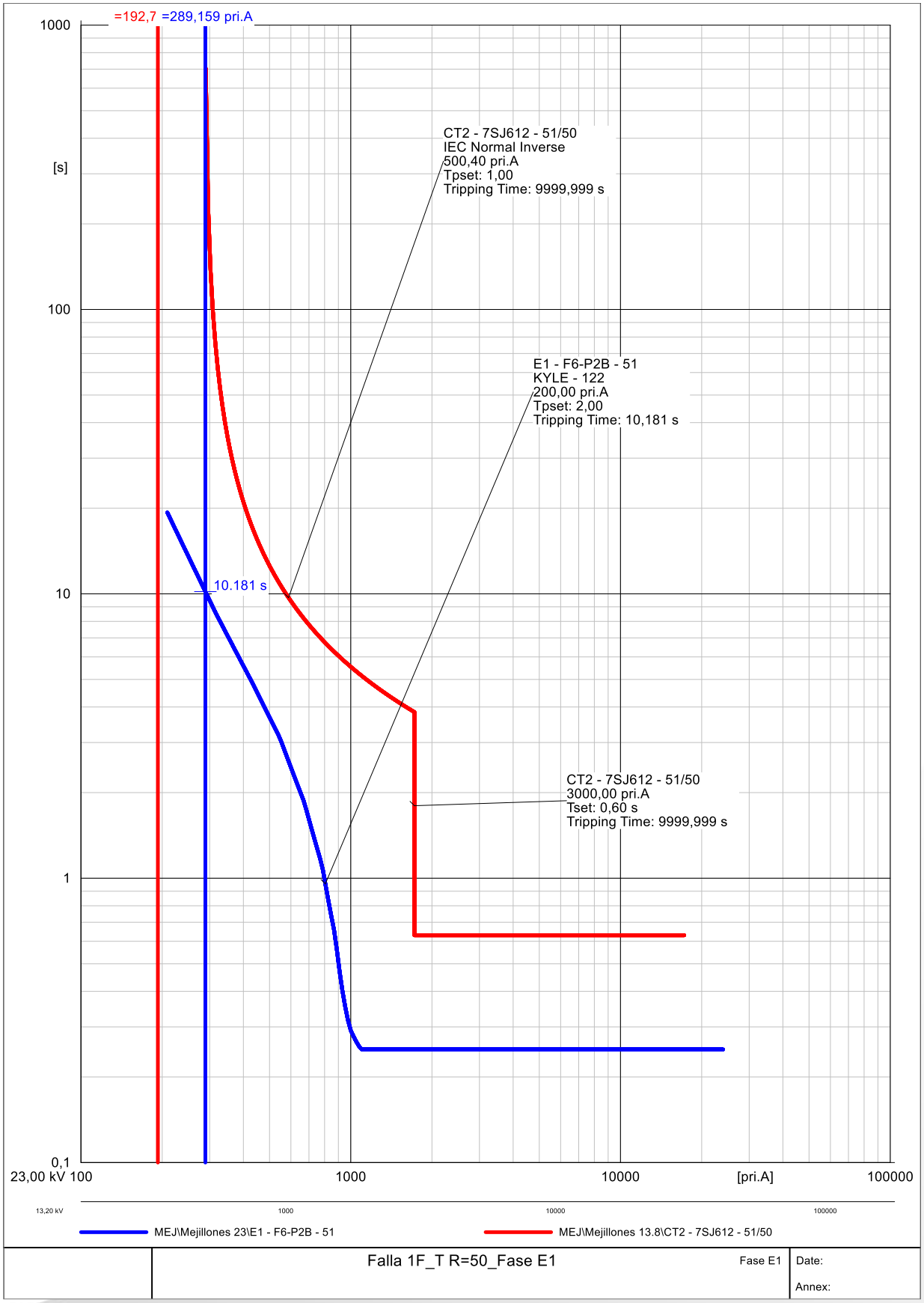

=2532,507 pri.A
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
E1 - F6-P2B - 51G
KYLE - 122
30,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,250 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,615 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 0,215 s
0.250 s
0.215 s
MEJ\Mejillones 23\E1 - F6-P2B - 51G
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
Falla 2F_T _Res E1
Res E1
Date:
Annex:

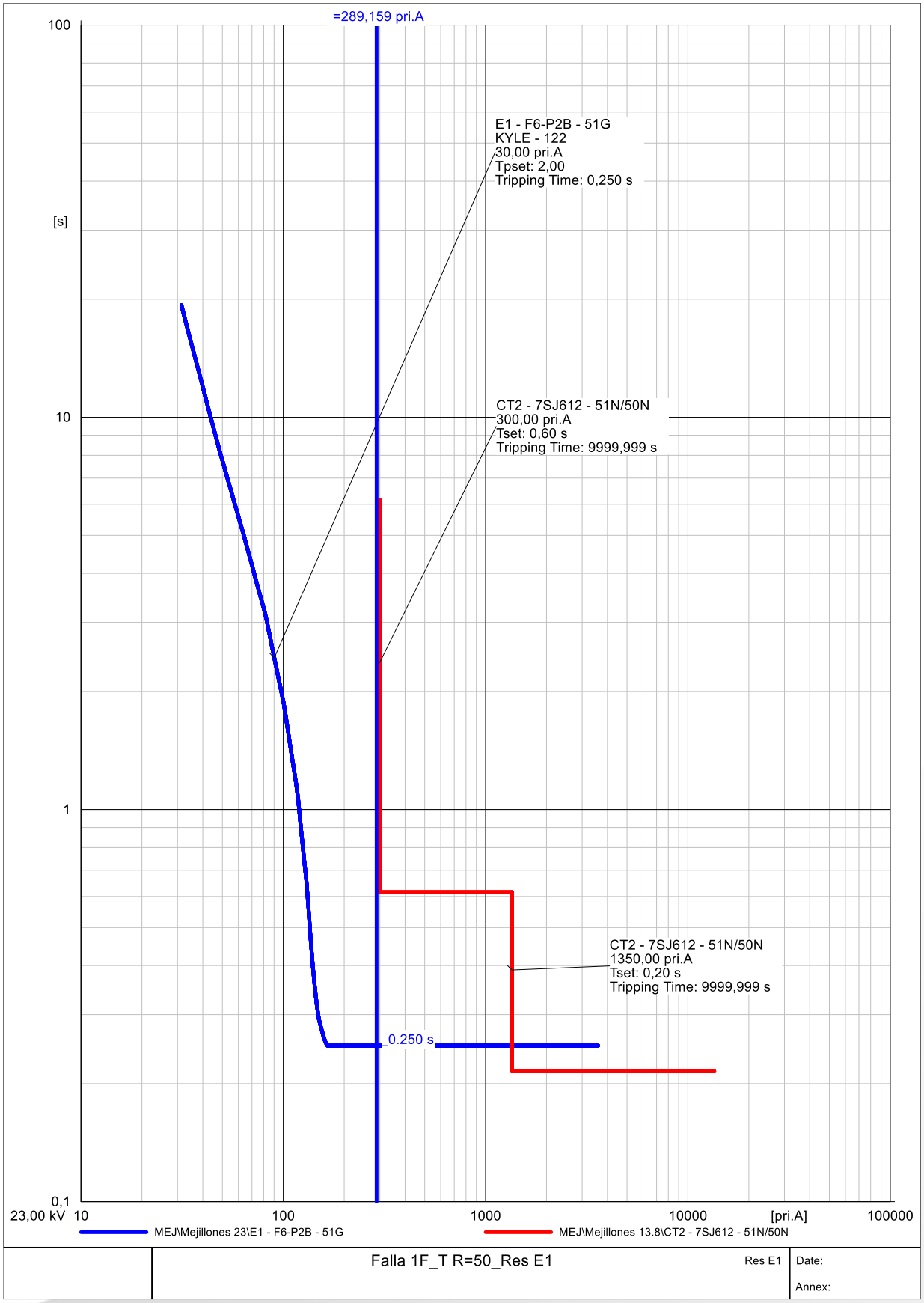

=1651, =2477,938 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
23,00 kV 100
1000
10000
[pri.A]
100000
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 3,931 s
E1 - F6-P2B - 51
KYLE - 122
200,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,250 s
3.931 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
0.250 s
13,20 kV
MEJ\Mejillones 23\E1 - F6-P2B - 51
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
Falla 1F_T R=0_Fase E1
Fase E1
Date:
Annex:


=2477,938 pri.A
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
E1 - F6-P2B - 51G
KYLE - 122
30,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,250 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,615 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 0,215 s
0.250 s
0.215 s
MEJ\Mejillones 23\E1 - F6-P2B - 51G
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
Falla 1F_T R=0_Res E1
Res E1
Date:
Annex:

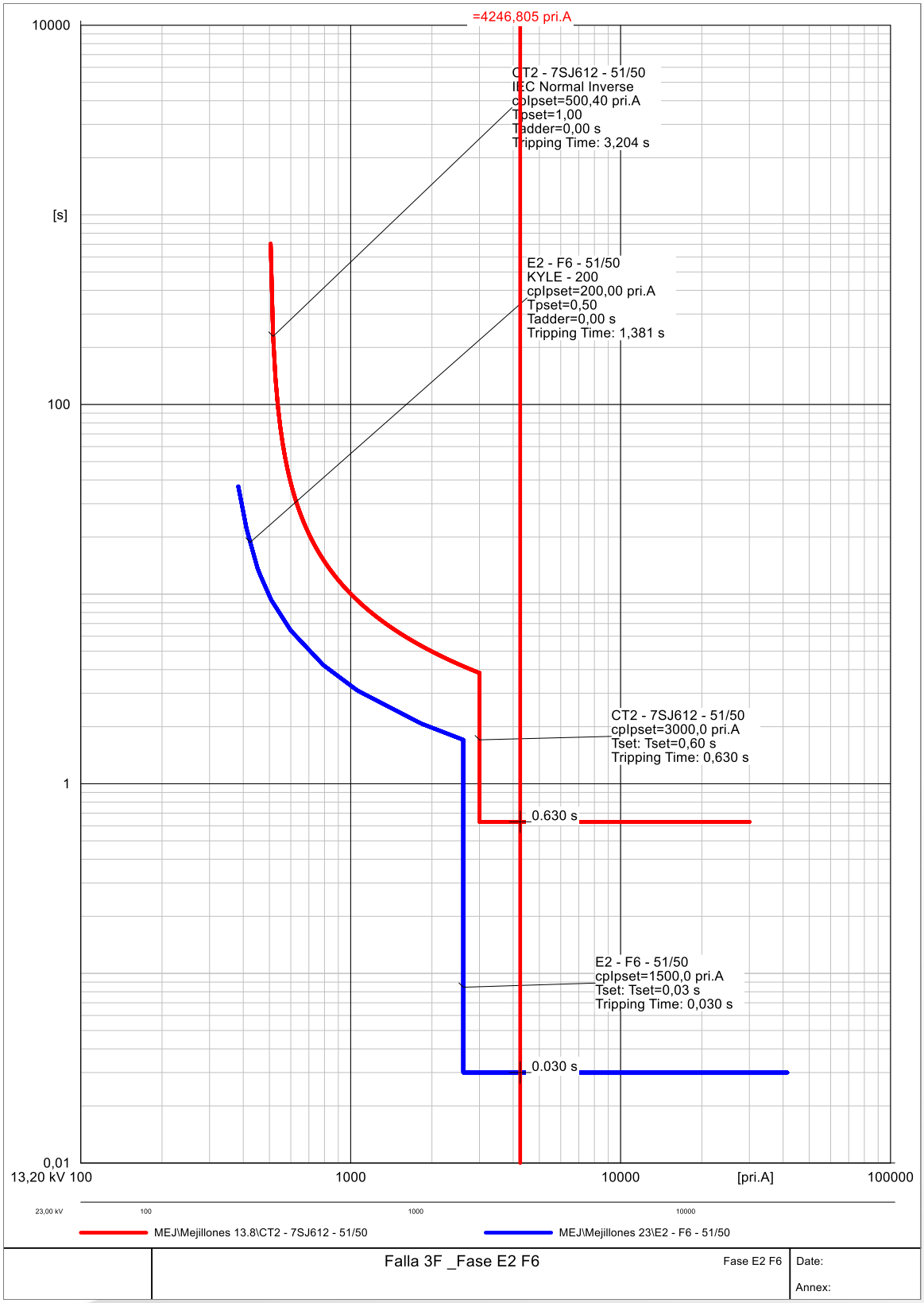

=376,6 =565,046 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
23,00 kV 100
1000
10000
[pri.A]
100000
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 25,731 s
E1 - F6-P2B - 51
KYLE - 122
200,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 2,855 s
25.73 s
2.855 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
13,20 kV
MEJ\Mejillones 23\E1 - F6-P2B - 51
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
Falla 1F_T R=25_Fase E1
Fase E1
Date:
Annex:

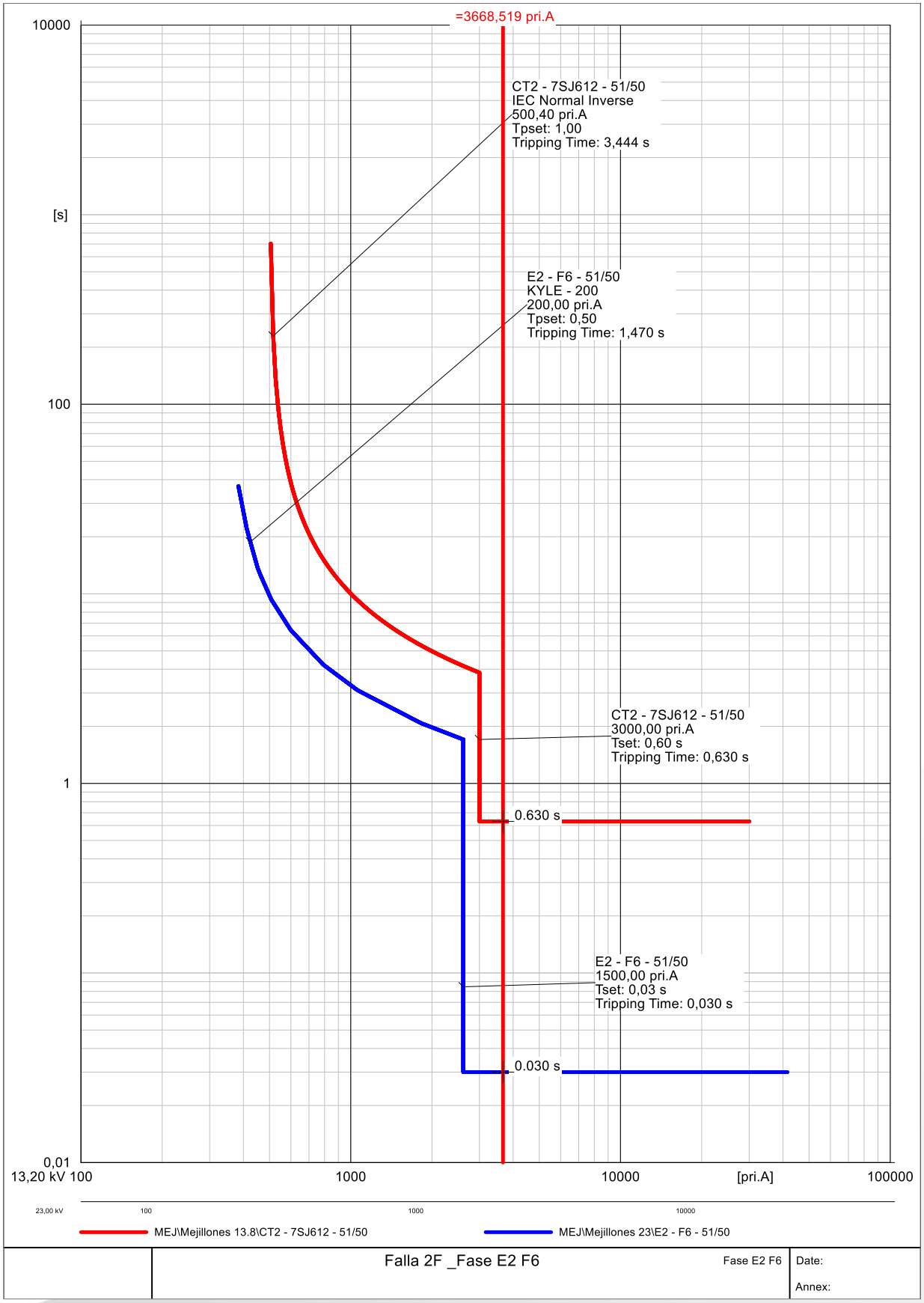

=565,046 pri.A
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
E1 - F6-P2B - 51G
KYLE - 122
30,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,250 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,615 s
0.615 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 9999,999 s
0.250 s
MEJ\Mejillones 23\E1 - F6-P2B - 51G
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
Falla 1F_T R=25_Res E1
Res E1
Date:
Annex:

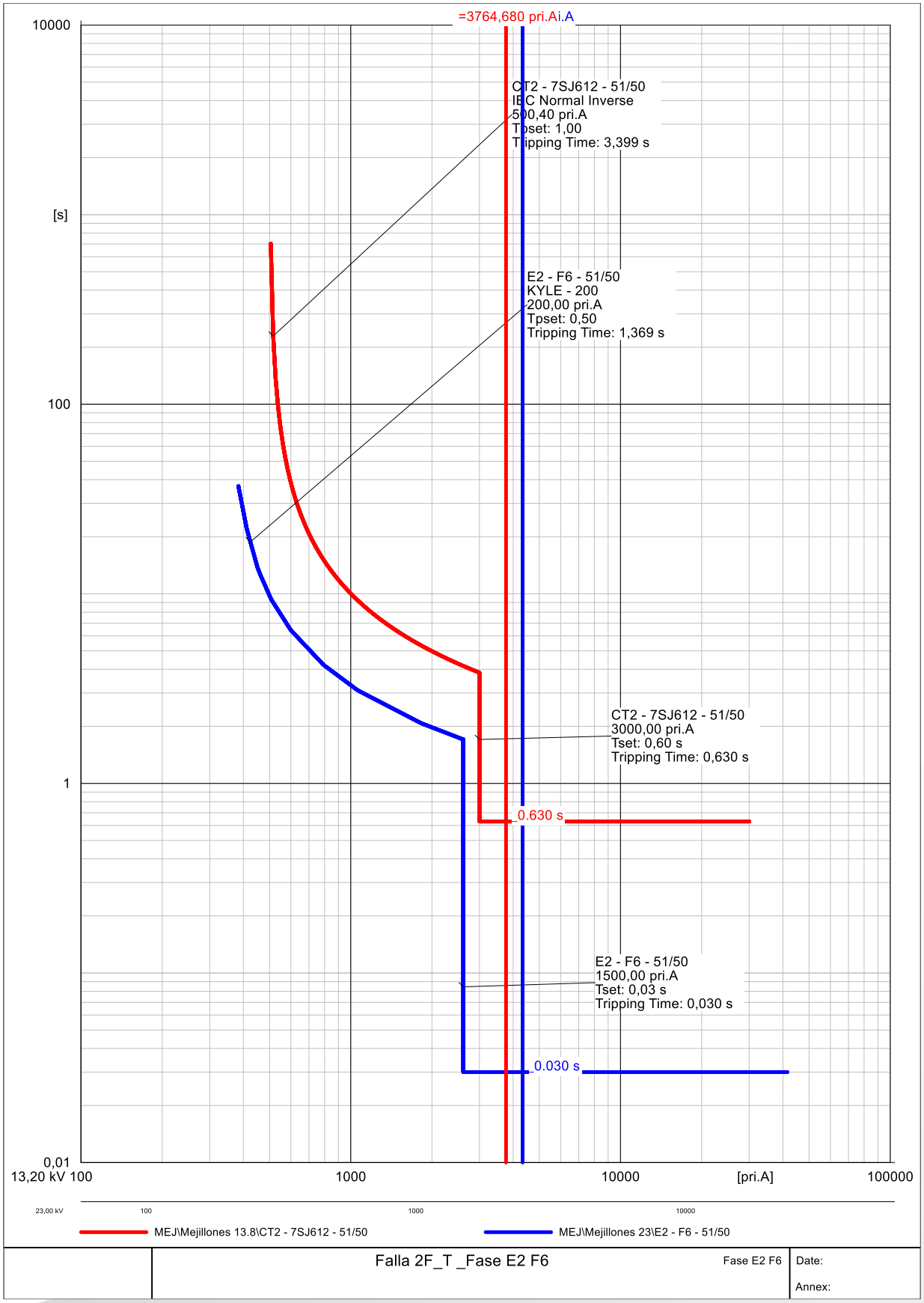

=192,7
=289,159 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
23,00 kV 100
1000
10000
[pri.A]
100000
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 9999,999 s
E1 - F6-P2B - 51
KYLE - 122
200,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 10,181 s
10.181 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
13,20 kV
MEJ\Mejillones 23\E1 - F6-P2B - 51
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
Falla 1F_T R=50_Fase E1
Fase E1
Date:
Annex:

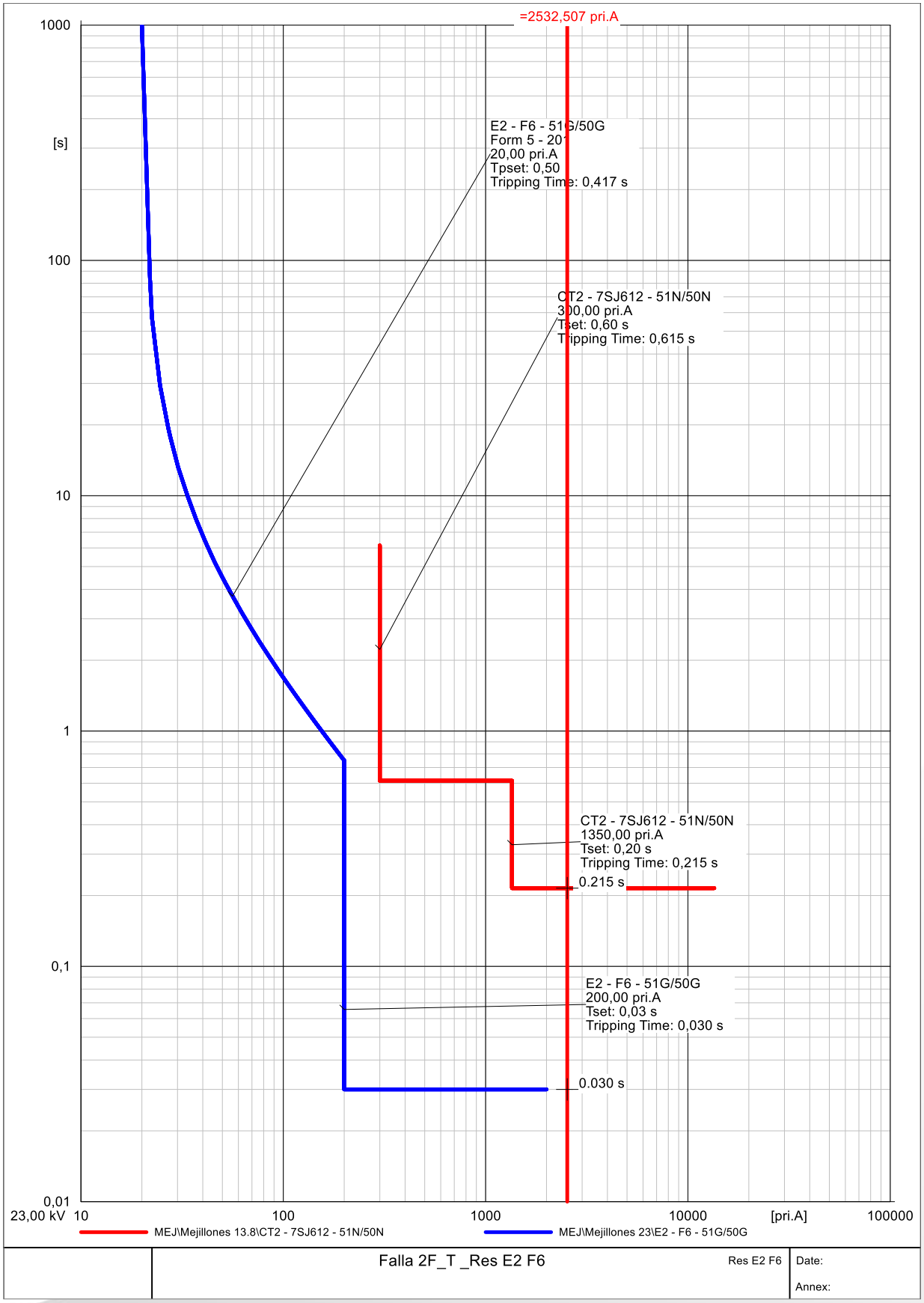

=289,159 pri.A
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
E1 - F6-P2B - 51G
KYLE - 122
30,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,250 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 9999,999 s
0.250 s
MEJ\Mejillones 23\E1 - F6-P2B - 51G
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
Falla 1F_T R=50_Res E1
Res E1
Date:
Annex:

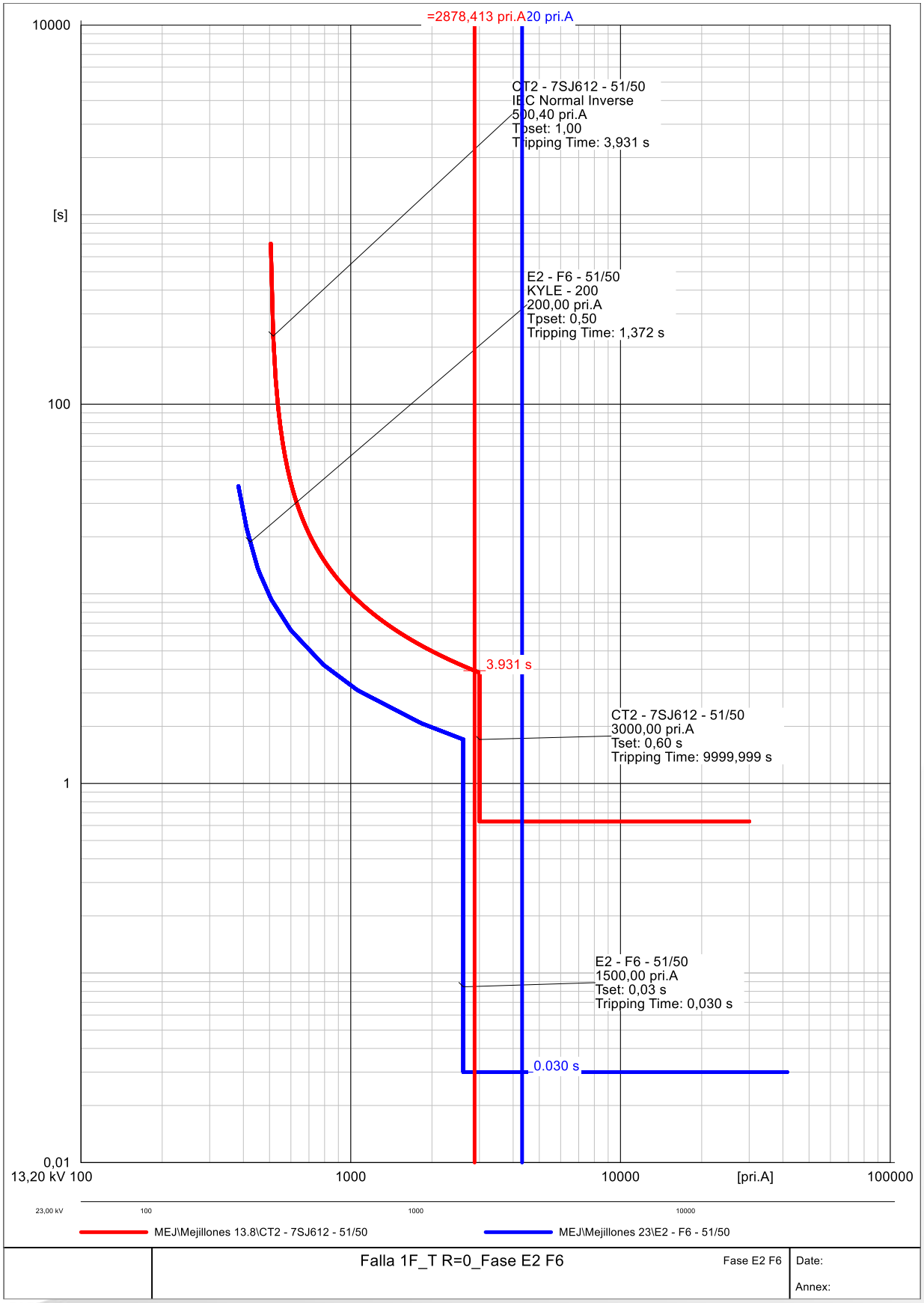
Alimentador E2 – F6:

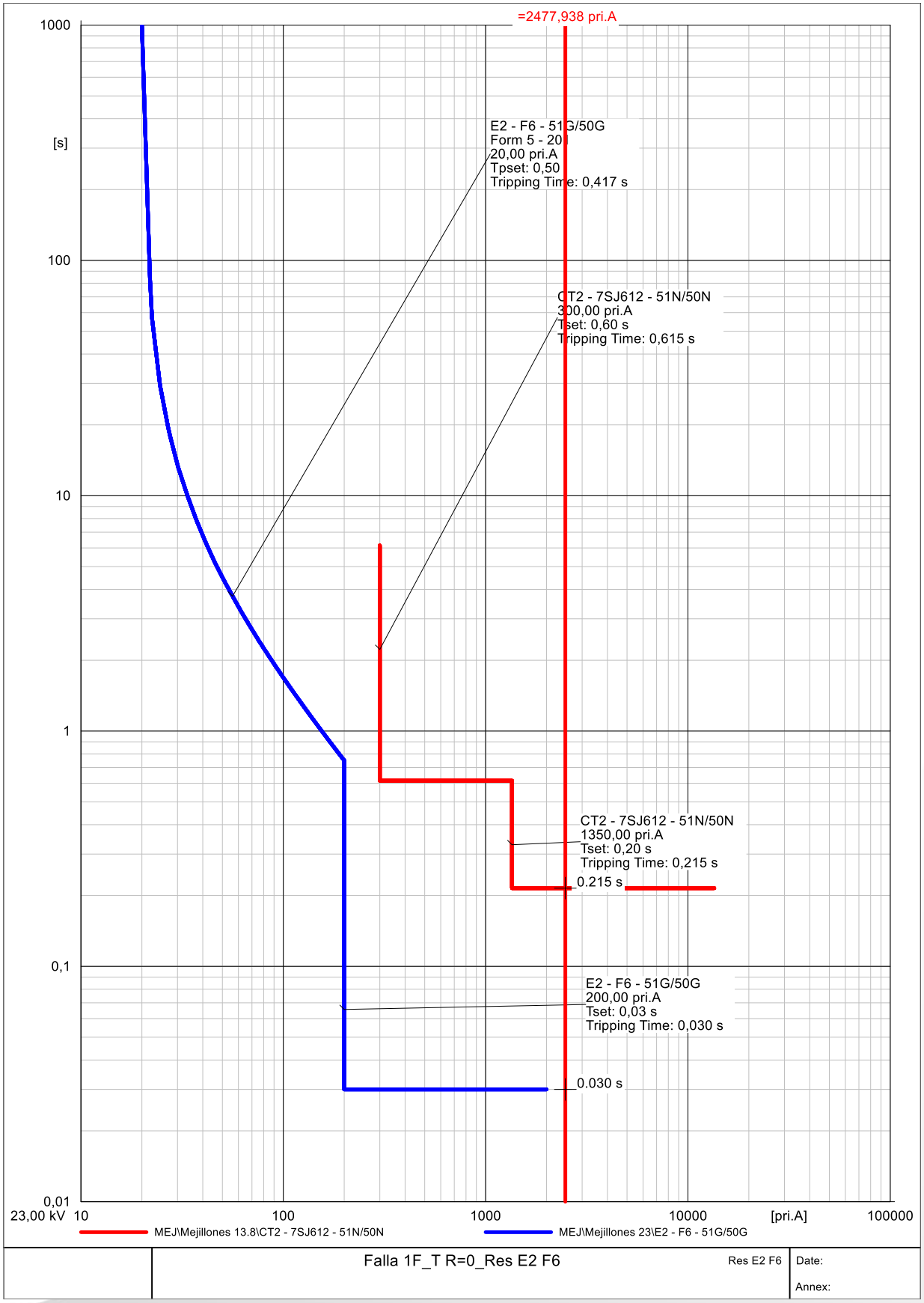


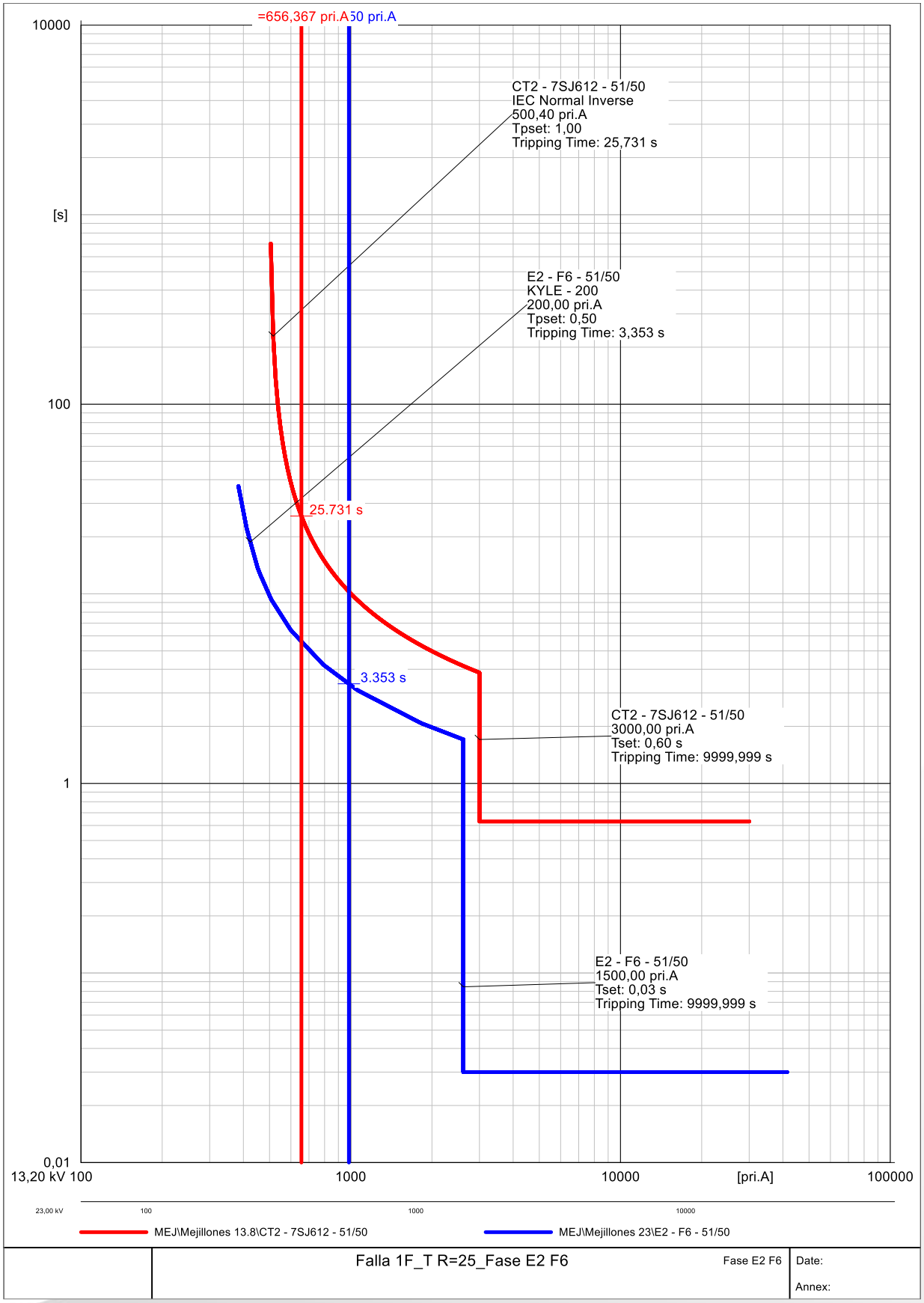

=3668,519 pri.A
10000
[s]
100
1
0,01
13,20 kV 100
1000
10000
[pri.A]
100000
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 3,444 s
E2 - F6 - 51/50
KYLE - 200
200,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 1,470 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,630 s
0.630 s
E2 - F6 - 51/50
1500,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,030 s
0.030 s
23,00 kV
100
1000
10000
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
MEJ\Mejillones 23\E2 - F6 - 51/50
Falla 2F _Fase E2 F6
Fase E2 F6
Date:
Annex:

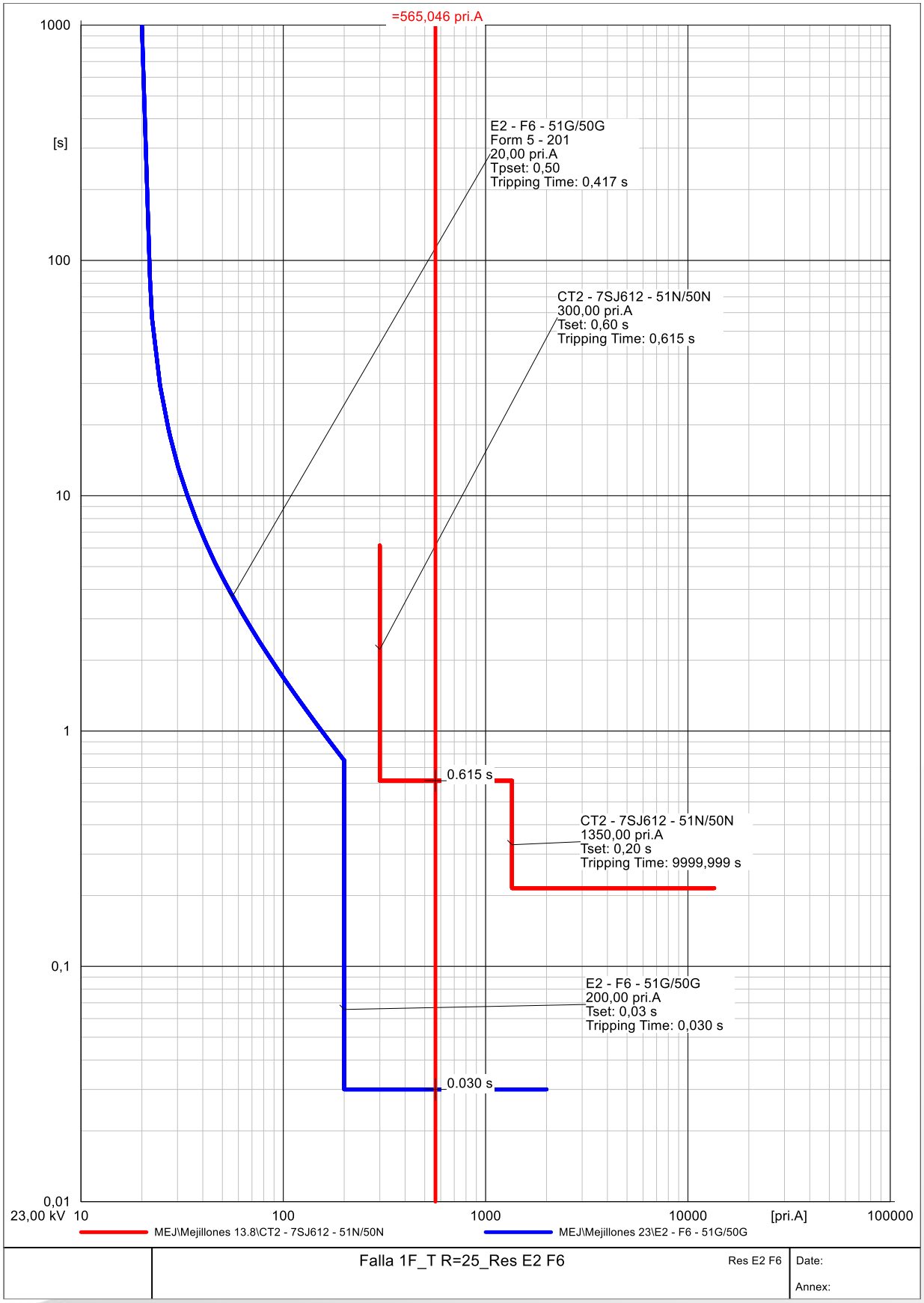

=3764,680 pri.Ai.A
10000
[s]
100
1
0,01
13,20 kV 100
1000
10000
[pri.A]
100000
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 3,399 s
E2 - F6 - 51/50
KYLE - 200
200,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 1,369 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,630 s
0.630 s
E2 - F6 - 51/50
1500,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,030 s
0.030 s
23,00 kV
100
1000
10000
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
MEJ\Mejillones 23\E2 - F6 - 51/50
Falla 2F_T _Fase E2 F6
Fase E2 F6
Date:
Annex:

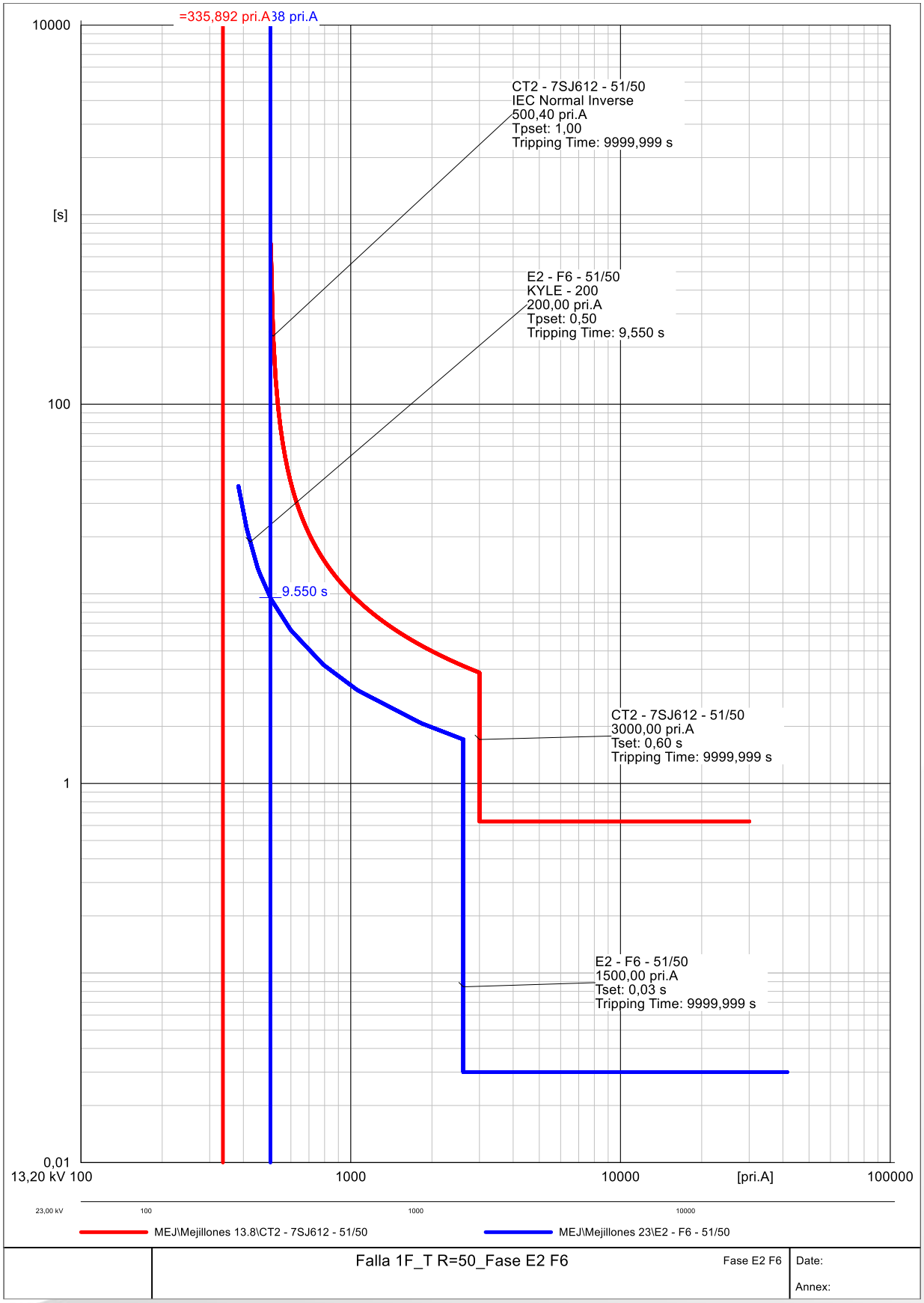

=2532,507 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
E2 - F6 - 51G/50G
Form 5 - 20
20,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,417 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,615 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 0,215 s
0.215 s
E2 - F6 - 51G/50G
200,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,030 s
0.030 s
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E2 - F6 - 51G/50G
Falla 2F_T _Res E2 F6
Res E2 F6
Date:
Annex:

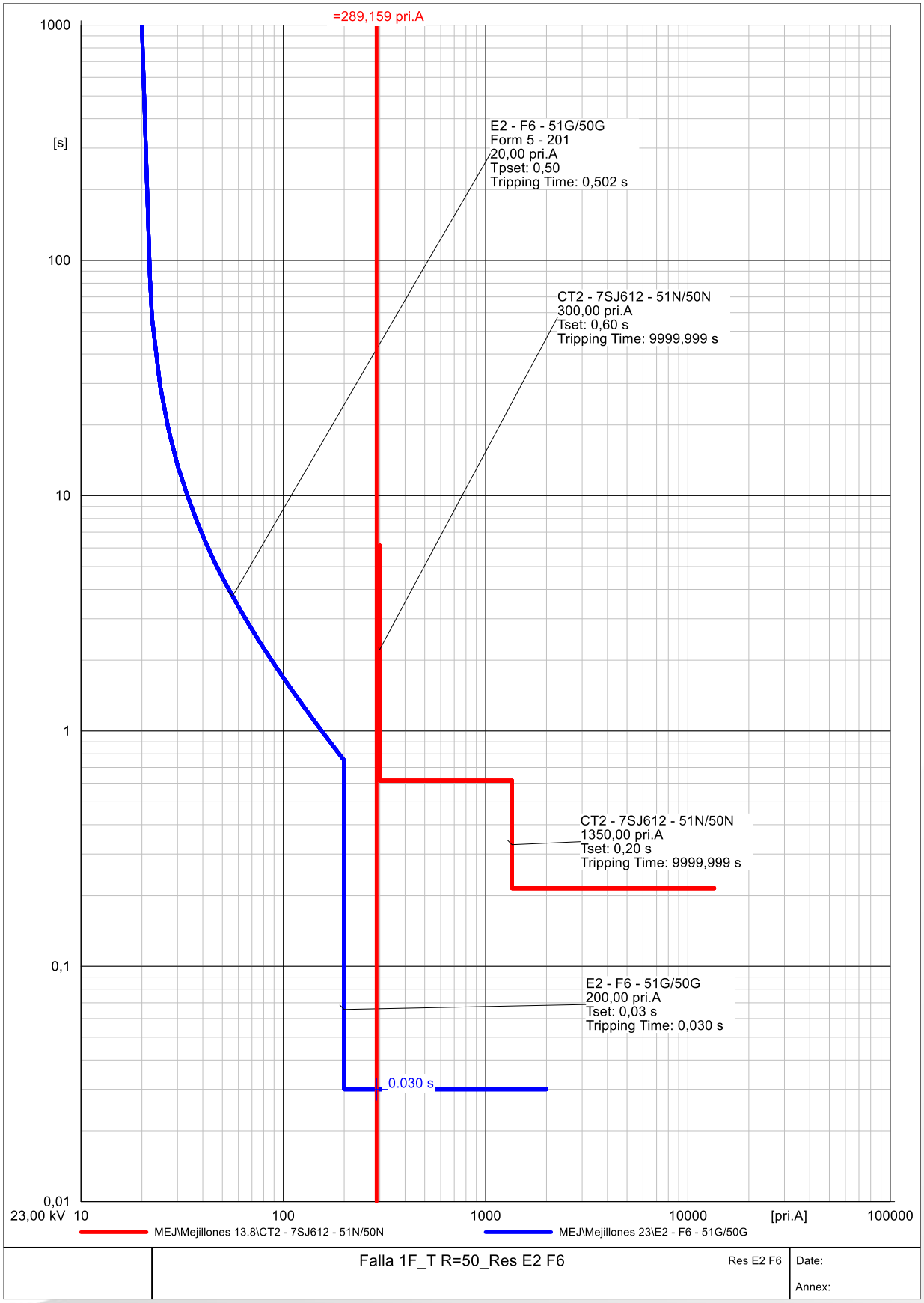

=2878,413 pri.A
20 pri.A
10000
[s]
100
1
0,01
13,20 kV
100
1000
10000
[pri.A]
100000
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 3,931 s
E2 - F6 - 51/50
KYLE - 200
200,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 1,372 s
3.931 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
E2 - F6 - 51/50
1500,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,030 s
0.030 s
23,00 kV
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
MEJ\Mejillones 23\E2 - F6 - 51/50
Falla 1F_T R=0_Fase E2 F6
Fase E2 F6
Date:
Annex:


=2477,938 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
E2 - F6 - 51G/50G
Form 5 - 20
20,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,417 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,615 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 0,215 s
0.215 s
E2 - F6 - 51G/50G
200,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,030 s
0.030 s
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E2 - F6 - 51G/50G
Falla 1F_T R=0_Res E2 F6
Res E2 F6
Date:
Annex:

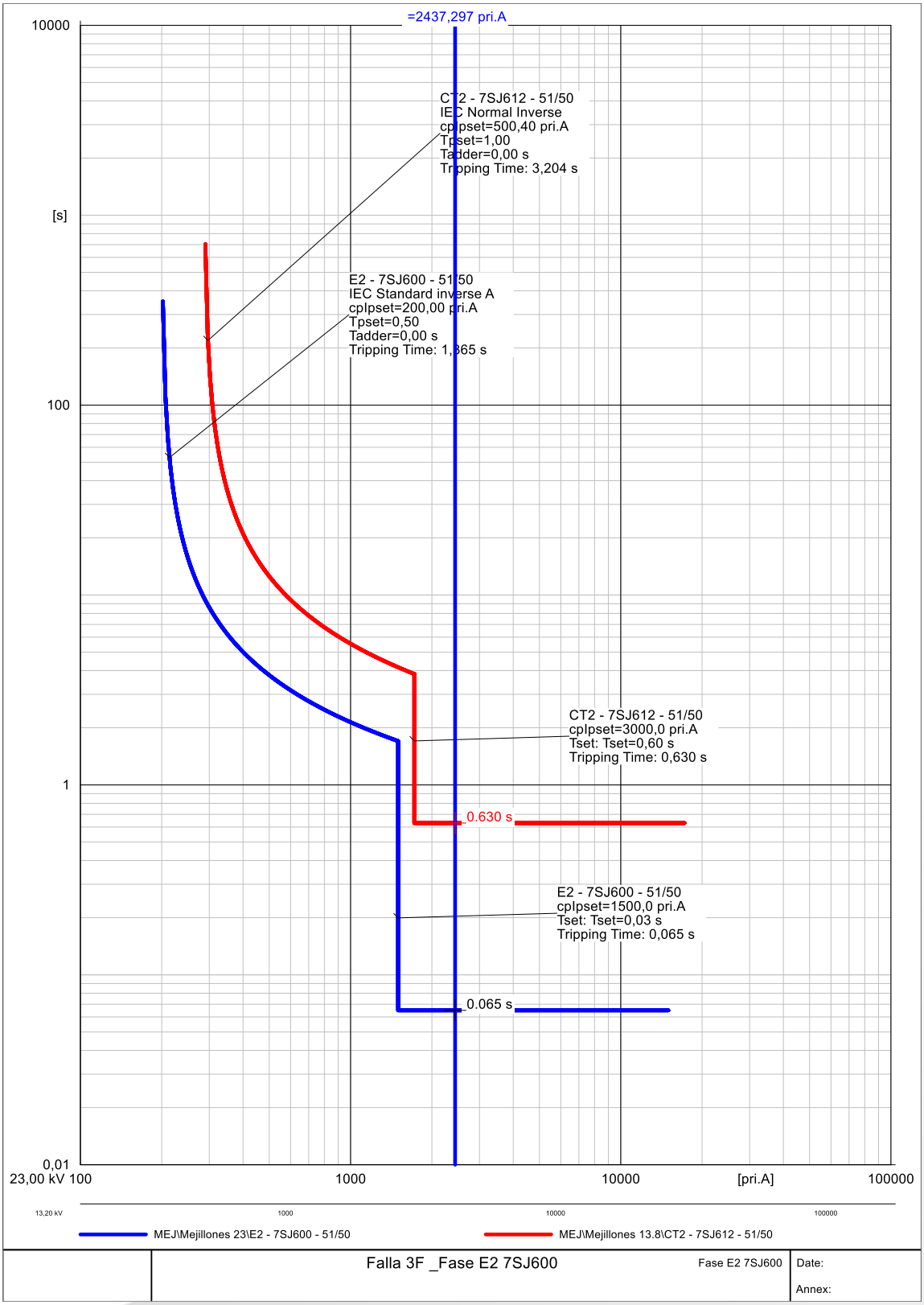

=656,367 pri.A
50 pri.A
10000
[s]
100
1
0,01
13,20 kV
100
1000
10000
[pri.A]
100000
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 25,731 s
E2 - F6 - 51/50
KYLE - 200
200,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 3,353 s
25.731 s
3.353 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
E2 - F6 - 51/50
1500,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 9999,999 s
23,00 kV
100
1000
10000
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
MEJ\Mejillones 23\E2 - F6 - 51/50
Falla 1F_T R=25_Fase E2 F6
Fase E2 F6
Date:
Annex:

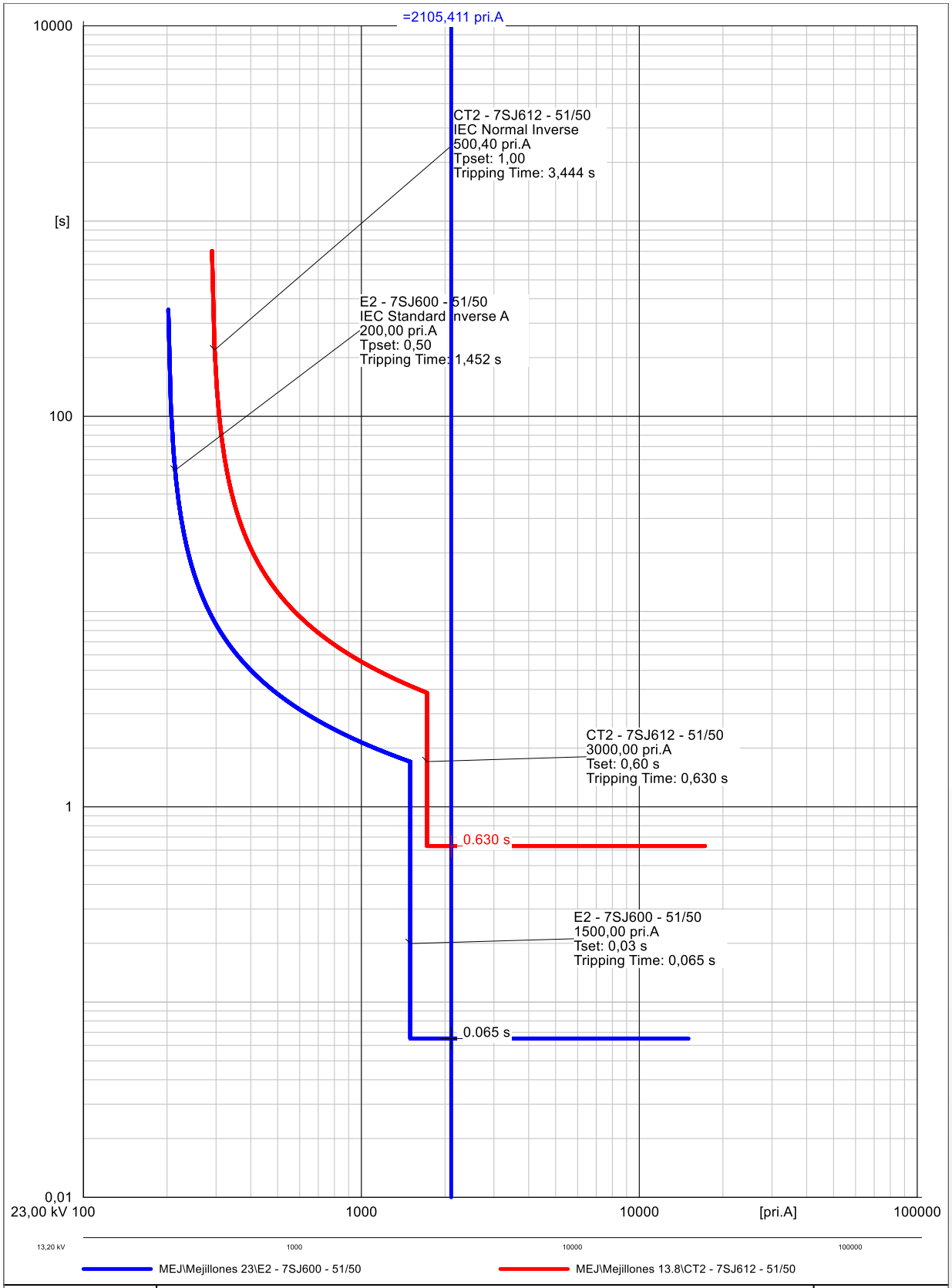

=565,046 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
E2 - F6 - 51G/50G
Form 5 - 201
20,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,417 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,615 s
0.615 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 9999,999 s
E2 - F6 - 51G/50G
200,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,030 s
0.030 s
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E2 - F6 - 51G/50G
Falla 1F_T R=25_Res E2 F6
Res E2 F6
Date:
Annex:


=335,892 pri.A
38 pri.A
10000
[s]
100
1
0,01
13,20 kV
100
1000
10000
[pri.A]
100000
23,00 kV
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 9999,999 s
E2 - F6 - 51/50
KYLE - 200
200,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 9,550 s
9.550 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
E2 - F6 - 51/50
1500,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 9999,999 s
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
MEJ\Mejillones 23\E2 - F6 - 51/50
Falla 1F_T R=50_Fase E2 F6
Fase E2 F6
Date:
Annex:

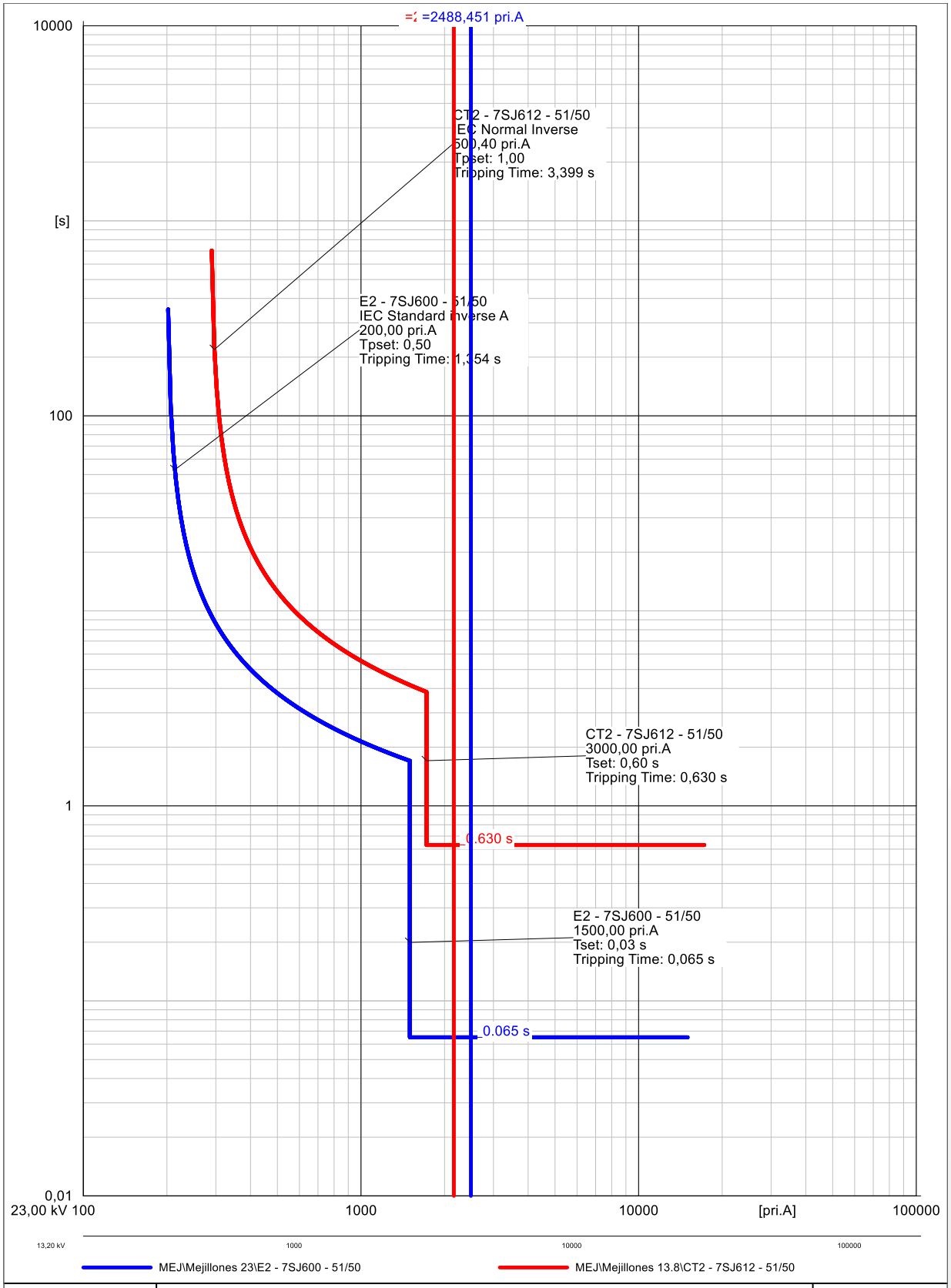

=289,159 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
E2 - F6 - 51G/50G
Form 5 - 201
20,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,502 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 9999,999 s
E2 - F6 - 51G/50G
200,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,030 s
0.030 s
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
MEJ\Mejillones 23\E2 - F6 - 51G/50G
Falla 1F_T R=50_Res E2 F6
Res E2 F6
Date:
Annex:

Alimentador E2 – 7SJ600:

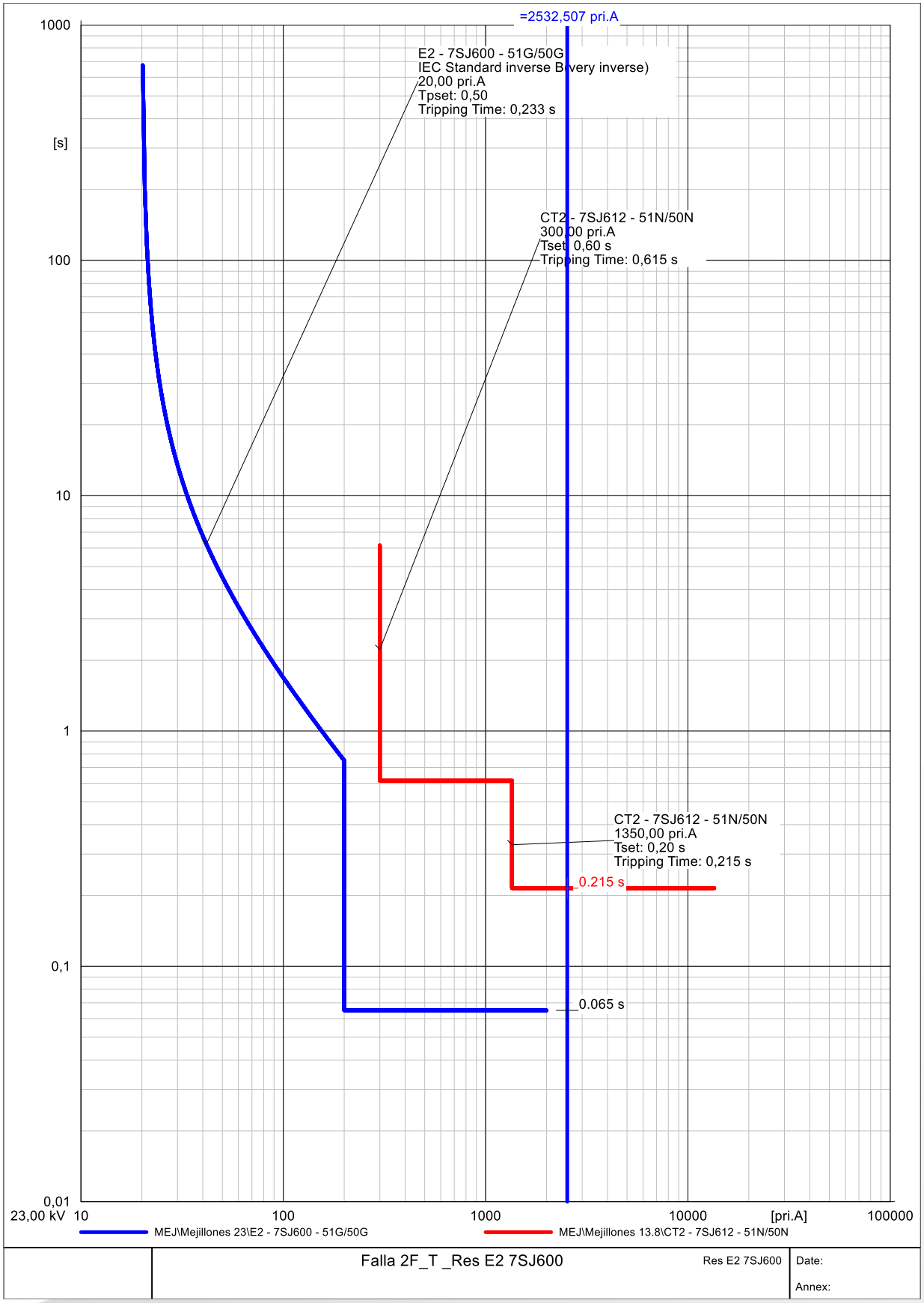


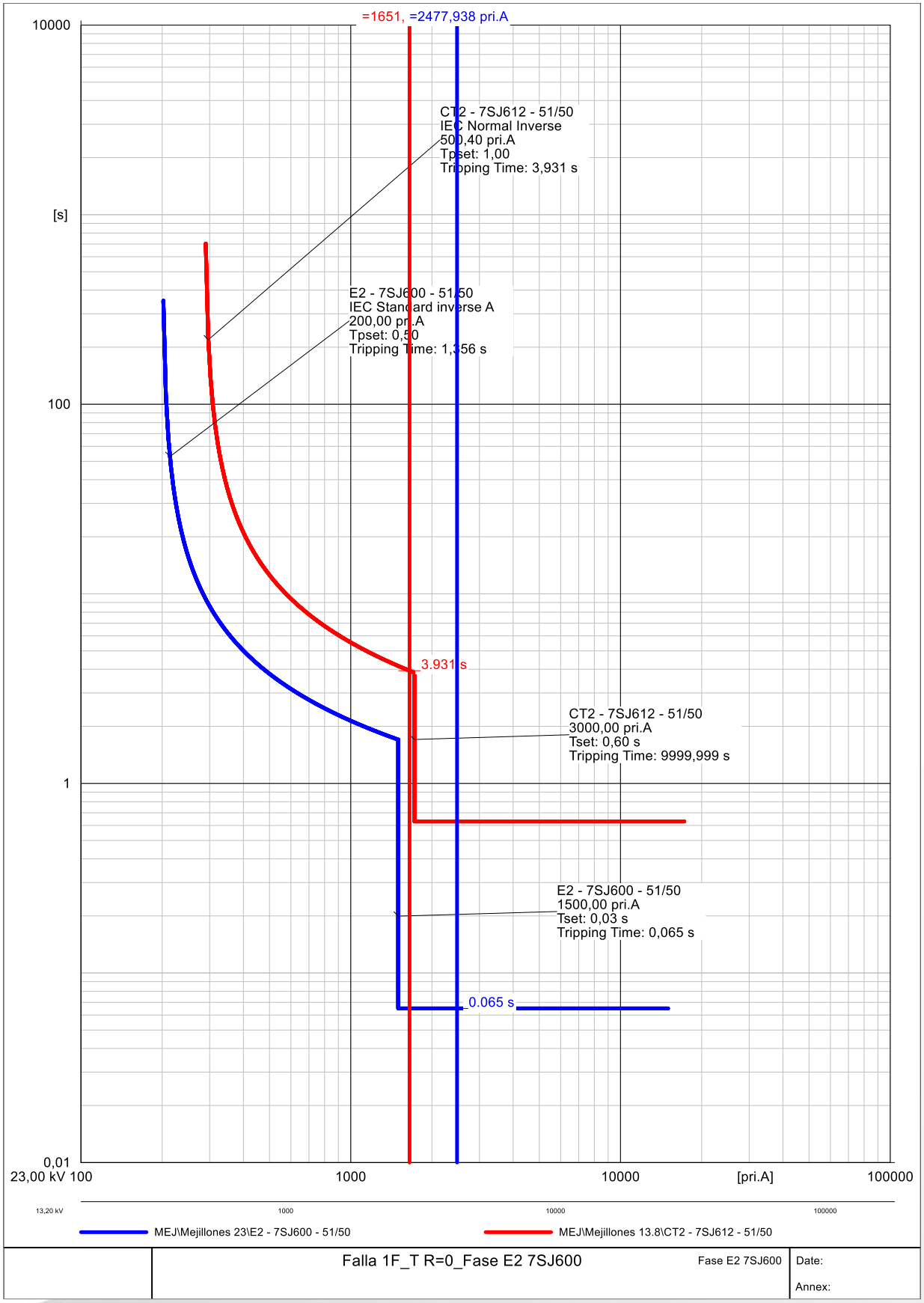


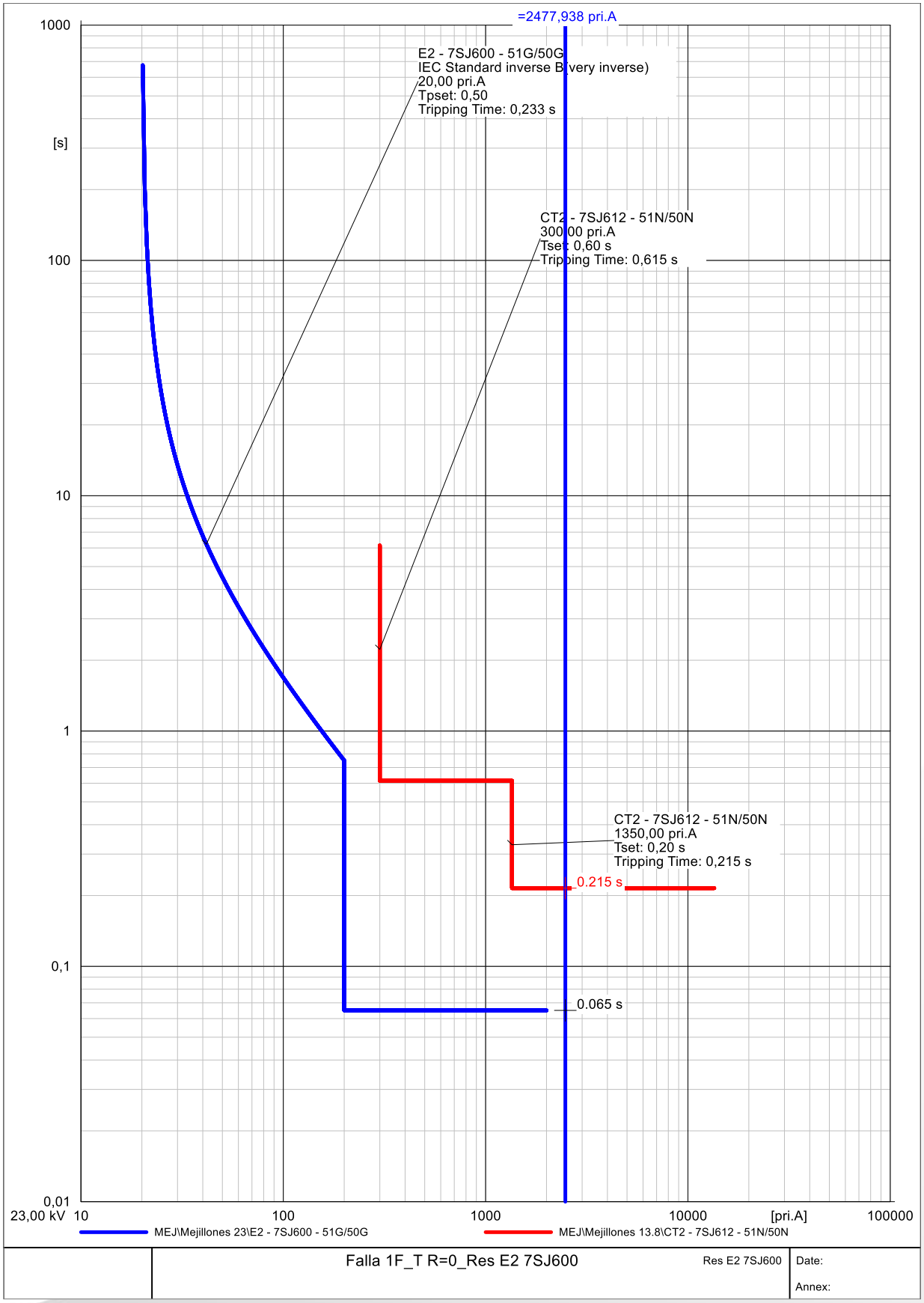
	Falla 2F _Fase E2 7SJ600	Fase E2 7SJ600	Date:
			Annex:

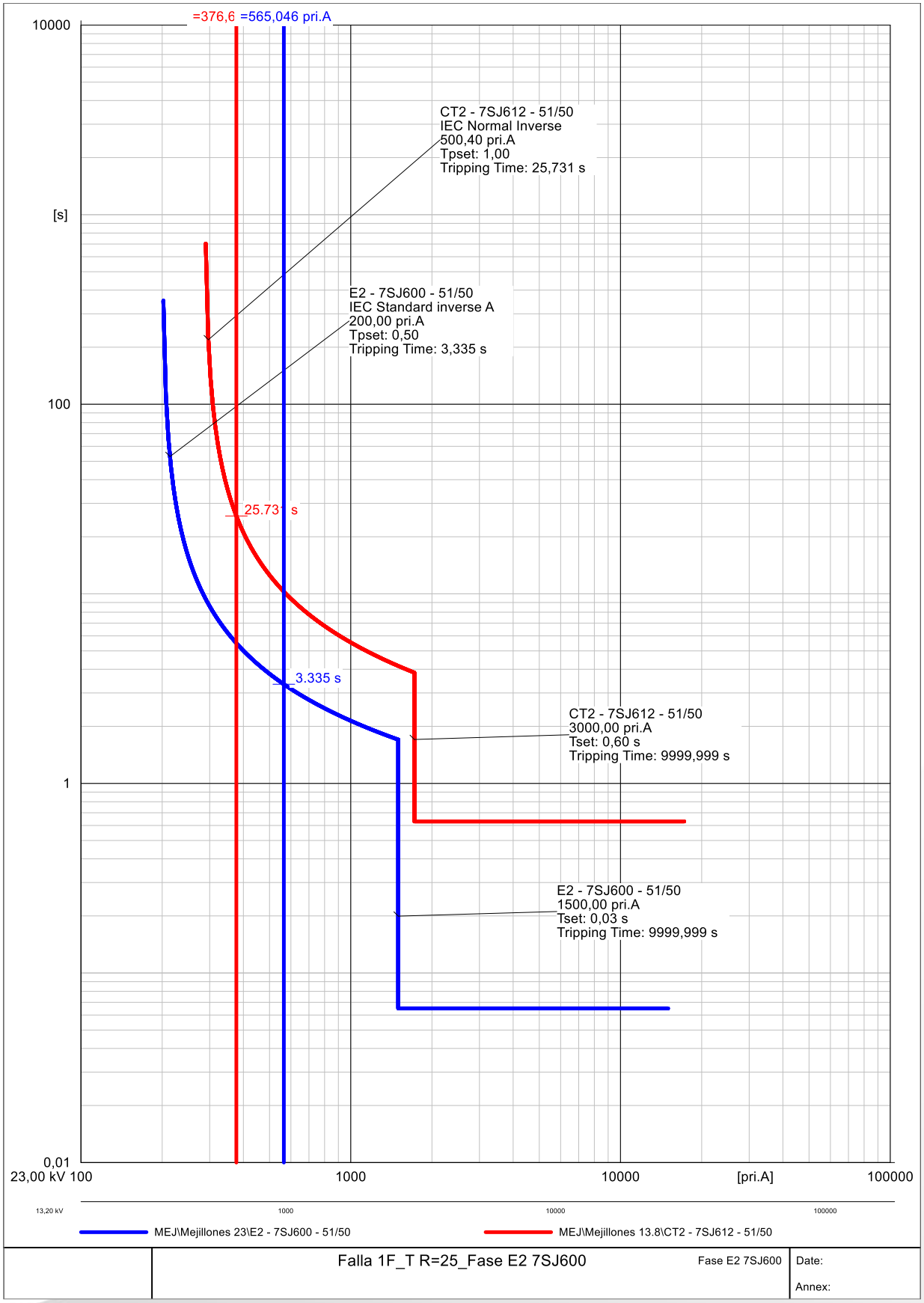


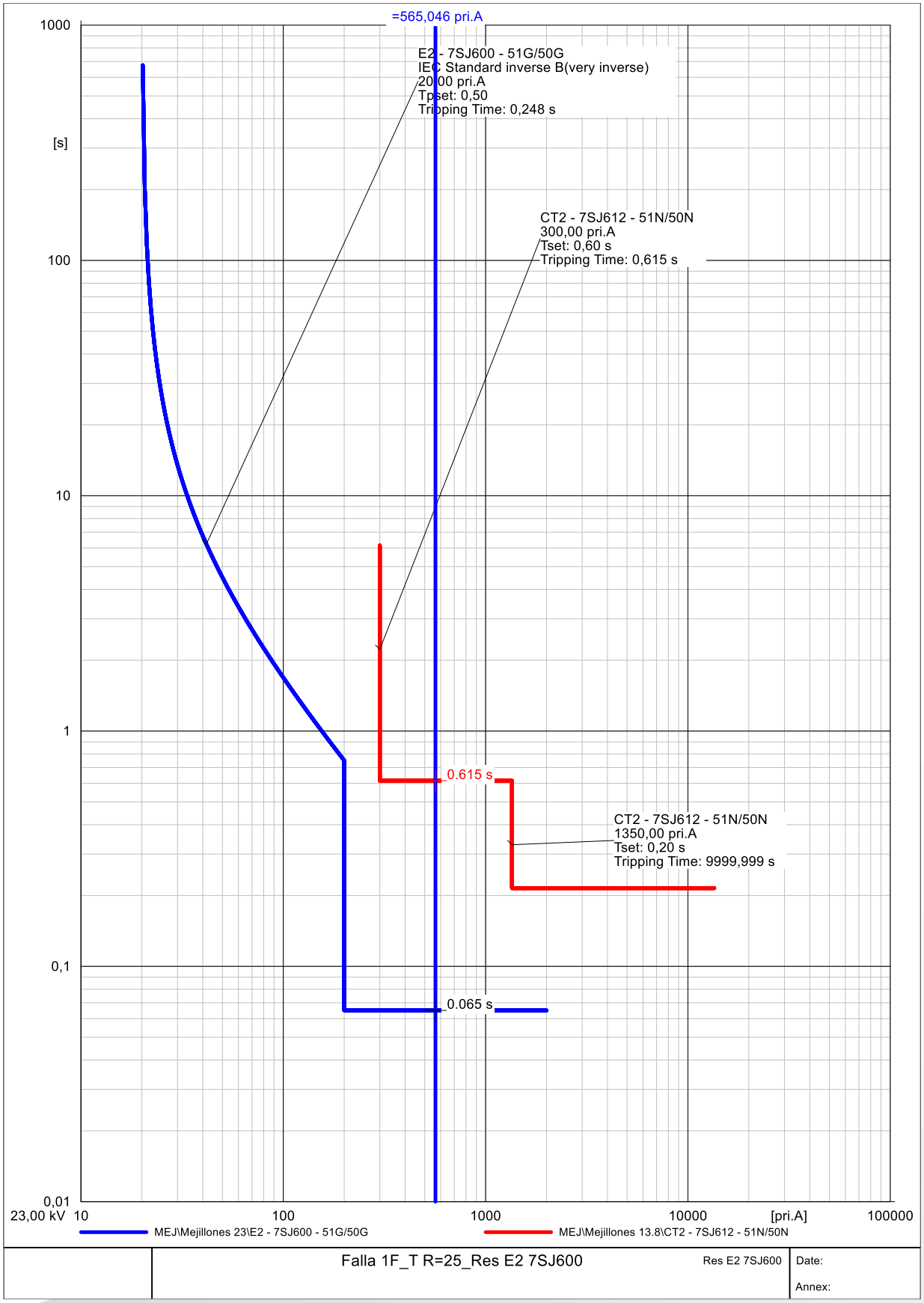
	Falla 2F_T _Fase E2 7SJ600	Fase E2 7SJ600	Date:
			Annex:

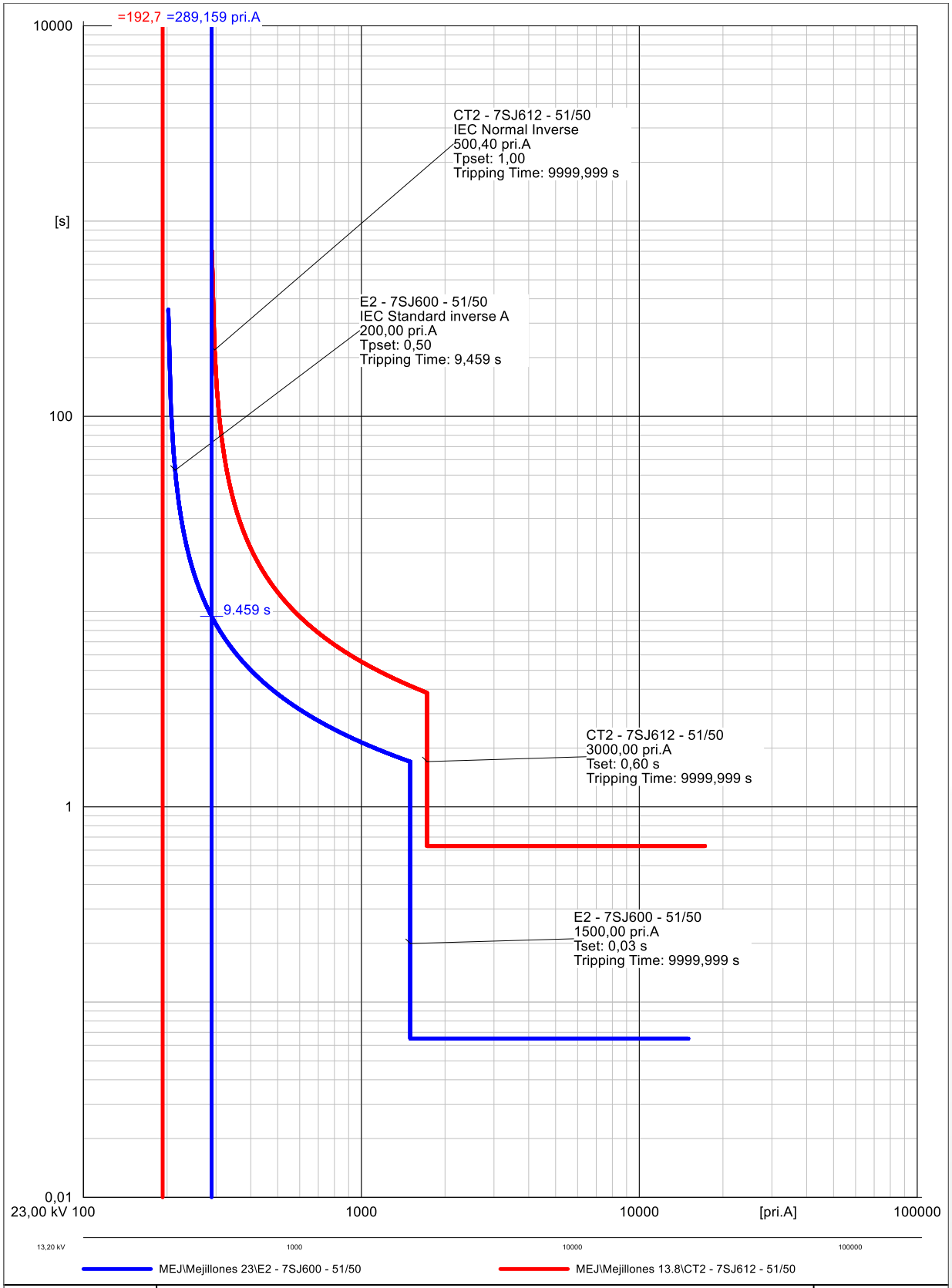

=2532,507 pri.A
E2 - 7SJ600 - 51G/50G
IEC Standard inverse B very inverse)
20,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,233 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,615 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 0,215 s
0.215 s
0.065 s
[s]
1000
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\E2 - 7SJ600 - 51G/50G
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
Falla 2F_T _Res E2 7SJ600
Res E2 7SJ600
Date:
Annex:

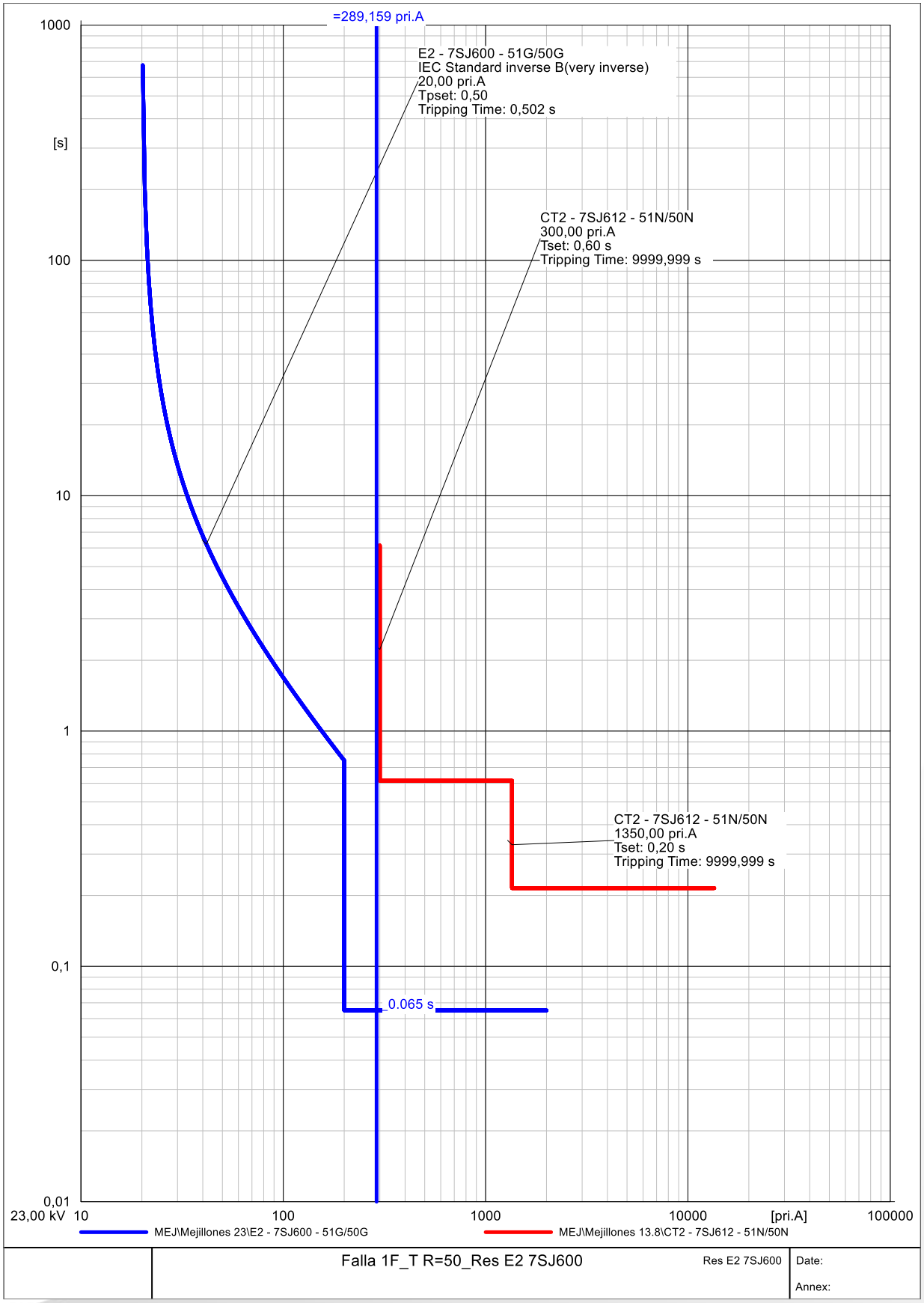

=1651, =2477,938 pri.A
10000
[s]
100
1
0,01
23,00 kV 100
1000
10000
[pri.A]
100000
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 3,931 s
E2 - 7SJ600 - 51/50
IEC Standard inverse A
200,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 1,356 s
3.931 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
E2 - 7SJ600 - 51/50
1500,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 0,065 s
0.065 s
13,20 kV
1000
10000
100000
MEJ\Mejillones 23\E2 - 7SJ600 - 51/50
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
Falla 1F_T R=0_Fase E2 7SJ600
Fase E2 7SJ600
Date:
Annex:


=2477,938 pri.A
E2 - 7SJ600 - 51G/50G
IEC Standard inverse B(very inverse)
20,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,233 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,615 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 0,215 s
0.215 s
0.065 s
[s]
1000
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\E2 - 7SJ600 - 51G/50G
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
Falla 1F_T R=0_Res E2 7SJ600
Res E2 7SJ600
Date:
Annex:

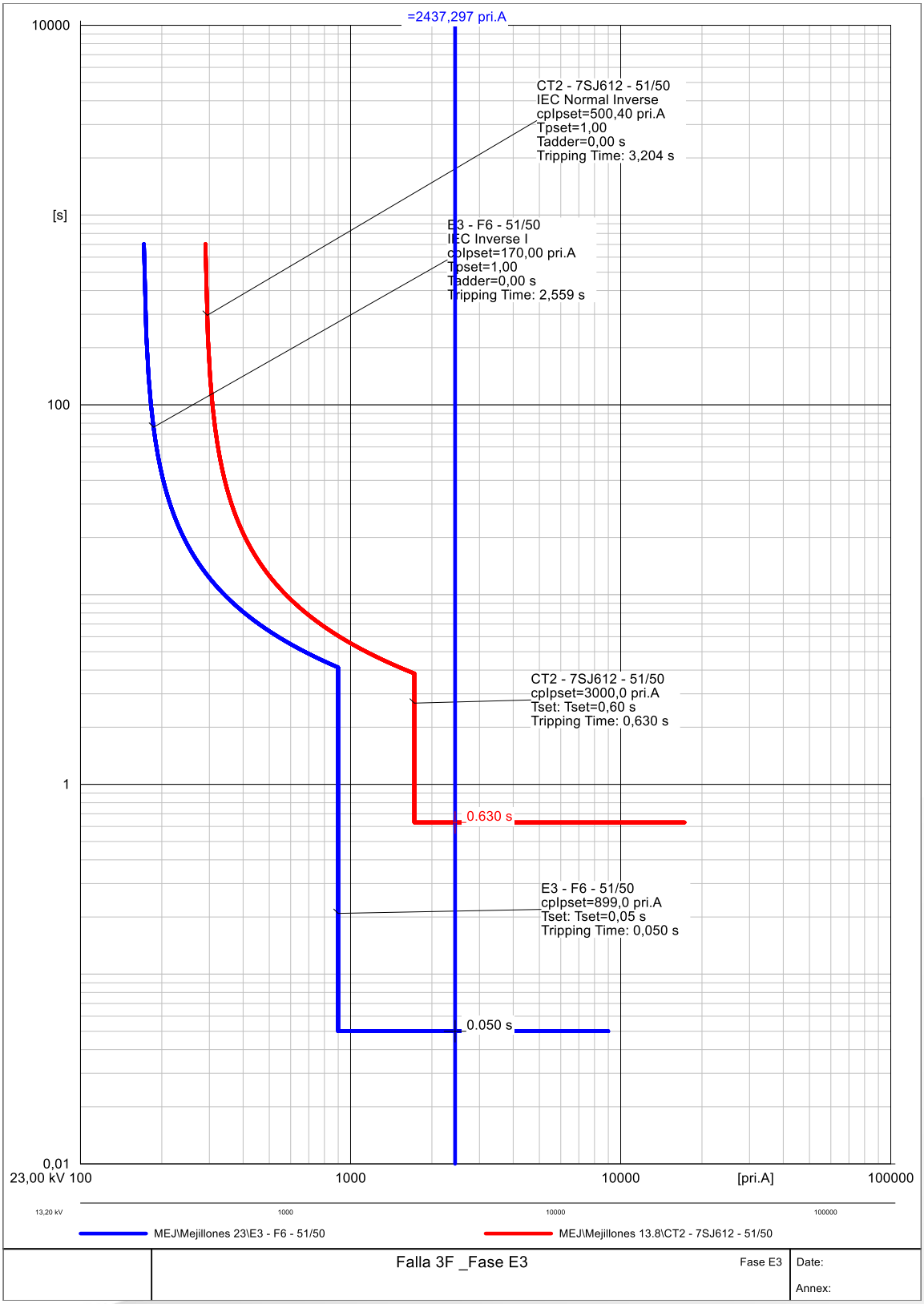

=376,6 =565,046 pri.A
10000
[s]
100
1
0,01
23,00 kV 100
1000
10000
[pri.A]
100000
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 25,731 s
E2 - 7SJ600 - 51/50
IEC Standard inverse A
200,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 3,335 s
25.731 s
3.335 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
E2 - 7SJ600 - 51/50
1500,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 9999,999 s
13,20 kV
1000
10000
100000
MEJ\Mejillones 23\E2 - 7SJ600 - 51/50
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
Falla 1F_T R=25_Fase E2 7SJ600
Fase E2 7SJ600
Date:
Annex:

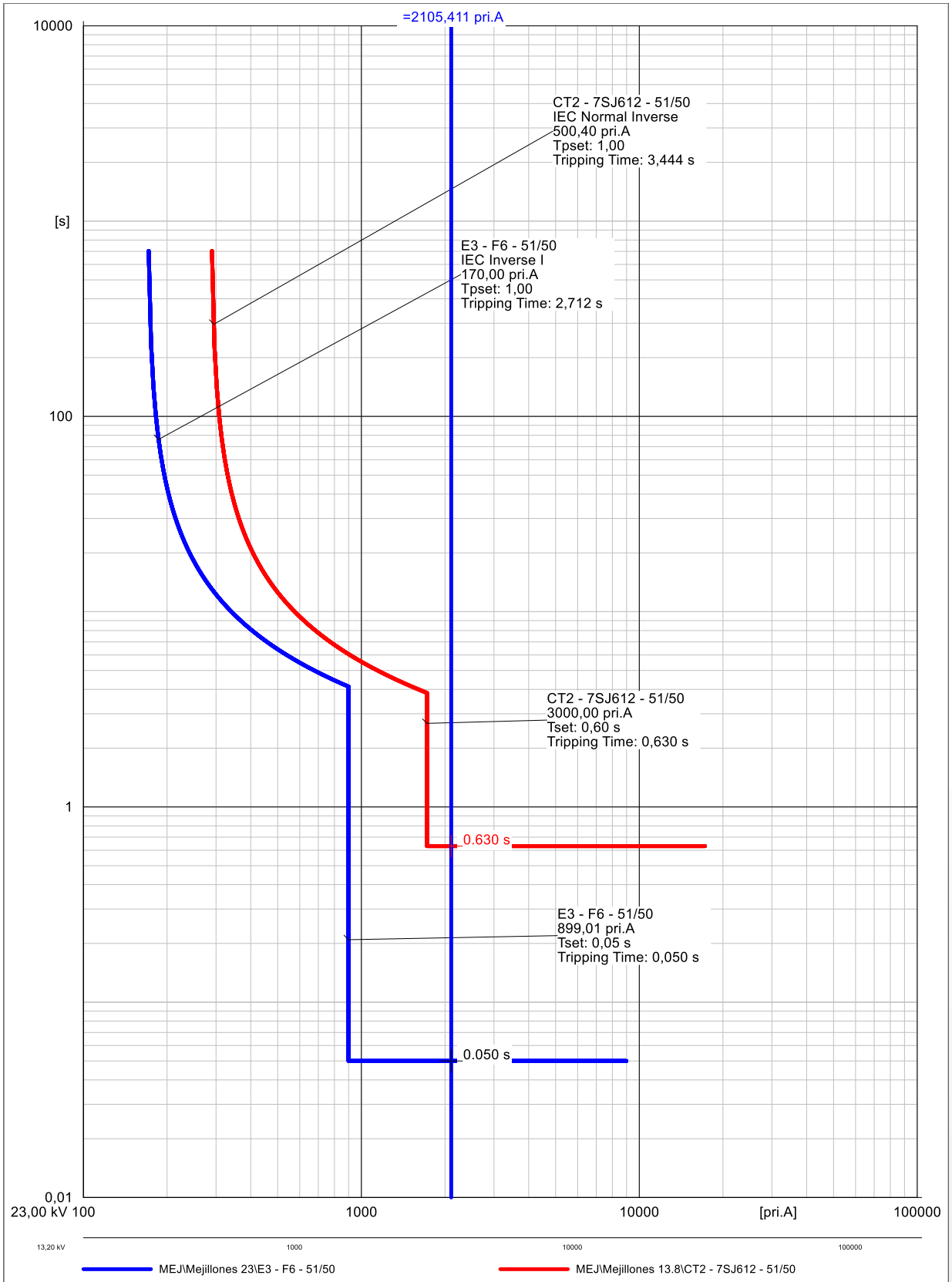

=565,046 pri.A
E2 - 7SJ600 - 51G/50G
IEC Standard inverse B(very inverse)
2000 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,248 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,615 s
0.615 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 9999,999 s
0.065 s
[s]
1000
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\E2 - 7SJ600 - 51G/50G
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
Falla 1F_T R=25_Res E2 7SJ600
Res E2 7SJ600
Date:
Annex:


=192,7
=289,159 pri.A
10000
[s]
100
1
0,01
23,00 kV 100
1000
10000
[pri.A]
100000
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 9999,999 s
E2 - 7SJ600 - 51/50
IEC Standard inverse A
200,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 9,459 s
9.459 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
E2 - 7SJ600 - 51/50
1500,00 pri.A
Tset: 0,03 s
Tripping Time: 9999,999 s
13,20 kV
1000
10000
100000
MEJ\Mejillones 23\E2 - 7SJ600 - 51/50
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
Falla 1F_T R=50_Fase E2 7SJ600
Fase E2 7SJ600
Date:
Annex:

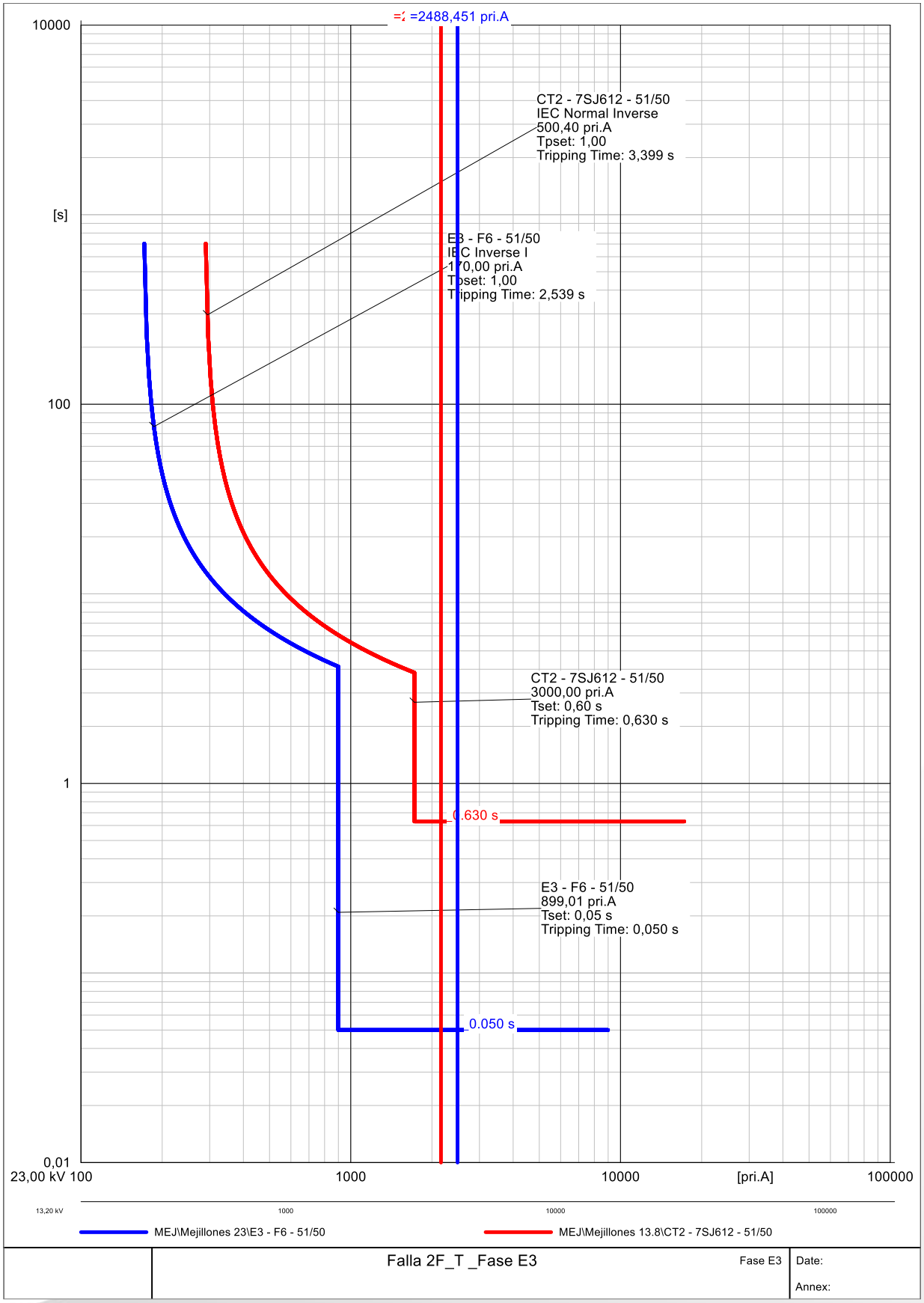

=289,159 pri.A
E2 - 7SJ600 - 51G/50G
IEC Standard inverse B(very inverse)
20,00 pri.A
Tpset: 0,50
Tripping Time: 0,502 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 9999,999 s
0.065 s
[s]
1000
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\E2 - 7SJ600 - 51G/50G
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
Falla 1F_T R=50_Res E2 7SJ600
Res E2 7SJ600
Date:
Annex:

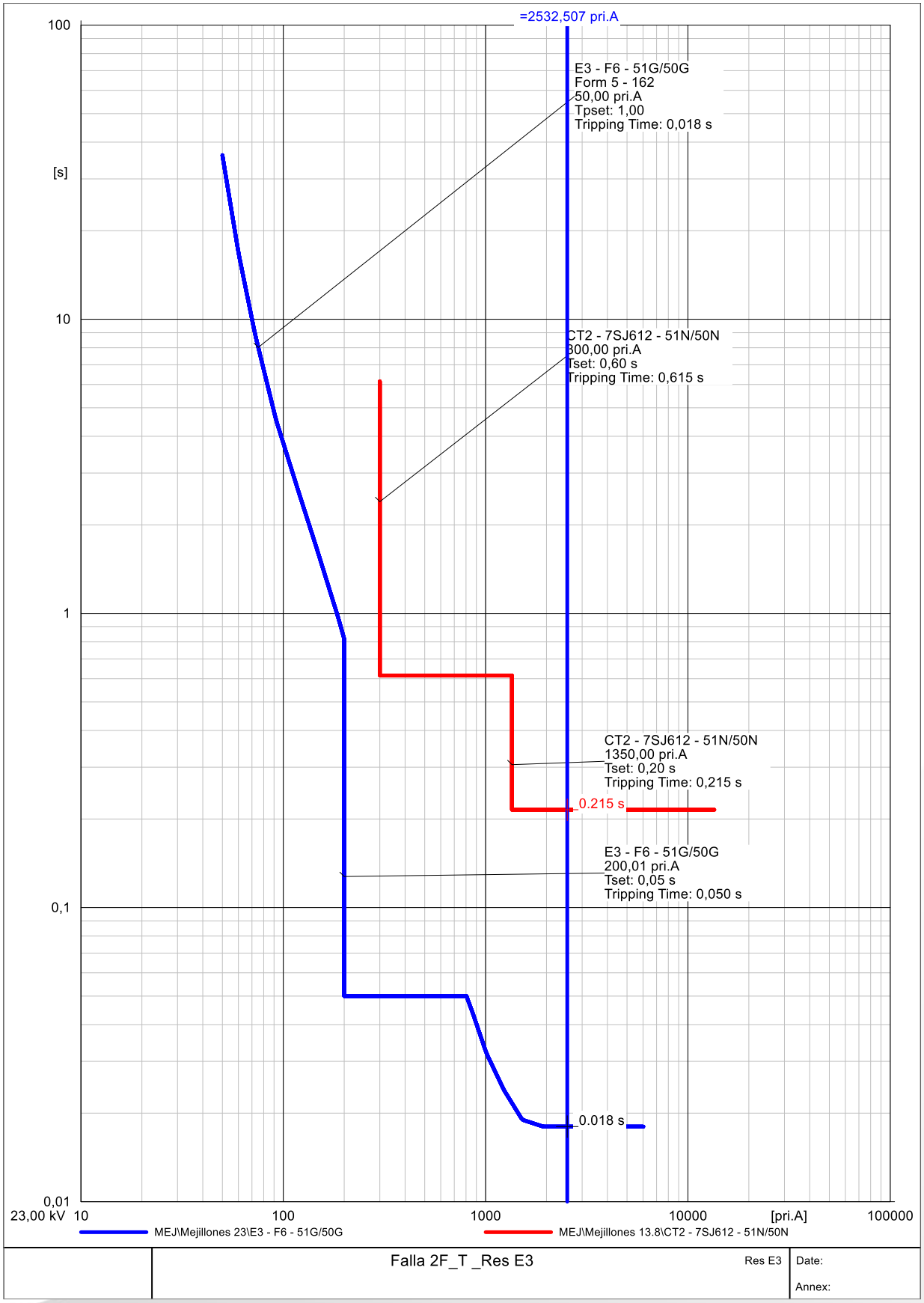
Alimentador E3:

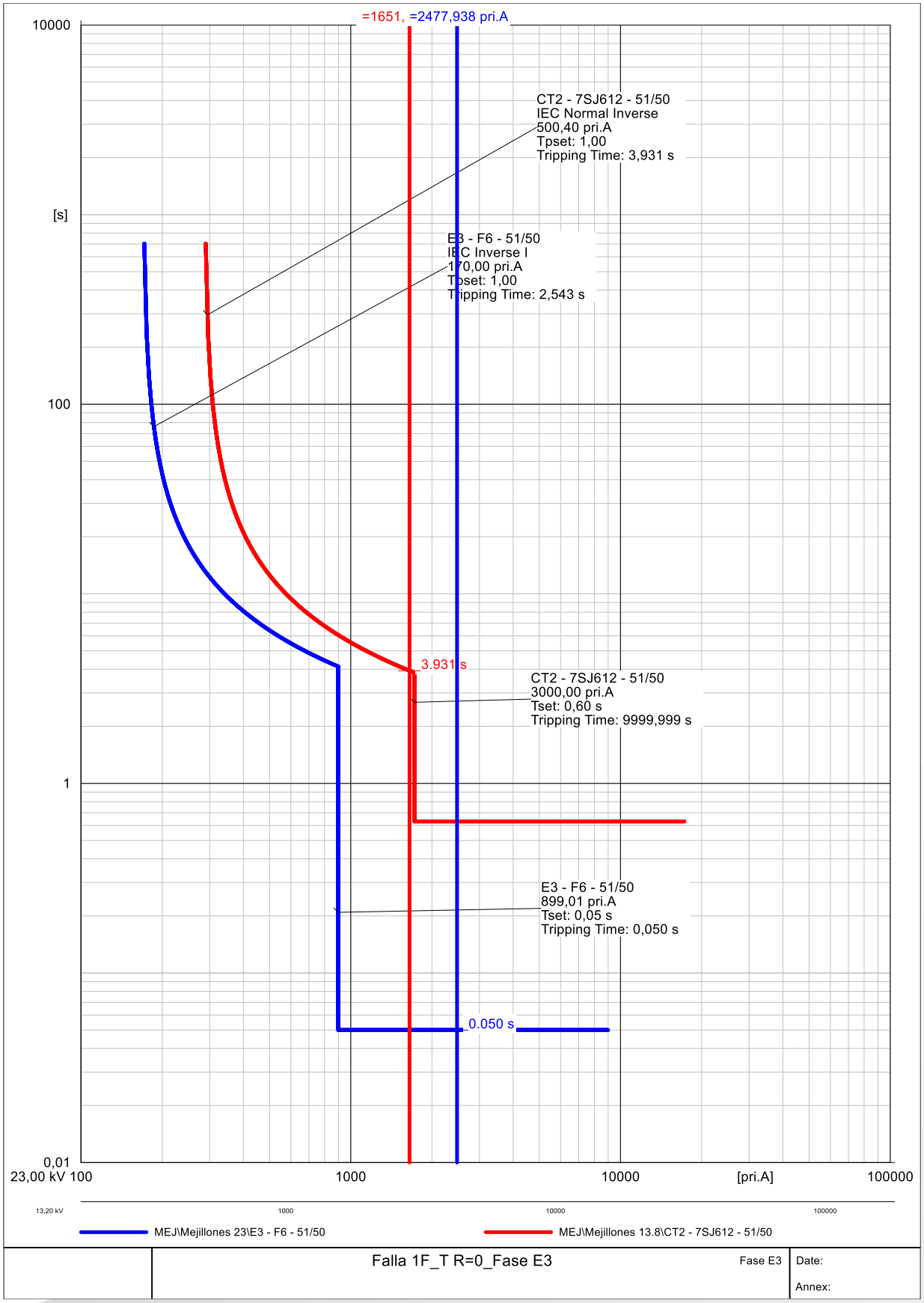


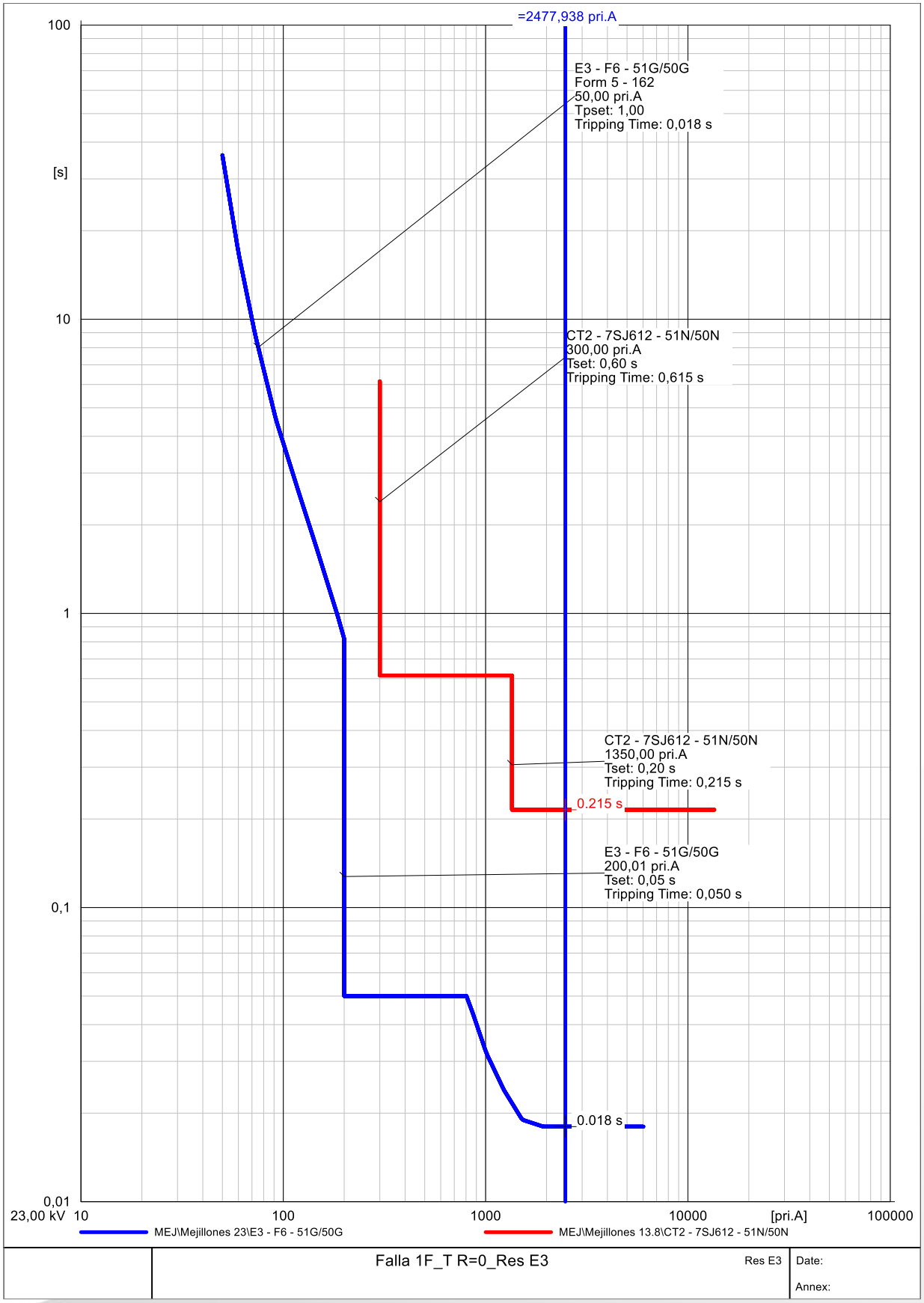


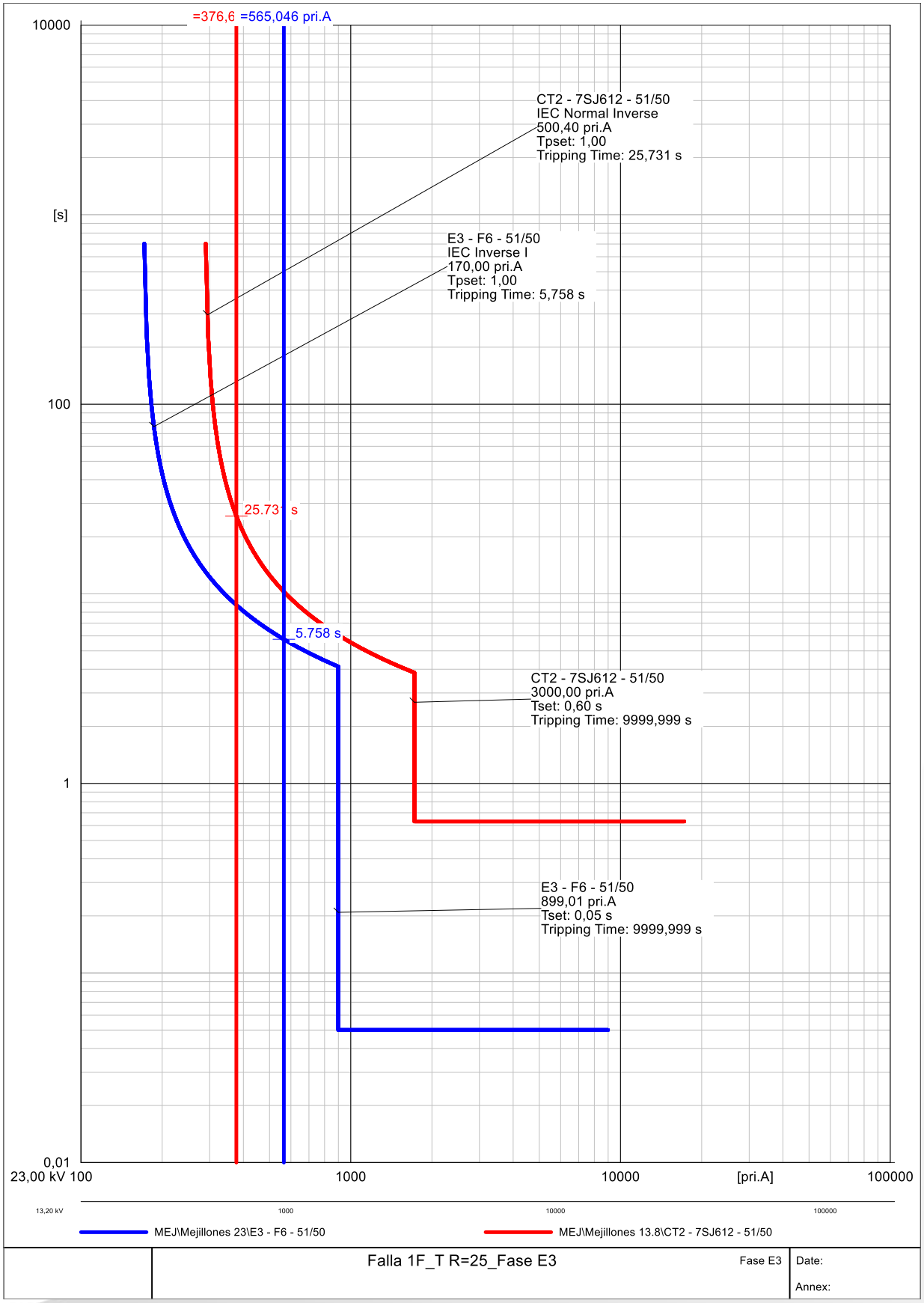
	Falla 2F _Fase E3	Fase E3	Date:
			Annex:

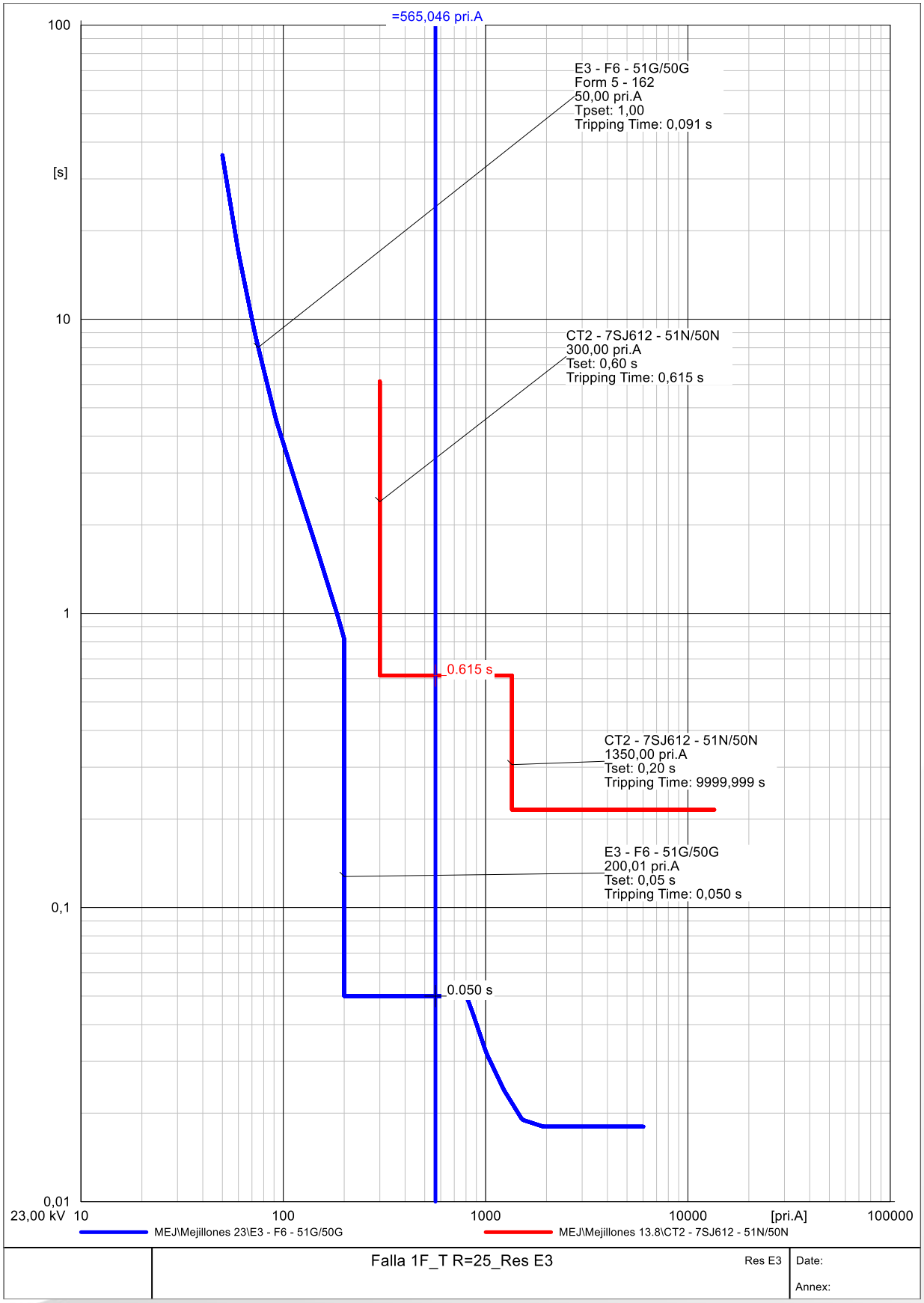

=2488,451 pri.A
10000
[s]
100
1
0,01
23,00 kV 100
1000
10000
[pri.A]
100000
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 3,399 s
E3 - F6 - 51/50
IEC Inverse I
170,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 2,539 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,630 s
0.630 s
E3 - F6 - 51/50
899,01 pri.A
Tset: 0,05 s
Tripping Time: 0,050 s
0.050 s
13,20 kV
MEJ\Mejillones 23\E3 - F6 - 51/50
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
Falla 2F_T _Fase E3
Fase E3
Date:
Annex:

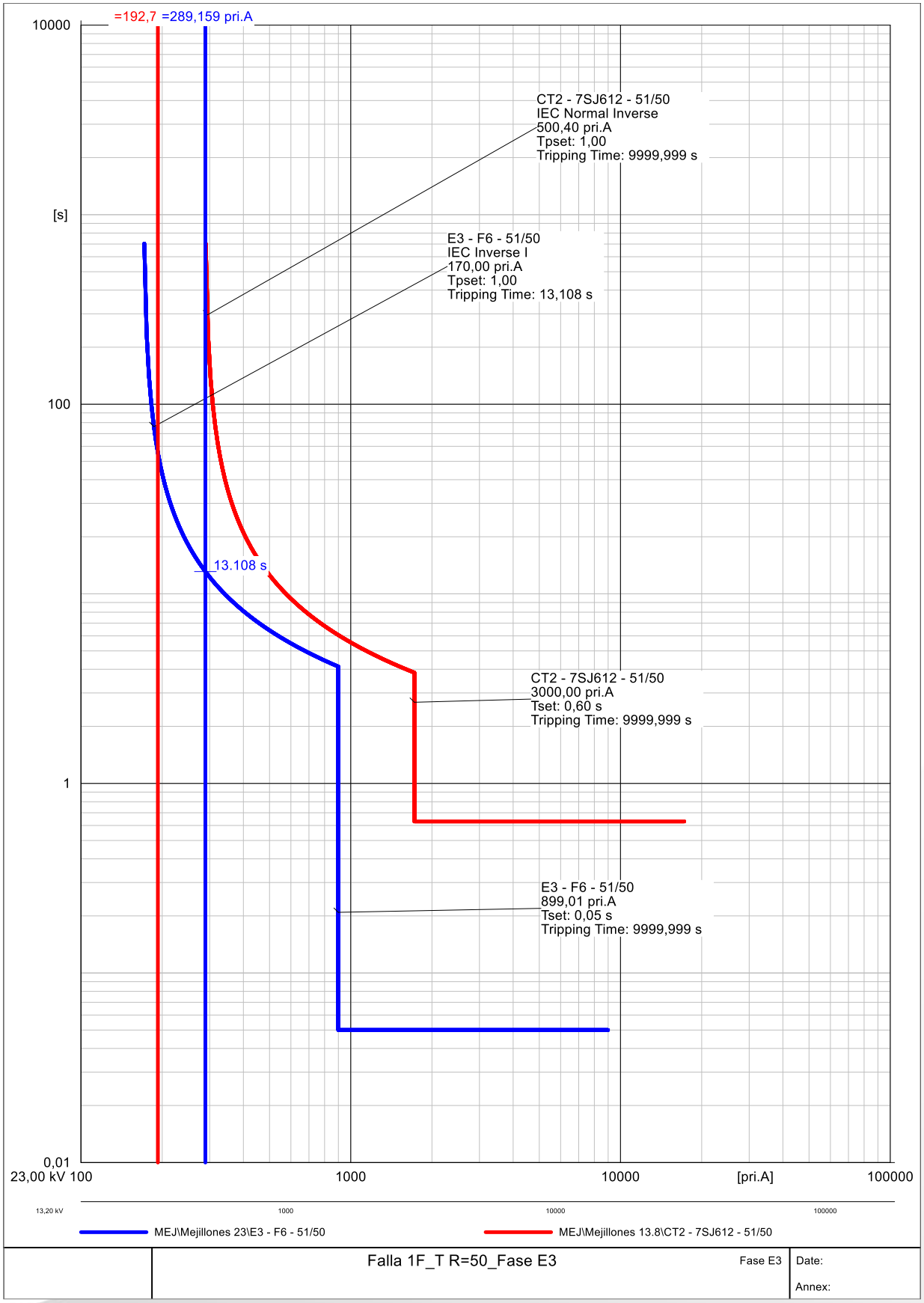

=2532,507 pri.A
E3 - F6 - 51G/50G
Form 5 - 162
50,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 0,018 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,615 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 0,215 s
0.215 s
E3 - F6 - 51G/50G
200,01 pri.A
Tset: 0,05 s
Tripping Time: 0,050 s
0.018 s
100
[s]
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\E3 - F6 - 51G/50G
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
Falla 2F_T _Res E3
Res E3
Date:
Annex:

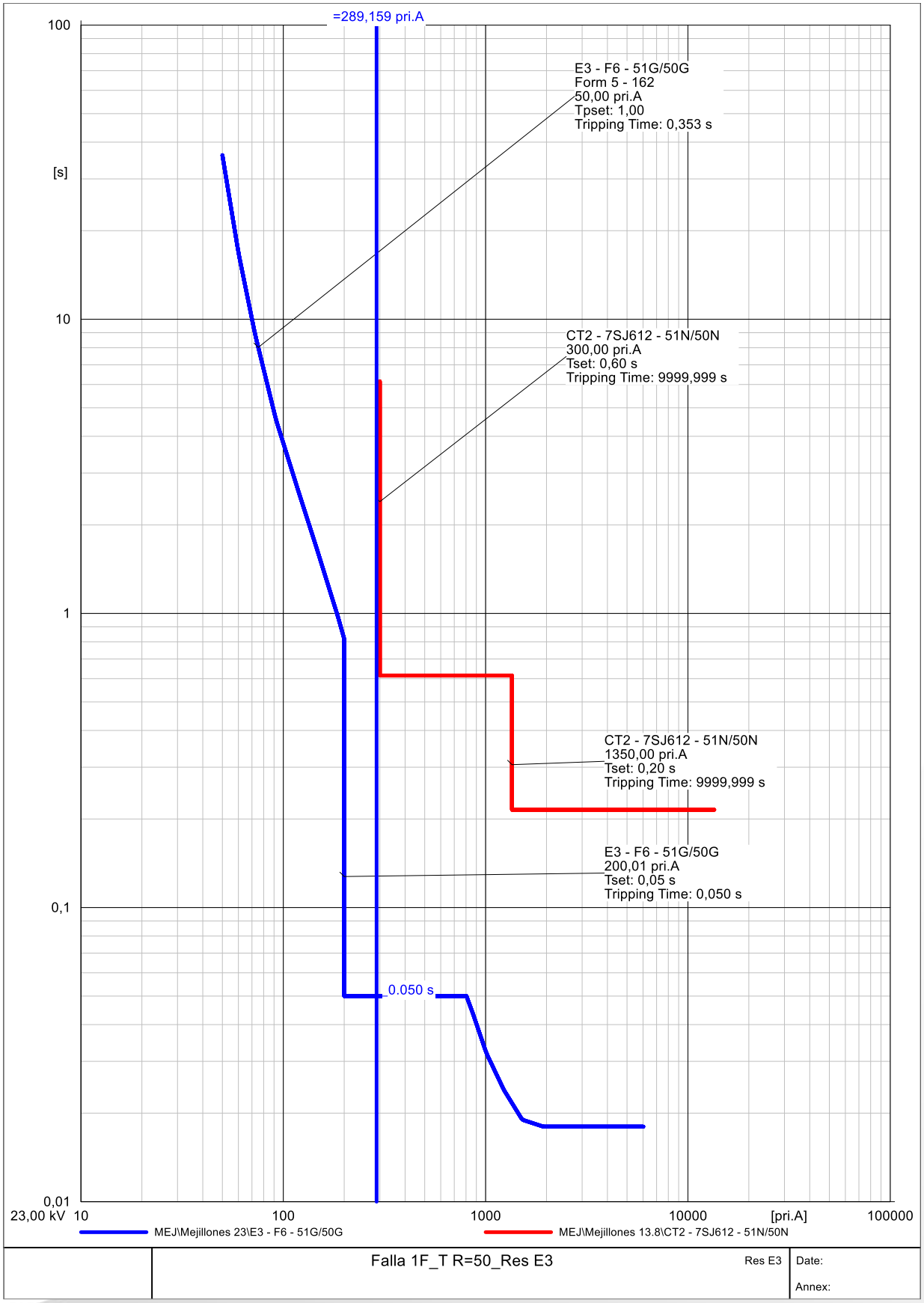

=1651, =2477,938 pri.A
10000
[s]
100
1
0,01
23,00 kV 100
1000
10000
[pri.A]
100000
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 3,931 s
E3 - F6 - 51/50
IEC Inverse I
170,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 2,543 s
3.931 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
E3 - F6 - 51/50
899,01 pri.A
Tset: 0,05 s
Tripping Time: 0,050 s
0.050 s
13,20 kV
1000
10000
100000
MEJ\Mejillones 23\E3 - F6 - 51/50
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
Falla 1F_T R=0_Fase E3
Fase E3
Date:
Annex:


=2477,938 pri.A
E3 - F6 - 51G/50G
Form 5 - 162
50,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 0,018 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,615 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 0,215 s
0.215 s
E3 - F6 - 51G/50G
200,01 pri.A
Tset: 0,05 s
Tripping Time: 0,050 s
0.018 s
100
[s]
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\E3 - F6 - 51G/50G
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
Falla 1F_T R=0_Res E3
Res E3
Date:
Annex:

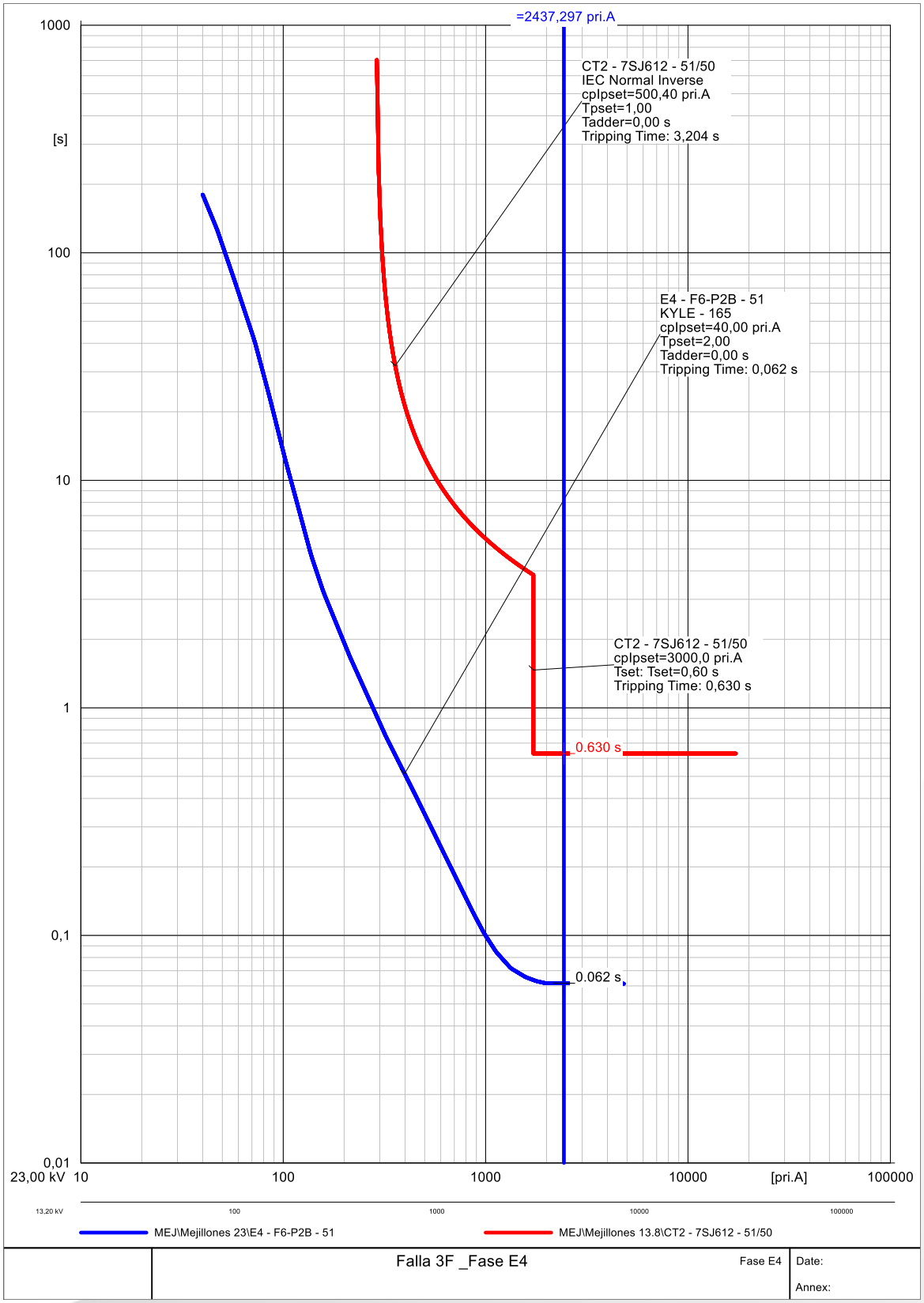

=376,6 =565,046 pri.A
10000
[s]
100
1
0,01
23,00 kV 100
1000
10000
[pri.A]
100000
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 25,731 s
E3 - F6 - 51/50
IEC Inverse I
170,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 5,758 s
25.731 s
5.758 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
E3 - F6 - 51/50
899,01 pri.A
Tset: 0,05 s
Tripping Time: 9999,999 s
13,20 kV
1000
10000
100000
MEJ\Mejillones 23\E3 - F6 - 51/50
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
Falla 1F_T R=25_Fase E3
Fase E3
Date:
Annex:

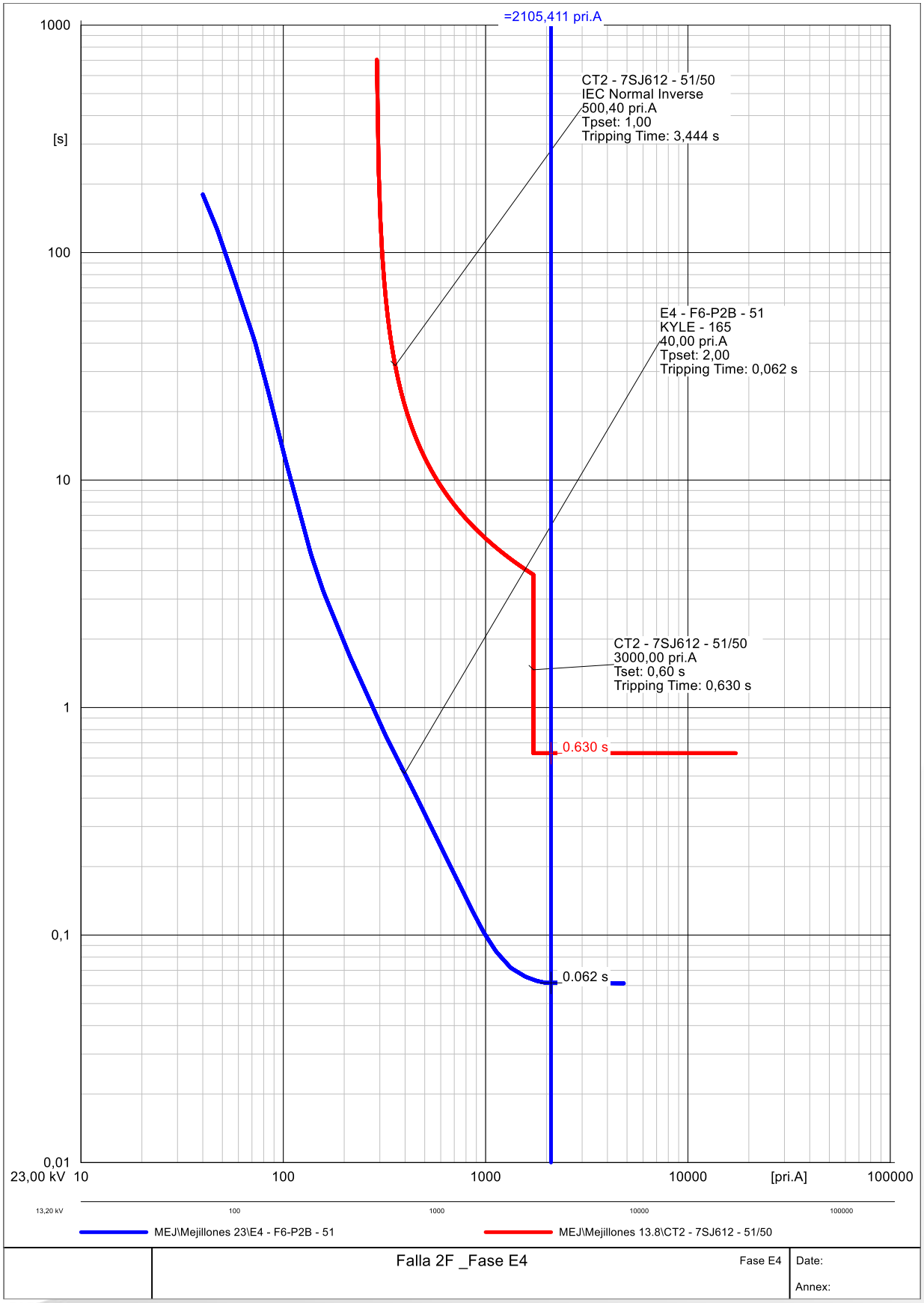

=565,046 pri.A
E3 - F6 - 51G/50G
Form 5 - 162
50,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 0,091 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,615 s
0.615 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 9999,999 s
E3 - F6 - 51G/50G
200,01 pri.A
Tset: 0,05 s
Tripping Time: 0,050 s
0.050 s
100
[s]
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\E3 - F6 - 51G/50G
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
Falla 1F_T R=25_Res E3
Res E3
Date:
Annex:

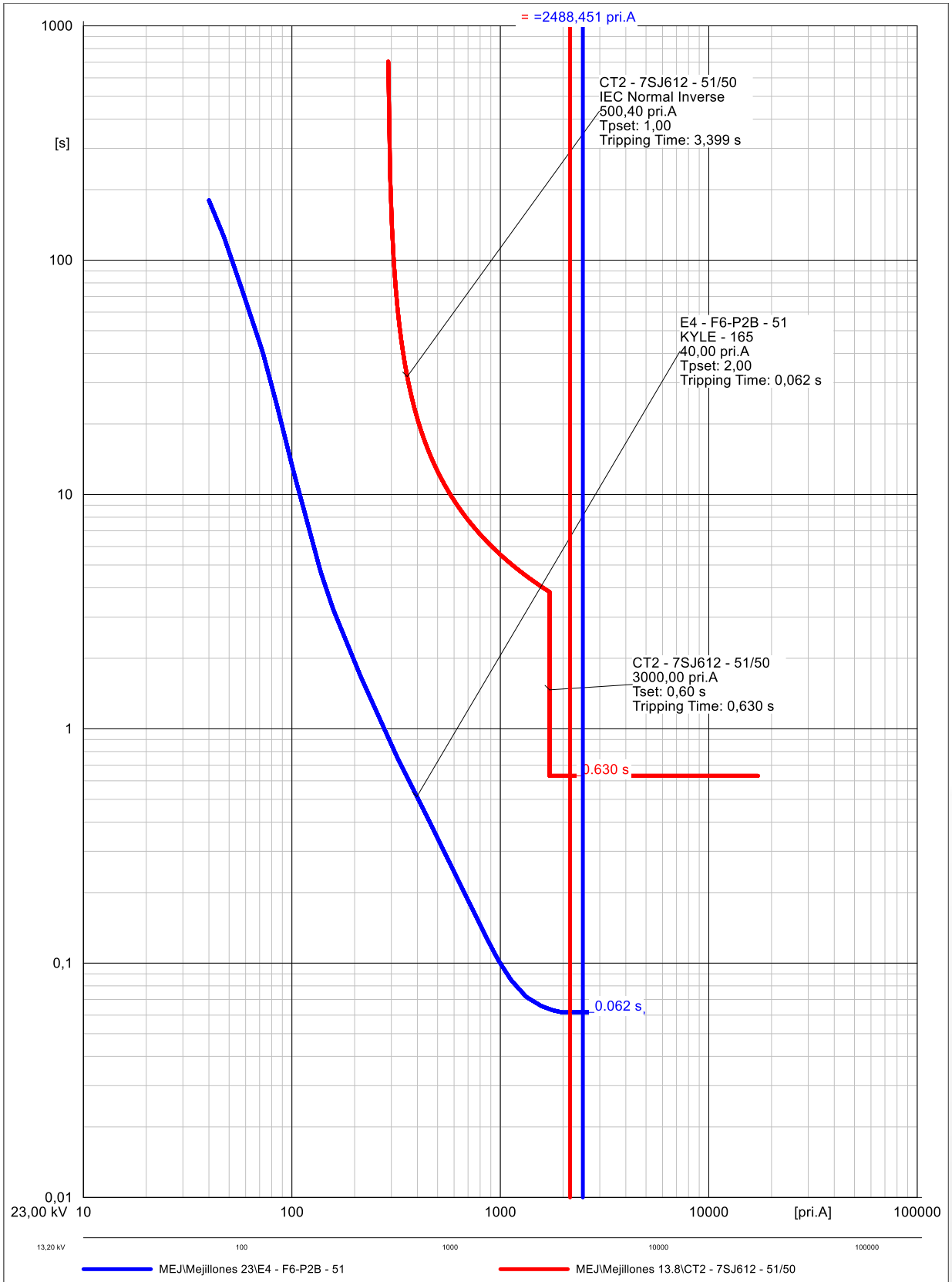

=192,7
=289,159 pri.A
10000
[s]
100
1
0,01
23,00 kV 100
1000
10000
[pri.A]
100000
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 9999,999 s
E3 - F6 - 51/50
IEC Inverse I
170,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 13,108 s
13.108 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
E3 - F6 - 51/50
899,01 pri.A
Tset: 0,05 s
Tripping Time: 9999,999 s
13,20 kV
1000
10000
100000
MEJ\Mejillones 23\E3 - F6 - 51/50
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
Falla 1F_T R=50_Fase E3
Fase E3
Date:
Annex:


=289,159 pri.A
100
[s]
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
E3 - F6 - 51G/50G
Form 5 - 162
50,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 0,353 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 9999,999 s
E3 - F6 - 51G/50G
200,01 pri.A
Tset: 0,05 s
Tripping Time: 0,050 s
0.050 s
MEJ\Mejillones 23\E3 - F6 - 51G/50G
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
Falla 1F_T R=50_Res E3
Res E3
Date:
Annex:

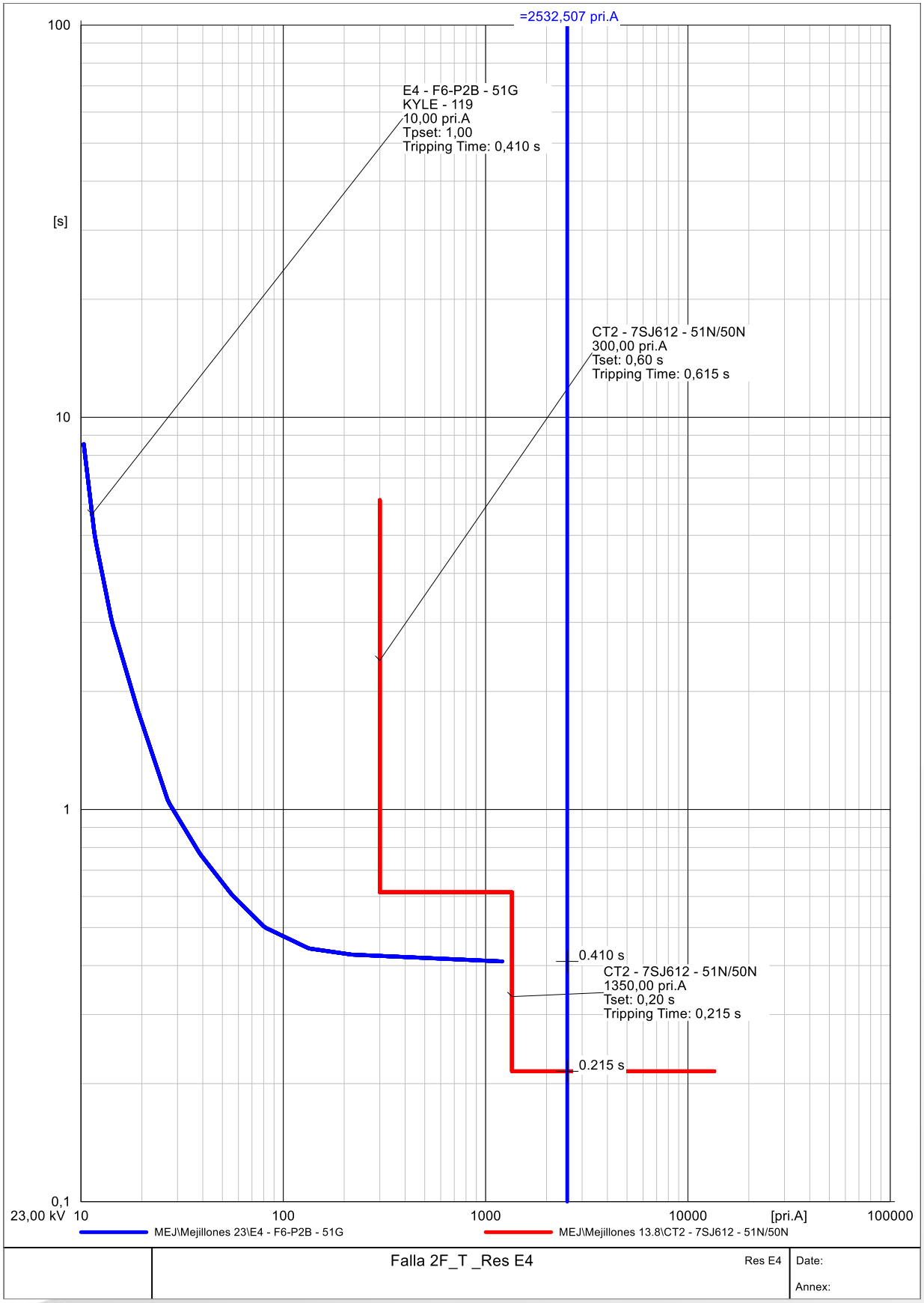
Alimentador E4:

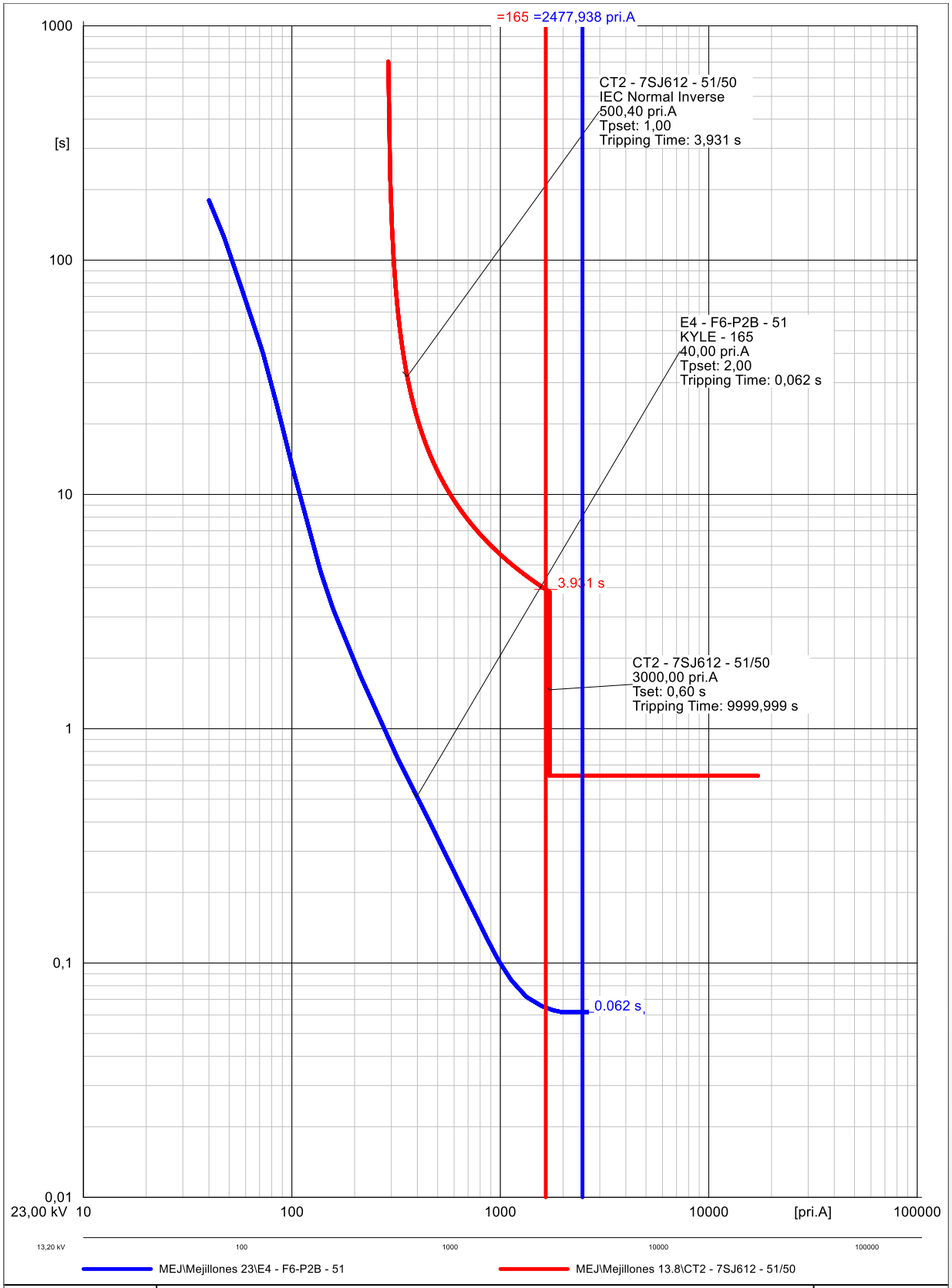



=2105,411 pri.A
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 3,444 s
E4 - F6-P2B - 51
KYLE - 165
40,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,062 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,630 s
0.630 s
0.062 s
[s]
1000
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
13,20 kV
MEJ\Mejillones 23\E4 - F6-P2B - 51
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
Falla 2F _Fase E4
Fase E4
Date:
Annex:

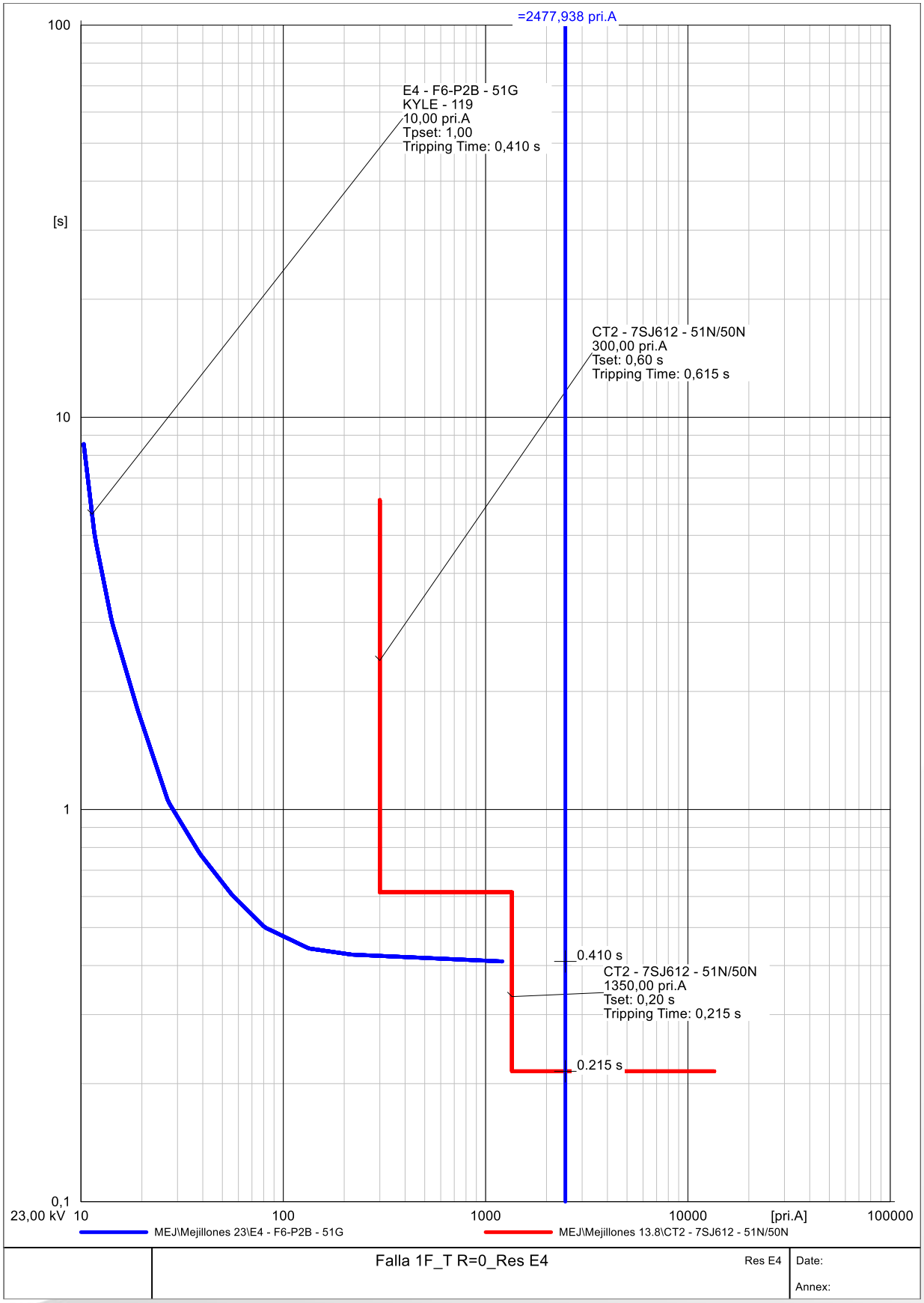


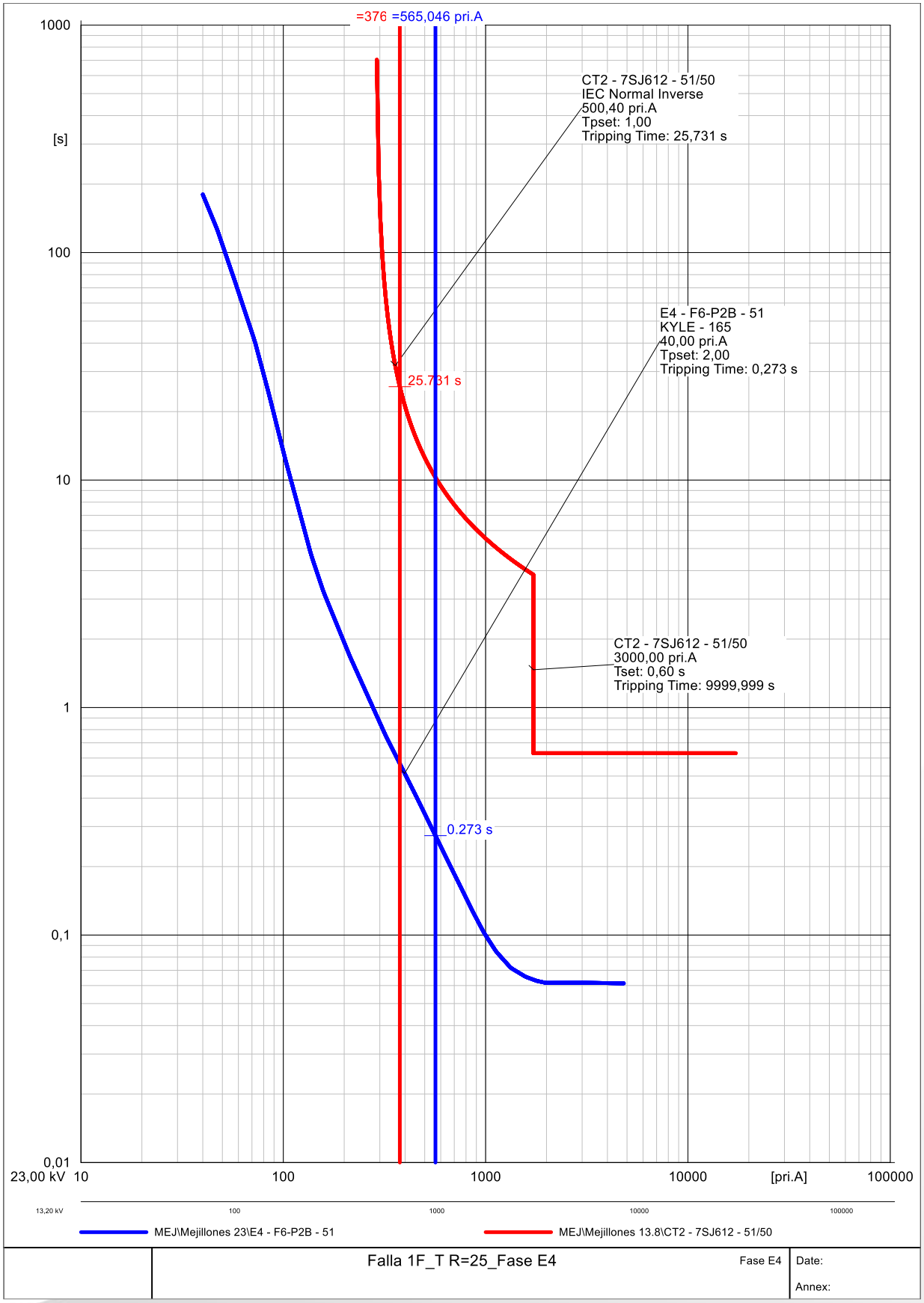
	Falla 2F_T _Fase E4 Fase E4	Date:
		Annex:

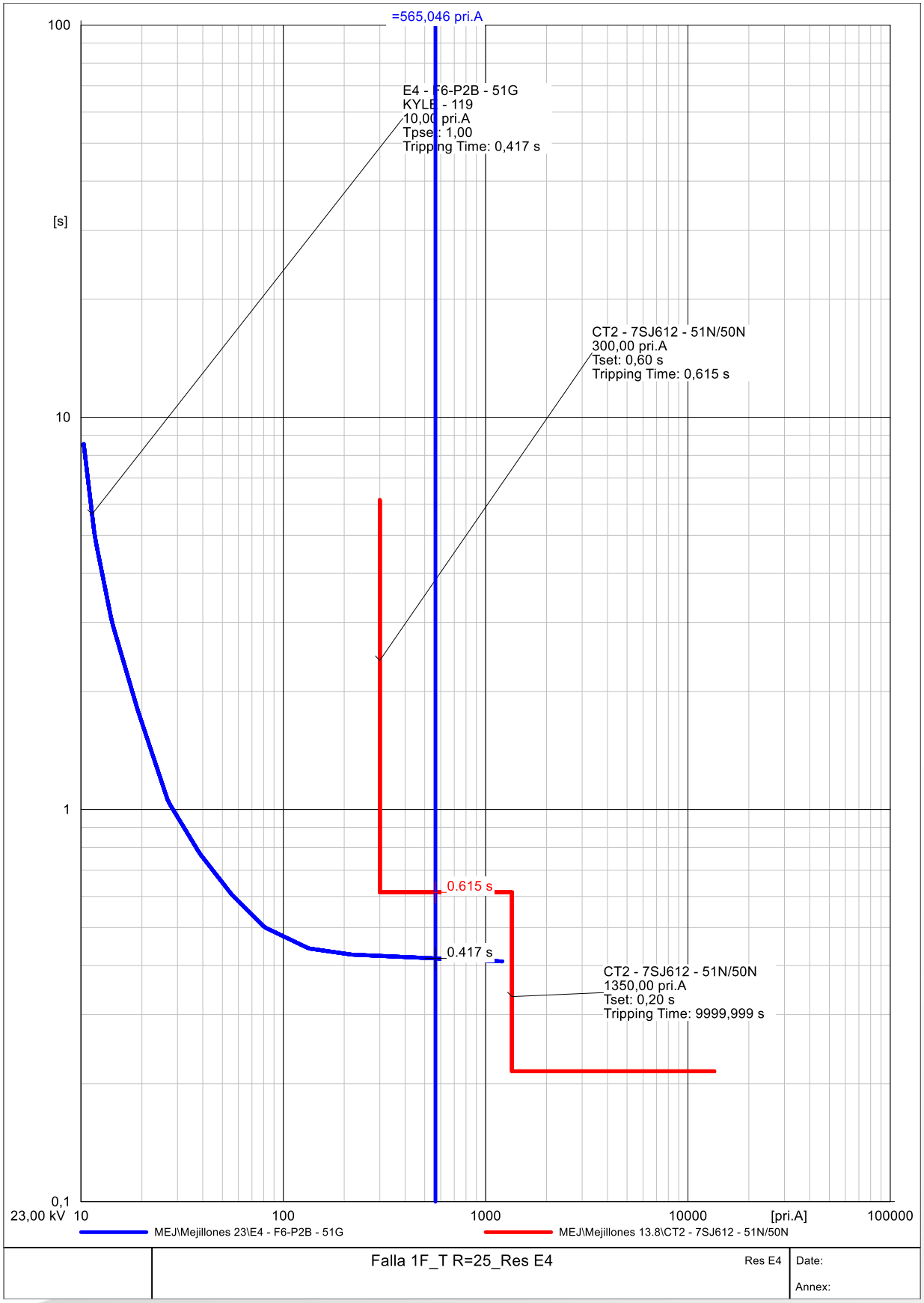

=2532,507 pri.A
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
E4 - F6-P2B - 51G
KYLE - 119
10,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 0,410 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,615 s
0.410 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 0,215 s
0.215 s
MEJ\Mejillones 23\E4 - F6-P2B - 51G
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
Falla 2F_T _Res E4
Res E4
Date:
Annex:

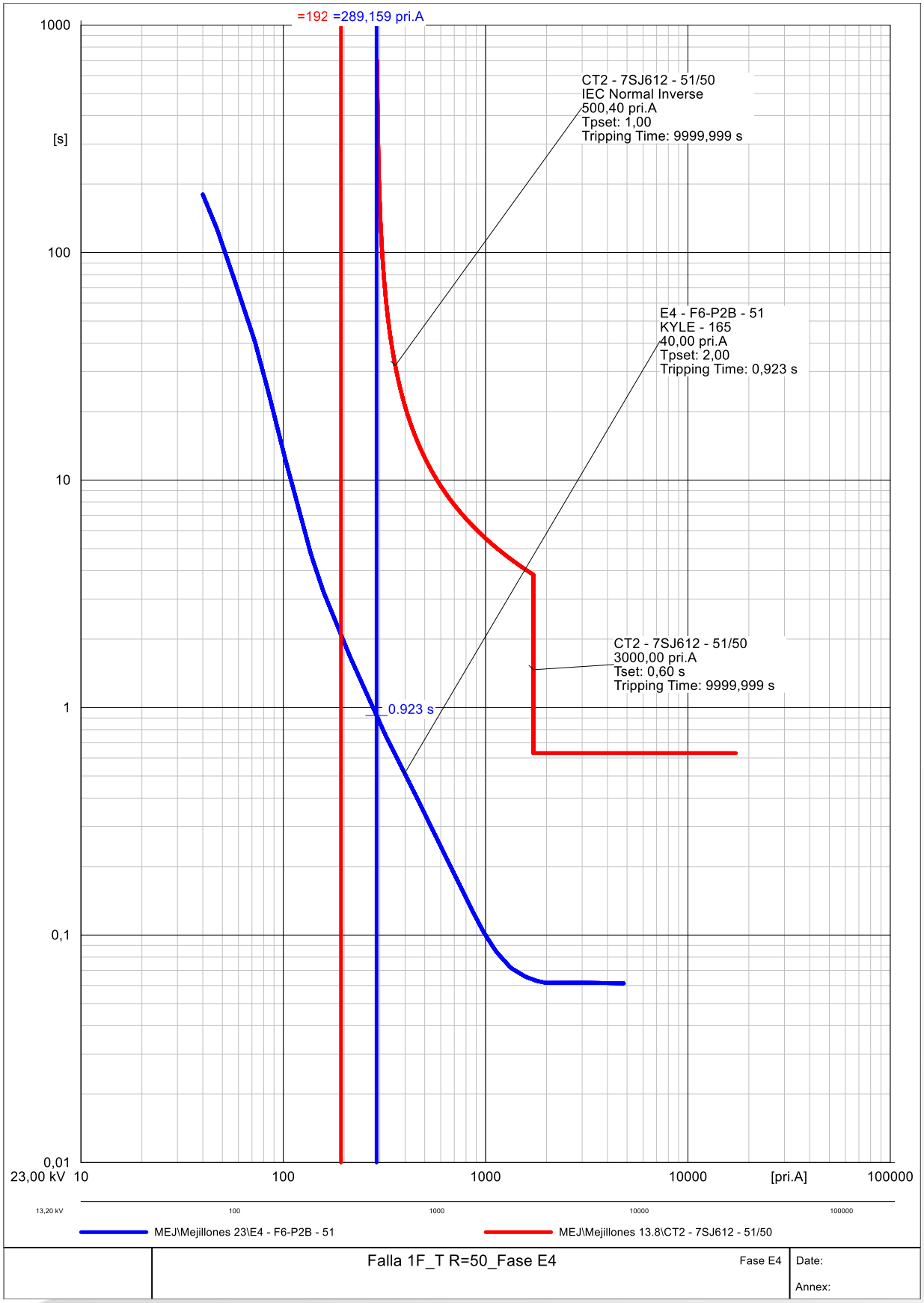


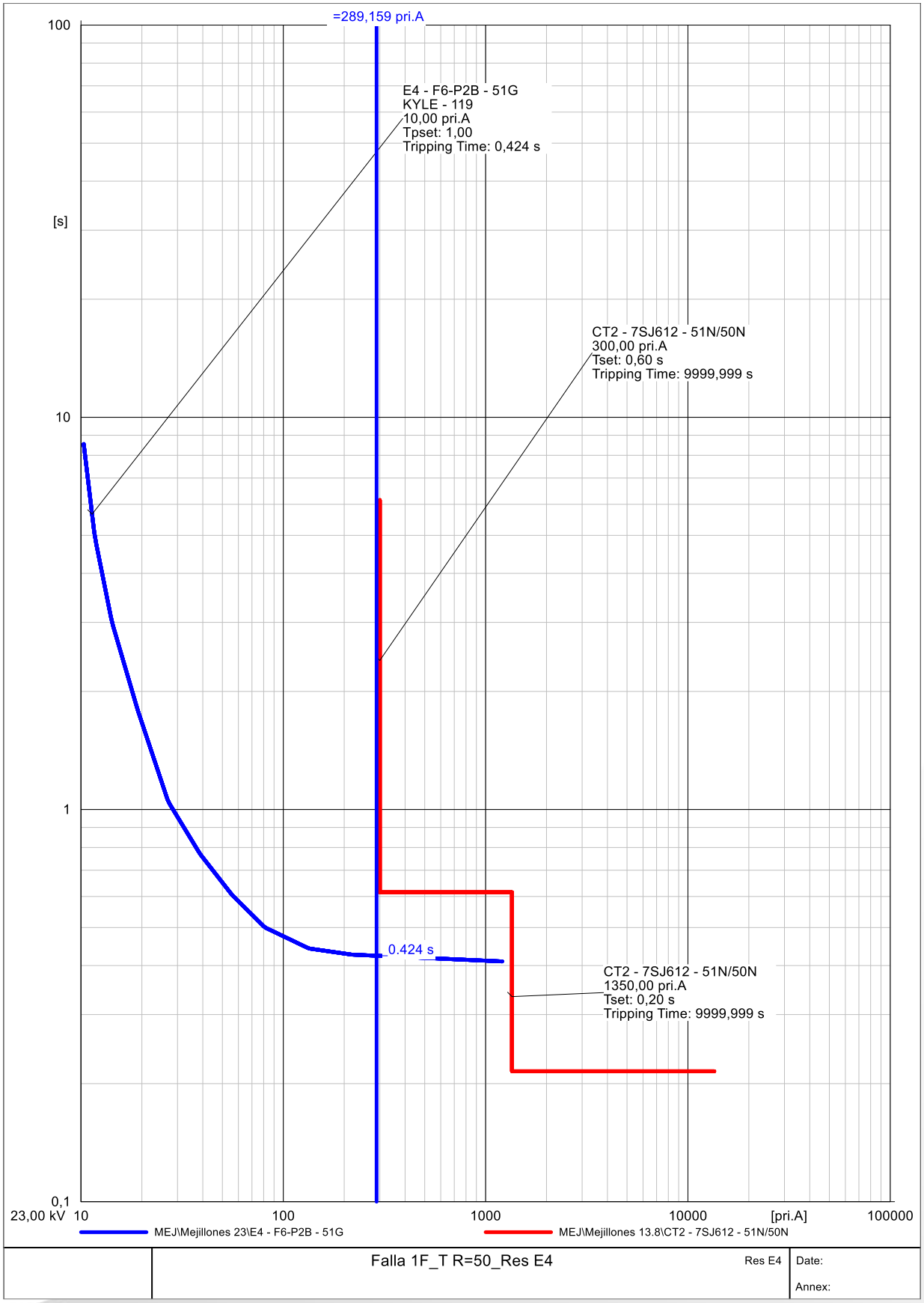
	Falla 1F_T R=0_Fase E4	Fase E4	Date:
			Annex:


=2477,938 pri.A
100
[s]
10
1
0,1
E4 - F6-P2B - 51G
KYLE - 119
10,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 0,410 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,615 s
0.410 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 0,215 s
0.215 s
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\E4 - F6-P2B - 51G
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
Falla 1F_T R=0_Res E4
Res E4
Date:
Annex:


=376 =565,046 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV 10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 25,731 s
E4 - F6-P2B - 51
KYLE - 165
40,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,273 s
25.731 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
0.273 s
13,20 kV
MEJ\Mejillones 23\E4 - F6-P2B - 51
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
Falla 1F_T R=25_Fase E4
Fase E4
Date:
Annex:


=565,046 pri.A
E4 - F6-P2B - 51G
KYLE - 119
10,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 0,417 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 0,615 s
0.615 s
0.417 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 9999,999 s
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
MEJ\Mejillones 23\E4 - F6-P2B - 51G
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
Falla 1F_T R=25_Res E4
Res E4
Date:
Annex:


=192 =289,159 pri.A
1000
[s]
100
10
1
0,1
0,01
23,00 kV 10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
CT2 - 7SJ612 - 51/50
IEC Normal Inverse
500,40 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 9999,999 s
E4 - F6-P2B - 51
KYLE - 165
40,00 pri.A
Tpset: 2,00
Tripping Time: 0,923 s
CT2 - 7SJ612 - 51/50
3000,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
0.923 s
13,20 kV
MEJ\Mejillones 23\E4 - F6-P2B - 51
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51/50
Falla 1F_T R=50_Fase E4
Fase E4
Date:
Annex:


=289,159 pri.A
100
[s]
10
1
0,1
23,00 kV
10
100
1000
10000
[pri.A]
100000
E4 - F6-P2B - 51G
KYLE - 119
10,00 pri.A
Tpset: 1,00
Tripping Time: 0,424 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
300,00 pri.A
Tset: 0,60 s
Tripping Time: 9999,999 s
0.424 s
CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
1350,00 pri.A
Tset: 0,20 s
Tripping Time: 9999,999 s
MEJ\Mejillones 23\E4 - F6-P2B - 51G
MEJ\Mejillones 13.8\CT2 - 7SJ612 - 51N/50N
Falla 1F_T R=50_Res E4
Res E4
Date:
Annex:

ANEXO II – MODELACIÓN DE TRANSFORMADOR CON DELTA INTERNA

Los parámetros eléctricos considerados en el modelamiento del transformador N°2 de S/E Mejillones son obtenidos de los datos de placa y resultados de las pruebas realizadas en el equipo, donde estos últimos son presentados en el documento "313_Ensayos Mejillones 23-13.2-2.5.pdf" disponible en la plataforma de información magistertécnica del Coordinador Eléctrico Nacional en la sección de Anexos en transformadores de tres devanados.

El transformador N°2 de la subestación Mejillones, corresponde a un transformador de dos devanados con una delta interna compensatoria, lo cual es informado en la foto de placa del equipo, por lo que la representación utilizada considera un valor equivalente para la impedancia de secuencia cero.

Tabla 0-1: Datos de placa y ensayos asociados al transformador N°2 de la S/E Mejillones

Parámetros	T2
Capacidad nominal [MVA]	12
Tensión nominal AT [kV]	23
Tensión nominal MT [kV]	13,2
Tensión nominal BT [kV]	2,5
Impedancia secuencia positiva [%]	9,4
Impedancia secuencia cero AT - MT [%]	7,82
Impedancia secuencia cero AT - BT [%]	12,96
Impedancia secuencia cero MT - BT [%]	3,25
Potencia base [MVA]	12
Pérdidas en el cobre [kW]	56
Grupo de conexión AT-MT	YN0yn0
Grupo de conexión AT-BT	YN0d1
Neutro sólidamente aterrizado	Sí
Resistencia de neutro (Ohm]	N/A

En Figura 0-2 En el documento "313_Ensayos Mejillones 23-13.2-2.5.pdf", se presentan las impedancias medidas entre los devanados AT-MT, AT-BT y MT-BT los cuales deben ser integrados al modelo de DIgSILENT considerando la misma potencia base de 12 [MVA].

ANEXO ED SE-37

Trafo-Union

S/E MEJILLONES

Tipo TLUN 7044	Nº 339,210	Año de constr. 1984	Normas ANSI C 57.12.00 – 1980
Potencia nominal 10 000 / 12 000 kVA		Clase T.p.	Nivel básicos de impulso 150 / 110 kV
Grupo de conex. YNyn0	Servicio continuo	Frecuencia 50 c/s	Clase de refrig. ONAN / ONAF

Posición	Tensión			Corriente			Tensión de cortocircuito
1	24 150 V			239 / 287 A			%
3	23 000 V	13 200 V	11 500 V	251 / 301 A	437 / 526 A	502 / 602 A	7,8 / 9,4 | 7,5 / 9,0 %
5	21 850 V			264 / 317 A			%

Devanado de compensación 2 500 V 4 44 / 533 A	Corriente de cortocircuito — kA	Dur. max. del cortocircuito 2 s
Tanque y depósito de expansión resistante al vacío	Peso total 19,2 t	Peso del aceite 3,8 t
Transporte en	Peso a desencubar 11,4 t	Peso de transporte 16,6 t
Nombre de fasico	Aumento de temp. aceite / cobre 65/65 K	Temp. ambiente max. 30ºC

Operar el cambiador solamente en el estado desenergizado! Accionarle varias veces por todas las posiciones por lo menos una vez al año.

Figura 0-1 Datos de placa – Transformador N°2 S/E Mejillones

Conexión: X2-X0

Conexiones	Posición	Tensión V	Corriente A	Impedancia Z_0 Ω/fase	Pérdidas W
X1-X2-X3	3	32,6	207 *)	0,47	

Conexión: H2-H0

Conexiones	Posición	Tensión V	Corriente A	Impedancia Z_0 Ω/fase	Pérdidas W
H1-H2-H3 X1-X2-X3-X0	3	252,8	220 *)	3,45	

Conexión: H2-H0

Conexiones	Posición	Tensión V	Corriente A	Impedancia Z_0 Ω/fase	Pérdidas W
H1-H2-H3	3	130,3	68,4 *)	5,71	

*) Nota: Las corrientes medidas son totales (3 Io)

Fecha de prueba	Efectuado	Nürnberg	Inspector
12.12.84 Schindler	Ratz	13.12.84 Brückbauer	Pedro Tarde ENDESA

span.

Figura 0-2 Impedancias de secuencia cero - Ensayo transformador N°2 S/E Mejillones

Se obtiene la impedancia de secuencia positiva del transformador N°2 de S/E Mejillones de los datos de placa. Para la modelación en DIgSILENT, se utiliza el valor de 9,40 [%] en base 12 [MVA].

Para la configuración de la impedancia de secuencia cero, se recopilan los siguientes datos a partir de lo indicado en Figura 0-2, donde los terminales X1, X2, X3 y X0 corresponden al lado de 13,2 [kV], y los terminales H1, H2, H3 y H0 a lado 23 [kV] del transformador N°2 de S/E Mejillones:

Tabla 0-2: Datos recopilados – Impedancia secuencia cero Transformador N°2 S/E Mejillones

Energizado a través de	Terminales en cortocircuito	Terminales en vacío	Tensión [V]	Corriente (3xi0) [A]	Impedancia (Ω/fase)
H2-H0	H1-H2-H3 X1-X2-X3-X0	-	252,8	220	3,45
H2-H0	H1-H2-H3	X1-X2-X3	130,3	68,4	5,71
X2-X0	X1-X2-X3	H1-H2-H3	32,6	207	0,47

Las impedancias base "Zbase" respectivas para 23 [kV] y 13,2 [kV] son los siguientes.

$$Zbase_{23KV} = \frac{23[kV]^2}{12[MVA]} = 44{,}083\ [\Omega]$$

$$Zbase_{13{,}2KV} = \frac{13{,}2[kV]^2}{12[MVA]} = 14{,}520\ [\Omega]$$

En base a la información anterior, se completa el modelo de DIgSILENT según Tabla 0-3, donde los valores de impedancia [Ω/fase] se dividen por el Zbase correspondiente según el lado al cual se energizan en las pruebas.

Tabla 0-3: Impedancia secuencia cero – DIgSILENT

Prueba	Parámetro DIgSILENT	Valor
Energizado en 23[kV] y cortocircuitado en 13,2[kV]	HV-SHC-Voltage uk0 (LV short-circuit)	7,82%
Energizado en 23[kV] y abierto en 13,2[kV]	HV-SHC-Voltage uk0 (LV open)	12,96%
Energizado en 13,2[kV] y abierto en 23[kV]	LV-SHC-Voltage uk0 (HV open)	3,25%

Finalmente, el modelo de DIgSILENT es el siguiente:

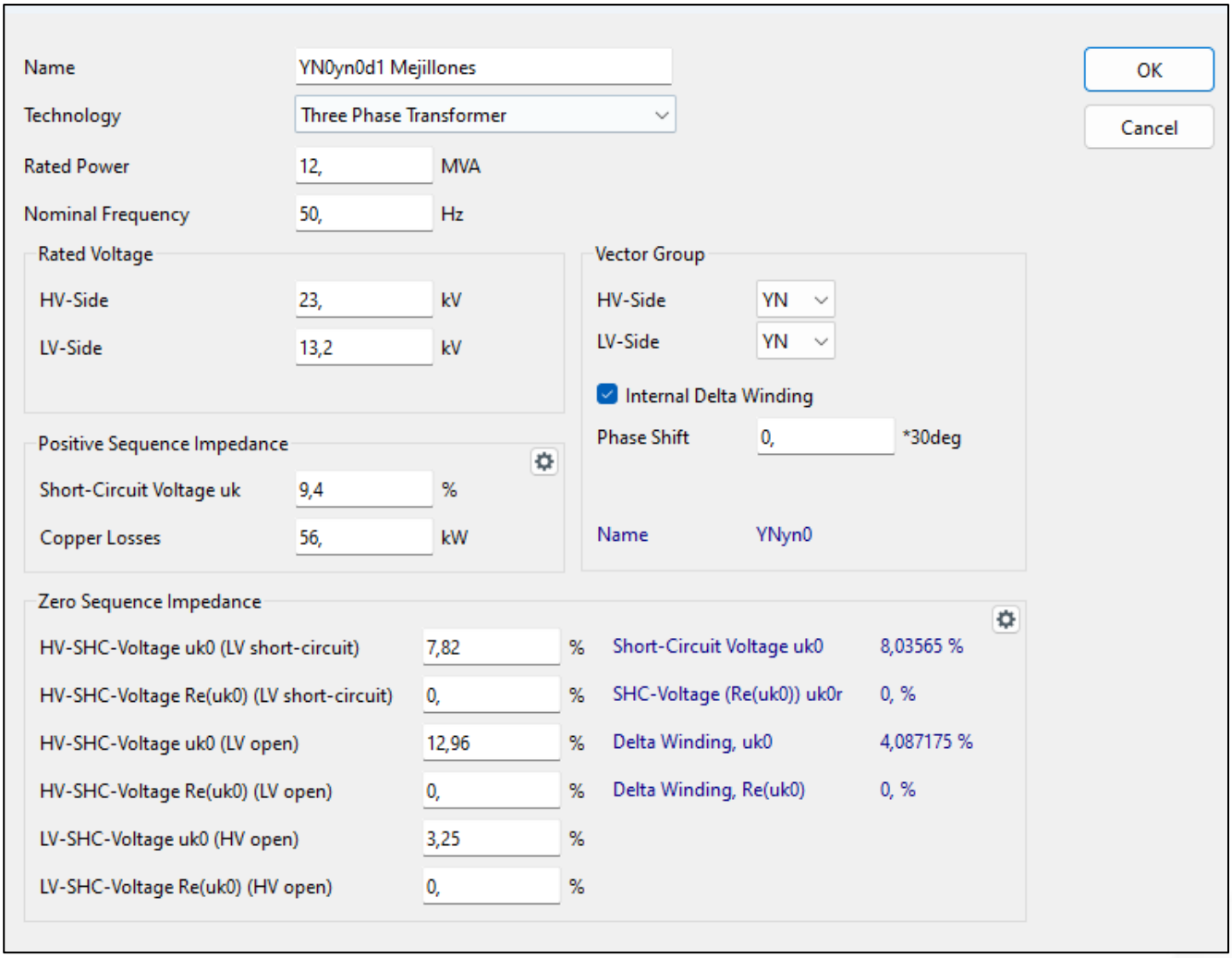


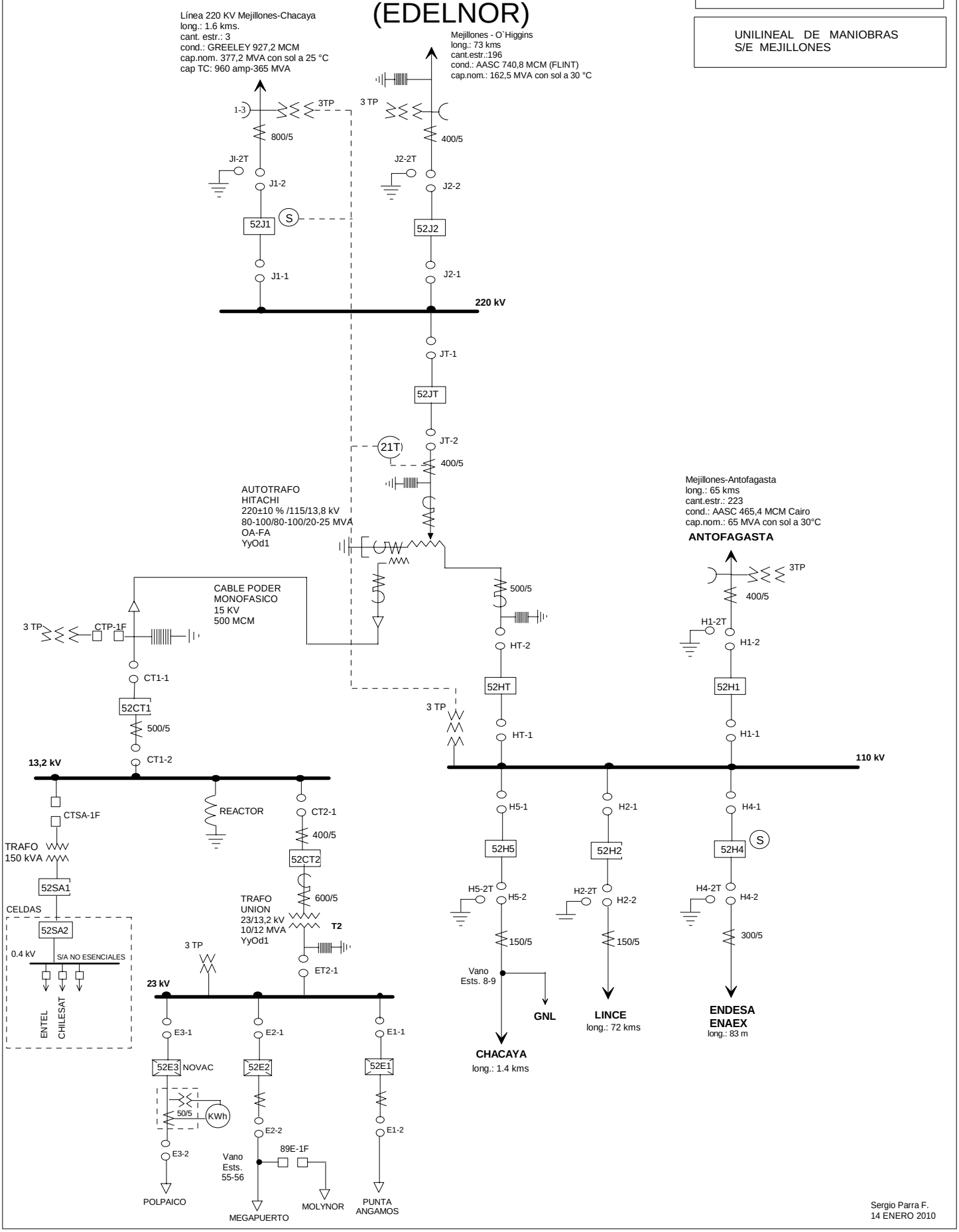
Figura 0-3 Modelo DIgSILENT Transformador N°2 S/E Mejillones.

ANEXO III – DIAGRAMA UNILINEAL

S/E MEJILLONES
(EDELNOR)

PREPARADO POR
OPERACIONES SISTEMA TRANSMISION
EDELNOR S.A.

UNILINEAL DE MANIOBRAS
S/E MEJILLONES



Sergio Parra F.
14 ENERO 2010