



UNIVERSIDAD  
**DE ATACAMA**

FACULTAD TECNOLÓGICA  
DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍAS DE LA ENERGÍA

**ANÁLISIS DE FALLA DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO A TIERRA EN  
PARRÓN DE 33 KV CON DAÑO EN TRANSFORMADOR ZIG - ZAG Y SUS  
PÉRDIDAS ECONÓMICAS**

Profesor guía: Jonathan Ismael Agüero Ferrera.

Franco Ignacio Ortiz Rojas.

Israel Jacob Sarabia Meza.

Copiapó, Chile 2024.



UNIVERSIDAD  
**DE ATACAMA**

FACULTAD TECNOLÓGICA  
DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍAS DE LA ENERGÍA

**ANÁLISIS DE FALLA DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO A TIERRA EN  
PARRÓN DE 33 KV CON DAÑO EN TRANSFORMADOR ZIG - ZAG Y SUS  
PÉRDIDAS ECONÓMICAS**

Trabajo de titulación presentado en conformidad a los requisitos para obtener el título de  
Ingeniero de Ejecución en Electricidad

Profesor guía: Jonathan Ismael Agüero Ferrera.

Franco Ignacio Ortiz Rojas.

Israel Jacob Sarabia Meza.

Copiapó, Chile 2024.

## **AGRADECIMIENTOS**

Como equipo de trabajo, queremos agradecer en primer lugar a nuestro profesor guía Don Jonathan Agüero Ferrera, ya que estuvo con nosotros desde el primer día en la Carrera, gracias por darnos la motivación necesaria, la orientación en el momento preciso, sus más sinceras opiniones y el gran apoyo que no brindo para llegar a finalizar nuestros estudios superiores.

Gracias por el compromiso que tiene con la docencia, la sencillez y la humildad que tiene para enseñar y transmitir sus conocimientos sólidos hacia nosotros los estudiantes.

También queremos agradecer al gran equipo de profesionales que tiene la Universidad de Atacama del Departamento de Tecnología de la Energía, ya que fueron de gran ayuda en los contenidos que se nos difundieron en este corto camino de al cursar la carrera de “Ingeniería Ejecución en Electricidad”.

## ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS .....	i
ÍNDICE .....	ii
INDICIE DE FIGURAS .....	iv
ÍNDICE DE TABLAS. ....	vi
RESUMEN.....	vii
ABSTRACT .....	vii
CAPITULO I.....	1
INTRODUCCIÓN .....	1
1.1. Alcance.....	1
1.2. Metodología.....	2
1.3. Objetivo general .....	2
1.4. Objetivos específicos.....	2
CAPITULO II .....	3
MARCO TEORICO .....	3
2.1. Transformador de poder.....	4
2.2. Transformador de Corriente (TTCC).....	4
2.3. Transformador de potencial (TTPP).....	5
2.4. Interruptor automático de corriente alterna (52).....	5
2.5. Desconectador / Seccionador (89).....	6
2.6. Pararrayos.....	6
2.7. Trampas de ondas.....	7
2.8. Transformador ZIG-ZAG.....	7
2.9. Aisladores.....	8
2.10. Descripción de funciones y fallos habituales que se pueden generar en las subestaciones eléctricas (SSEE).....	8
CAPITULO III .....	9
ANÁLISIS DE FALLA CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO A TIERRA FASE C DEL PARRÓN 33 kV PFV MALGARIDA I Y II.....	9
3.1. Detalles de protecciones afectadas .....	9
3.2. Resumen de secuencia de eventos.....	11
3.3. Característica evolutiva de la falla.....	14
CAPITULO IV .....	16

CONFIGURACION EXISTENTE DE EQUIPOS DE PROTECCION Y MEJORAS PROPUESTAS.....	16
4.1.    Protección transformador PS 3 reactor Zig -Zag FZ 1.....	16
4.2.    Protección transformador PS 1 52 JT1.....	21
4.3.    Modificaciones propuestas.....	24
4.4.    PROTECCIÓN TRANSFORMADOR PS 2 52 JT 1:.....	26
CAPITULO V .....	29
ACCIONES Y MEDIDAS CORRECTIVAS IMPLEMENTADAS.....	29
5.1.    Reemplazo de reactor Zig-Zag 33kv Malgarida I y II.....	29
5.2.    Reemplazo de cables MT dañados .....	34
5.3.    Registro fotográfico de trabajos de normalización correctivo y sus pruebas. ....	36
CAPITULO VI.....	40
MODIFICACION DE AJUSTES DE PROTECCION.....	40
6.1.    Protección transformador PS3 reactor Zig -Zag Fz 1.....	40
6.2.    Protocolización de canales análogos de la protección.....	40
6.3.    Protocolización sobre corriente instantánea neutro (50 n). ....	43
6.4.    Protocolización sobre corriente de fase (50 -51).....	45
6.5.    Coordinación protecciones con ajustes propuestos.....	49
6.6.    Protección INGETEAM In-Coming Malgarida I 52FT-1 - Malgarida II 52FT-1 y 52FT-2 .....	49
6.7.    Incorporación de boto lógico en scada HMI Subestación.....	50
CAPITULO VII .....	51
CONCLUSIÓN.....	51
CAPITULO VIII .....	52
GLOSARIO.....	52
BIBLIOGRAFÍA.....	54

## INDICIE DE FIGURAS

Figura 2.1 Simbología transformador de Poder.....	4
Figura 2.2 Transformador de corriente.....	4
Figura 2.3 Transformador de potencial (TTPP).....	5
Figura 2.4 Interruptor de corriente alternas (52).....	5
Figura 2.5 Desconectador / Seccionador (89).....	6
Figura 2.6 Pararrayos.....	6
Figura 2.7 Trampa de ondas.....	7
Figura 2.8 Transformador Zig-Zag.....	7
Figura 3.1 Plano unilíneal de disposición de equipos en patio 220/33kV.....	15
Figura 3.2 Plano de disposición de equipos patio 220/33kV.....	15
Figura 4.1 describe la conexión eléctrica del reactor.....	17
Figura 4.2 Configuración de protección 50N.....	17
Figura 4.3 51NS: RTC: 600/1, 0,7 A-sec, Arranque: 700ms.....	18
Figura 4.4 Módulo existente en la protección de reactor INGETEAM.....	19
Figura 4.5 Protección de reactor PS3 Ingeteam.....	19
Figura 4.6 Ajustes del dispositivo_Protocolos_Omicron_TR_JT1_ALMEYDA.....	20
Figura 4.7 Parámetros_Sobrecorriente_Protocolos_Omicron_TR_JT1_ALMEYD.....	20
Figura 4.8 Parámetros_Sobrecorriente_Protocolos_Omicron_TR_JT1_ALMEYD.....	21
Figura 4.9 Configuración equipo Fase S.....	22
Figura 4.10 Configuración equipo Fase T.....	22
Figura 4.11 Configuración equipo Fase U.....	22
Figura 4.12 Configuración equipo Fase W.....	23
Figura 4.13 Matriz de Trip: No considera lógica de 50BF T1 y 50BFT2.....	23
Figura 4.14 Lógica programable de usuario.....	23
Figura 4.15 Ucción de protección 50BF.....	24
Figura 4.16 Condición de estado cerrado de interruptor 52JT1.....	24
Figura 4.17 Condición de estado cerrado de interruptor Malgarida I FT1.....	24
Figura 4.18 Condición de estado cerrado de interruptor Malgarida II FT1.....	25
Figura 4.19 Condición de estado cerrado de interruptor Malgarida II FT2.....	25

Figura 4.20 Parámetros de la función 50BF “EXBFS: PSV17 AND (50FS OR IN103)” .....	26
Figura 4.21 Lógica interna de la función 50BF del equipo de protección PS1 JT1 SEL 487-E. ....	26
Figura 4.22 Lógica 33 de agrupación de arranque externo falla de interruptor. ....	27
Figura 4.23 Lógica 40 de “Disparo General” .....	27
Figura 4.24 Ajustes protección transformador PS2 52 JT1 .....	28
Figura 4.25 Protección transformador PS2 52 JT1 .....	28
Figura 5.1 Placa de datos transformador Zig-Zag reemplazo. ....	30
Figura 5.2 Circuito de control de transformador Zig-Zag 750kva. ....	31
Figura 5.3 Resistencia de circuito primario y corriente de excitación. ....	32
Figura 5.4 Ensayos de relación de transformación y saturación. ....	32
Figura 5.5 Circuito de control de transformador Zig-Zag 750kVA Homologado. ....	33
Figura 5.6 Validación SCADA circuito de control de transformador Zig-Zag 750kVA Homologado. ....	33
Figura 5.7 Empalmes de MT para unión de cables nuevos. ....	34
Figura 5.8 Tabla de recomendación del fabricante .....	35
Figura 5.9 Inspección general y resistencia de aislación. ....	35
Figura 5.10 Tomas de resistencia de aislación en mufas. ....	36
Figura 5.11 Registro de medida de resistencia de aislación cables MT. ....	36
Figura 5.12 Instalación de cables de MT en parrón de 33Kv SET Malgarida. ....	37
Figura 5.13 Normalización de SET PFV Malgarida. ....	37
Figura 5.14 Termografía mufas parrón 33kV 04/09/23 PFV Malgarida. ....	38
Figura 5.15 Termografía nuevo transformador Zig-Zag 04/09/23 PFV Malgarida. ....	38
Figura 6.1 Pruebas con Ómicron CPC100 en transformador Zig-Zag. ....	41
Figura 6.2 Inyección de corriente nominal en canal IA en protección Ingeteam. ....	41
Figura 6.3 Inyección de corriente nominal canal IB en protección Ingeteam. ....	41
Figura 6.4 Inyección de corriente nominal canal IC. ....	42
Figura 6.5 Inyección de corriente nominal canal IA, IB, IC. ....	42
Figura 6.6 Inyección de corriente nominal canal IN. ....	42
Figura 6.7 Pruebas de corriente en lado secundario con Ómicron CMC356. ....	43
Figura 6.8 Parámetros 50N de protección Ingeteam. ....	43
Figura 6.9 Resultados de la protocolización 50N. ....	44

Figura 6.10 Puntos de prueba.....	45
Figura 6.11 Protocolización sobre corriente de fase (50) protección Ingeteam.....	46
Figura 6.12 Resultados de la protocolización (50).....	46
Figura 6.13 Puntos de prueba.....	47
Figura 6.14 Protocolización sobre corriente de fase temporizada (51).....	47
Figura 6.15 Resultados de la protocolización (51).....	48
Figura 6.16 Puntos de prueba.....	48
Figura 6.17 Curvas de coordinación. ....	49
Figura 6.18 Lógica interna de equipo de protección 50BF In-Coming. ....	50
Figura 6.19 Scada HMI protección Incoming.....	50

### **ÍNDICE DE TABLAS.**

Tabla 3.1 Resumen de secuencia de eventos desde SCADA. ....	12
Tabla 3.2 Resumen secuencia de ventos y principales maniobras de normalización desde scada.....	12
Tabla 5.1 Costos asociados .....	39

## **RESUMEN**

El análisis del cortocircuito surgió debido a las pérdidas económicas que afecta directamente al negocio de generación de energía eléctrica renovable y no convencional, también impacta directamente a los consumidores finales (clientes). Para ello, se estudió al detalle el comportamiento del cortocircuito desde su inicio en el parrón de conexión de 33 kV y afecta directamente en el transformador Zig-Zag, dando como resultado la pérdida del activo, junto a conductores, mufas y daños leves en el punto de conexión. El objetivo general se centró en la mejora de las protecciones y el comportamiento de los interruptores de media y alta tensión de la Subestación elevadora Malgarida, aumentando la confiabilidad de las protecciones ante fallos imprevistos, los ajustes se realizarán según normativa eléctrica vigente regida por el Coordinador eléctrico nacional (CEN). El objetivo se logró gracias a que se revisó los actuales ajustes de todas las protecciones de los interruptores de la SET. Se analizó la oscilografía del comportamiento de las corrientes y tensiones de las protecciones ante el fallo ocurrido y contrastar parámetros con el ECAP “EE-ES-2020-1254-R2\_PFV\_Malgarida\_I\_&\_II. Finalizando con los ajustes a los parámetros con el programa Digsig 5 versión 8 para mejorar respuesta de las protecciones ante fallos imprevistos y poder mejorar los tiempos de actuación y minimizar las pérdidas económicas. En el capítulo 2, se especifica el marco teórico, el capítulo 3 se basa en el análisis de la incidencia; el capítulo 4 detalló la configuración existente en los equipos de protección con falla de operación que será necesaria para tener el antecedente en caso de alguna mejora en los ajustes; el Capítulo 5 describió las acciones y medidas correctivas implementadas; el Capítulo 6 se detalló las modificaciones realizadas en las protecciones del nuevo transformador Zig-Zag de repuesto; en el capítulo 7 se concluyó que el problema que causó el daño en el reactor Zig-Zag, fue un mal ajuste en la protección eléctrica, se logró el cambio para luego realizar las pruebas eléctricas correspondientes con buenos resultados y se integraron funciones de protección para prevenir futuros daños, garantizando la seguridad y calidad del propio equipo.

### **SUBESTACIÓN ELÉCTRICA – AJUSTE DE PROTECCIONES – PLANTA FOTOVOLTAICA**

## **ABSTRACT**

The short-circuit analysis arose due to economic losses directly affecting the non-conventional renewable energy generation business and also impacting end consumers (clients). To address this, a detailed study of the short-circuit behavior was conducted, starting from its origin at the 33 kV connection rack, which directly affected the Zig-Zag transformer, resulting in the loss of the asset, along with conductors, terminations, and minor damage at the connection point. The general objective focused on improving protections and the behavior of medium- and high-voltage circuit breakers at the Malgarida step-up substation, increasing the reliability of protections against unforeseen failures. Adjustments were made in compliance with current electrical regulations governed by the National Electrical Coordinator (CEN). The objective was achieved by reviewing the current settings of all protections in the substation's circuit breakers. The oscillography of current and voltage behavior in the protections during the fault was analyzed, and parameters were compared with the ECAP document "EE-ES-2020-1254-R2\_PFV\_Malgarida\_I\_&\_II." The adjustments to parameters were finalized using the Digi 5 version 8 program to improve protection response during unforeseen failures, enhance reaction times, and minimize economic losses. Chapter 2 specifies the theoretical framework. Chapter 3 focuses on the analysis of the incident. Chapter 4 details the existing configuration in the protection equipment with operational failures, which serves as a reference for potential adjustments. Chapter 5 describes the corrective actions and measures implemented. Chapter 6 outlines the modifications made to the protections of the new replacement Zig-Zag transformer. Finally, Chapter 7 concludes that the problem causing the damage to the Zig-Zag reactor was due to improper electrical protection settings. The issue was resolved by replacing the transformer, performing the corresponding electrical tests with positive results, and integrating protection functions to prevent future damage, ensuring the safety and quality of the equipment.

**ELECTRICAL SUBSTATION – ADJUSTMENT OF PROTECTIONS –  
PHOTOVOLTAIC PLANT**

# **CAPITULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

La necesidad del estudio surge debido a una falla crítica en la subestación elevadora del parque fotovoltaico Malgarida, complejo fotovoltaico compuesto por dos centrales ubicadas en la comuna de Diego de Almagro Malgarida I y Malgarida II que se encuentran en pleno desierto de Atacama, donde se captura la energía solar con 580 mil módulos fotovoltaicos asentados sobre estructuras de seguimiento de 1 eje horizontal, los cuales permiten generar anualmente 654 GWh de electricidad limpia, emplazadas en un terreno de aproximadamente 400 hectáreas. Es propiedad de la empresa española Acciona Energía, donde el proyecto tuvo una inversión de 170 millones de dólares.

La falla en el parrón genera daños considerables en equipos principales de la subestación, tales como el transformador Zig-Zag, cual su función principal es proporcionar un camino rápido para la conexión a tierra y aliviar ciertos problemas eléctricos, diseñados específicamente para abordar cargas desequilibradas, reducir los armónicos y proporcionar un punto neutro para la conexión a tierra en sistemas eléctricos trifásicos, además se suman los daños en los conductores de los circuitos de media tensión (MT), estos problemas afectan considerablemente al negocio de la empresa, cuyo objetivo es la generación y venta de energía renovable.

El resultado obtenido del estudio será necesario para poder realizar un análisis el cual aportará con información clave para encontrar la causa raíz del problema y lograr tomar acciones necesarias para mitigar riesgos en el sistema eléctrico de la central fotovoltaica.

### **1.1.Alcance**

Para definir el alcance del proyecto se definirán los límites del estudio y análisis de las protecciones de cortocircuito que provocaron pérdidas de activos y de generación eléctrica, que es uno de sus principales ingresos económicos.

El análisis se concentra en determinar cuáles fueron los factores asociados a un mal funcionamiento de las protecciones.

Se realizará el cambio de los parámetros según normativa eléctrica de nuestro Coordinador eléctrico Nacional (CEN) y realizar las pruebas correspondientes a cada una de las protecciones de la SSEE eléctrica manteniendo la confiabilidad y coordinaciones correspondiente al 52FT1, 52FT2, 52JT1 y el transformador Zig-Zag.

### **1.2. Metodología**

Para la realización de este proyecto se desarrollarán una serie de pasos que consisten en la recopilación de los antecedentes extraídos de los registros oscilograficos "COMTRADE" de todas las protecciones principales involucradas en el fallo, los datos serán extraídos con el programa DIGSI 5 versión 8.

### **1.3. Objetivo general**

Actualizar los ajustes de las protecciones y el comportamiento de los interruptores de media y alta tensión de la Subestación elevadora Malgarida, aumentando la confiabilidad de las protecciones ante fallos imprevistos, los ajustes se realizarán según normativa eléctrica vigente regida por el Coordinador eléctrico nacional (CEN).

### **1.4. Objetivos específicos**

- Revisar el actual ajuste de todas las protecciones de los interruptores de la SET.
- Analizar oscilografía del comportamiento de las corrientes y tensiones de las protecciones ante el fallo ocurrido.
- Contrastar parámetros con el ECAP "EE-ES-2020-1254-R2\_PFV\_Malgarida\_I\_&\_II.
- Ajustar los parámetros con programa Digsy 5 versión 8 para mejorar respuesta de las protecciones ante fallos imprevistos y poder mejorar la confiabilidad.

## **CAPITULO II**

### **MARCO TEORICO**

Para entender la problemática del estudio, se darán a conocer los conceptos generales y las abreviaciones que se describen en los siguientes capítulos.

Un parque fotovoltaico es una generadora eléctrica del tipo renovable, se encuentran normalmente alejadas de la ciudad y en lugares estratégicos que dependen de la radiación UV y temperatura ambiente, con estos valores se pueden simular y/o proyectar una generación a largo y corto plazo. Se componen de una gran cantidad de módulos fotovoltaicos (FV), que son los principales responsables de captar la mayor cantidad de radiación para luego ser transmitida por conductores de baja tensión para su transformación y elevación, con el fin de transmitir en las líneas de alta tensión (AT) y finalmente ser distribuidas para los diferentes tipos de clientes en distintas partes de las ciudades.

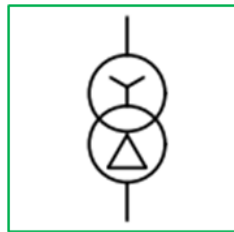
Dentro de un Parque FV, se encuentra la Subestación (SSEE), en las cuales está conformada por componentes y elementos principales que deben trabajar en modo sincronizados para poder evacuar la energía generada en las líneas de transmisión de 110 (H), 220 (J) o 500 (K) kV, según el diseño. Unos de los principales componente es el transformador de poder, es el encargado de realizar la elevación de tensión en el lado secundario BT a niveles de tensión de alta o extra alta tensión por el lado primario AT, este debe tener una tensión de red constante para el funcionamiento normal, teniendo en cuenta una medición continua de Frecuencia (Hz), voltaje (V) y corriente (A) de la línea de AT, por algún tipo de variación de estos parámetros se deben activar las protecciones asociadas al transformador y a los de la línea de AT y así minimizar daños en la propia instalación, en las líneas de transmisión y centrales generadoras conectadas a la misma red de distribución eléctrica del país con el fin de tener una instalación segura para el desarrollo de una generación renovable.

Los elementos primarios y las nomenclaturas que se encuentran descritos en el presente estudio se describen en este capítulo.

## 2.1. Transformador de poder.

Es uno de los elementos principales de una instalación, es el encargado de poder transformar la tensión de generación fotovoltaica a una tensión de transmisión, para poder transportar la corriente generada de la central. Según sus características estos se subdividen por niveles de tensión, niveles de potencias, características de refrigeración, etc. La simbología según norma “IEEE\_0315\_1993: “Graphic Symbols for Electrical and Electronics Diagrams” es:

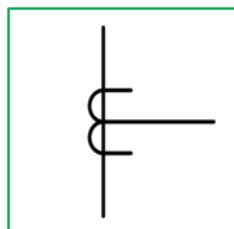
**Figura 2.1 Simbología transformador de Poder.**



## 2.2. Transformador de Corriente (TTCC).

Es uno de los componentes que se encarga de estar constantemente midiendo las corrientes que se encuentran aguas abajo y arriba del transformador, y así evitar sobre o bajas cargas excesivas que puedan provocar daños internos tales como las bobinas, núcleo, etc., como en el lado exterior, conductores, cuchillas en los seccionadores y puntos de conexión en a largo y corto plazo podrían sufrir un envejecimiento prematuro y daños considerables en la instalación. Estos se pueden clasificar según su función, cantidad de núcleos, precisión, relación de transformación, etc. La simbología según norma “IEEE\_0315\_1993: “Graphic Symbols for Electrical and Electronics Diagrams” es:

**Figura 2.2 Transformador de corriente.**

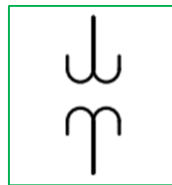


### 2.3. Transformador de potencial (TTPP).

Su función es medir constantemente las tensiones que se encuentran tanto en el lado de AT como en el lado de BT y por alguna variación de baja o alta tensión este equipo comandado y supervisado por las protecciones, activa la apertura inmediata (TRIP) de los interruptores asociados al trip. Este compuesto por dos partes principales, un núcleo de hierro y los devanados. Según su funcionamiento este depende del nivel de tensión, relación de transformación, potencia, etc.

La simbología según norma “IEEE\_0315\_1993: “Graphic Symbols for Electrical and Electronics Diagrams” es:

**Figura 2.3 Transformador de potencial (TTPP).**

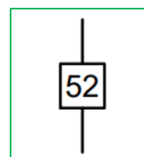


### 2.4. Interruptor automático de corriente alterna (52).

Elemento capaz de realizar apertura y cierre de las líneas de transmisión en condiciones normales y/o anormales despejando de inmediato algún tipo de fallo o perturbación eléctrica salvaguardando y/o minimizando los daños provocados por problemas interno o externos. Unas de las ventajas, es el único equipo que puede operar bajo carga, ya que su composición interna contiene gas SF6 en la cual puede desplazar el oxígeno entre el punto de conexión interna del interruptor evitando un corto circuito o un arco eléctrico.

La simbología según norma “IEEE\_0315\_1993: “Graphic Symbols for Electrical and Electronics Diagrams” es:

**Figura 2.4 Interruptor de corriente alternas (52).**

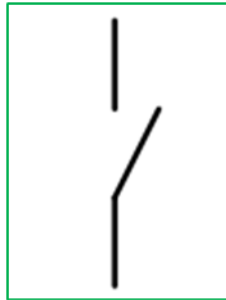


## 2.5. Desconectador / Seccionador (89).

Su única función es realizar una apertura o cierre de las líneas de alta tensión, es similar al interruptor, pero la única diferencia es que se opera sin carga y proporciona una apertura visible. También existen los desconectadores con puesta a tierra, estos proporcionan una conexión segura y visible directamente al Sistema puesta a tierra (SPT). Según sus características, estos equipos se pueden operar de forma remota como en local.

La simbología según norma “IEEE\_0315\_1993: “Graphic Symbols for Electrical and Electronics Diagrams” es:

**Figura 2.5 Desconectador / Seccionador (89).**

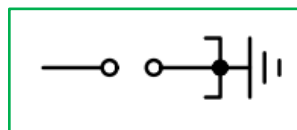


## 2.6. Pararrayos.

Es un elemento de protección de los equipos primarios de una SSEE antes una descarga atmosférica (rayos eléctricos) provocando una limitación de la amplitud del flujo de corriente facilitando un camino rápido y libre de obstáculos. Estos equipos se instalan en la línea de AT como en el lado del transformador en una conexión en paralelo al punto de conexión de los TTPP.

La simbología según norma “IEEE\_0315\_1993: “Graphic Symbols for Electrical and Electronics Diagrams” es:

**Figura 2.6 Pararrayos.**

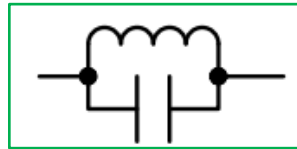


## 2.7. Trampas de ondas.

Su función principal es permitir las comunicaciones a través de las líneas de AT, evitando señales de alta frecuencia que deriven en direcciones indeseables, se comporta como un tipo filtro de banda de frecuencia con el único fin de no perjudicar la transmisión de energía eléctrica. También es conocida como bobina de bloqueo y se conecta en serie al inicio de la línea de AT de la SSEE.

La simbología según norma “IEEE\_0315\_1993: “Graphic Symbols for Electrical and Electronics Diagrams” es:

**Figura 2.7 Trampa de ondas.**

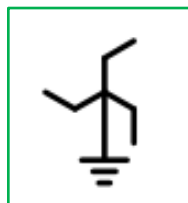


## 2.8. Transformador ZIG-ZAG.

Equipo que proporciona un punto a tierra de la instalación a partir de la conexión estrella aterrizado, otras características que proporciona este tipo de transformador trifásico es mejorar la estabilidad de la red, elimina armónicos y distorsiones de la red, reduce el voltaje de fase (VF) a voltaje de línea (VL), también es conocido como resistencia limitadora de corriente de corto circuito (CC), mayormente se encuentran instalados en plantas fotovoltaicas.

La simbología según norma “IEEE\_0315\_1993: “Graphic Symbols for Electrical and Electronics Diagrams” es:

**Figura 2.8 Transformador Zig-Zag.**



## **2.9. Aisladores.**

Son componentes esenciales para mantener bien aisladas los embarrados, las líneas de MT, los puentes entre marco de barra y marco de líneas, entre las mismas líneas eléctricas tanto a estructura o partes rígidas o entre fases y partes flexibles. Existen aisladores de pedestales, aisladores poliméricos, aisladores de vidrio, aisladores de porcelana y compuestos.

Ya se detallaron los elementos primarios de una subestación y cuáles fueron sus principales características, en breve se detallan los tipos de alarmas y fallos más habituales y la nomenclatura que lo identifican según norma “IEEE\_C37.2\_2008: “Electrical Power Device Function Numbers and Contact Designations”.

## **2.10. Descripción de funciones y fallos habituales que se pueden generar en las subestaciones eléctricas (SSEE).**

**27:** Relé de mínima tensión.

**43:** Dispositivos de transferencia.

**48:** Relé de secuencia incompleta.

**87T:** Relé de protección diferencial

**50:** Relé instantáneo de sobre corriente.

**50N:** Relé instantáneo de sobre corriente en Neutro

**50NS:** Relé instantáneo de sobre corriente neutro sensitivo

**51:** Relé de sobre corriente temporizado

**51N:** Relé de sobre corriente temporizado en Neutro.

**59:** Relé de sobretensión.

### **CAPITULO III**

## **ANÁLISIS DE FALLA CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO A TIERRA FASE C DEL PARRÓN 33 kV PFV MALGARIDA I Y II**

En el presente capítulo se detallarán los puntos necesarios para realizar el análisis de la falla, donde se identificarán las protecciones involucradas, tiempos de inicio, motivos de falla, activaciones de trip, niveles de corrientes de corto circuito y el análisis de los datos descargados.

### **3.1. Detalles de protecciones afectadas**

El inicio de la falla ocurre a las 00:46:09,626. Para la recopilación de los antecedentes se extraen los registros oscilográficos “COMTRADE” de los siguientes equipos de protección:

Protección Malgarida I 52FT1:

- Perturbación: Falla Monofásica a tierra fase C.
- Motivo de trip 52FT1: Operación función 50N.
- Estampa horaria de orden de trip: 00:46:10,026.
- Activación de Trip posterior a arranque: 400 [ms].
- Nivel peak de corto circuito alcanzado: 1855 [A].

Conclusión: Función de protección 50N opera correctamente. Sin embargo, como la corriente de falla circula por la pantalla del cable MT y este a su vez pasa a través de su TC, al abrir el interruptor la corriente no se interrumpe y opera la función 50BF T2 enviando señal de apertura al interruptor 52JT1 por medio de las protecciones de transformador PS1 y PS2.

Protección Malgarida II 52FT1:

- Perturbación: Falla Monofásica a tierra fase C.
- Motivo de trip 52FT1: Operación función 50N.
- Estampa horaria de orden de trip: 00:46:10,774.
- Activación de Trip posterior a arranque: 400 [ms].
- Nivel peak de corto circuito alcanzado: 863 [A].

Conclusión: Función de protección 50N opera correctamente. Sin embargo, no se despeja la falla y opera la función 50BF T2 enviando señal de apertura al interruptor 52JT1 por medio de las protecciones de transformador PS1 y PS2.

Protección Malgarida II 52FT2:

- Perturbación: Falla Monofásica a tierra fase C.
- Motivo de trip 52FT2: Operación función 27.
- Estampa horaria de orden de trip: 00:46:11,626.
- Activación de Trip posterior a arranque: 2 [s].
- Nivel peak de corto circuito alcanzado: 100 [A].

Conclusión: Función de protección 27 opera correctamente. Sin embargo, no se despeja la falla y opera la función 50BF T2 enviando señal de apertura al interruptor 52JT1 por medio de las protecciones de transformador PS1 y PS2.

Protección Transformador PS1 52JT1:

- Perturbación: Falla Monofásica en fase C.
- Motivo de trip 52JT1: Operación función 87T.
- Estampa horaria de orden de trip: 00:47:19,517.
- Duración de activación de Trip posterior a arranque: 0 [ms].
- Nivel peak alcanzado: 5490 [A].

Conclusión: Cuando el reactor Zig-Zag se quema, se produce un cortocircuito bifásico a tierra, que eleva abruptamente la corriente y hace disparar la función de protección 87T correctamente. Sin embargo, en el registro de eventos 00:46:10,039 el cortocircuito monofásico en la fase C no es capaz de activar la función 87T, pues la corriente es limitada por el transformador Zig-Zag. Además, se observa activación de la entrada binaria IN201 por recepción de señal 50FB (Failure Breaker) T2 de las protecciones incoming de media tensión. Se detecta error en programación lógica de recepción 50BF T2.

Protección Transformador PS2 52 JT1:

- Perturbación: Falla Monofásica en fase C.
- Motivo de trip 52T1: Solo se registran arranques de las funciones 50/51 y 50BF.

- Nivel peak alcanzado: 4490 [A].

Conclusión: Las funciones de protección 50/51 y 50BF arrancan correctamente. Sin embargo, en el registro de eventos 00:46:10:038 se observa activación de la entrada binaria GGIO3.5 por recepción de señal 50FB T2 de las protecciones Incoming de media tensión. Se detecta error en programación lógica de recepción 50BF T2.

Protección Transformador PS3 Reactor Zig-Zag FZ1:

- Perturbación: Falla Monofásica en fase C.
- Motivo de trip 52FT1: Operación protecciones mecánicas del reactor Zig-Zag “Válvula de alivio” y “Nivel de aceite muy bajo”
- Estampa horaria de orden de trip: 00:47:21,175.
- Duración de activación de Trip posterior a arranque: 0 [ms].

Conclusión: La operación de trip por protecciones mecánicas funciona correctamente. Sin embargo, se detecta error en configuración de funciones de protección 50N y 50NS definidas por el ECAP ya que no operan en el tiempo 00:46:09,626 al inicio de la falla. En la plataforma PGP del CEN se encuentra protocolo SAT de equipo de protección incompleto.

### **3.2. Resumen de secuencia de eventos**

El resumen de la secuencia de eventos durante el transcurso de la falla se puede visualizar en detalle en la tabla 3.1, estos datos fueron recopilados desde las diferentes protecciones detalladas y la normalización del parque FV se puede visualizar en la Tabla 3.2.

Tabla 3.1 Resumen de secuencia de eventos desde SCADA.

Item	Fecha	Hora	Lugar	Interruptor	Protecciones Operadas
1	29.08.2023	00:46:10	Malgarida I	52FT1	INGEPAC Trip por 50N/51N
2	29.08.2023	00:46:10	Malgarida I	52FT1	INGEPAC Trip 50BF T2
3	29.08.2023	00:46:10	Malgarida I	52F1	INGEPAC Trip RX 50BF T2 (52FT1)
4	29.08.2023	00:46:10	Malgarida I	52F2	INGEPAC Trip RX 50BF T2 (52FT1)
5	29.08.2023	00:46:10	Malgarida II	52FT1	INGEPAC Trip por 50N/51N
6	29.08.2023	00:46:11	Malgarida II	52FT1	INGEPAC Trip 50BF T2
7	29.08.2023	00:46:11	Malgarida II	52F1	INGEPAC Trip RX 50BF T2 (52FT1)
8	29.08.2023	00:46:11	Malgarida II	52F2	INGEPAC Trip RX 50BF T2 (52FT1)
9	29.08.2023	00:46:11	Malgarida II	52F3	INGEPAC Trip RX 50BF T2 (52FT1)
10	29.08.2023	00:46:11	Malgarida II	52F4	INGEPAC Trip RX 50BF T2 (52FT1)
11	29.08.2023	00:46:11	Malgarida II	52FBC1	INGEPAC Trip RX 50BF T2 (52FT1)
12	29.08.2023	00:46:11	Malgarida II	52FSA1	INGEPAC Trip RX 50BF T2 (52FT1)
13	29.08.2023	00:46:11	Malgarida II	52F5	INGEPAC Trip 27
14	29.08.2023	00:46:11	Malgarida II	52F6	INGEPAC Trip 27
15	29.08.2023	00:46:11	Malgarida II	52F7	INGEPAC Trip 27
16	29.08.2023	00:46:11	Malgarida II	52F8	INGEPAC Trip 27
17	29.08.2023	00:46:11	Malgarida II	52FBC2	INGEPAC Trip 27
18	29.08.2023	00:46:11	Malgarida II	52FSA2	INGEPAC Trip 27
19	29.08.2023	00:47:21	Malgarida	52JT1	JT1PS1 Trip87T/JT1PS3 Trip Prot. Mec.

Tabla 3.2 Resumen secuencia de ventos y principales maniobras de normalización desde scada.

Item	Fecha	Hora	Lugar	Interruptor	Maniobra
1	29.08.2023	00:46:10	Malgarida I	52FT1	Apertura (Disparo)
2	29.08.2023	00:46:10	Malgarida I	52F1	Apertura (Disparo)
3	29.08.2023	00:46:10	Malgarida I	52F2	Apertura (Disparo)
4	29.08.2023	00:46:10	Malgarida II	52FT1	Apertura (Disparo)
5	29.08.2023	00:46:11	Malgarida II	52F1	Apertura (Disparo)
6	29.08.2023	00:46:11	Malgarida II	52F2	Apertura (Disparo)

7	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52F3	Apertura (Disparo)
8	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52F4	Apertura (Disparo)
9	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52FBC1	Apertura (Disparo)
10	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52FSA1	Apertura (Disparo)
11	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52FT2	Apertura (Disparo)
12	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52F5	Apertura (Disparo)
13	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52F6	Apertura (Disparo)
14	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52F7	Apertura (Disparo)
15	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52F8	Apertura (Disparo)
16	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52FBC2	Apertura (Disparo)
17	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52FSA2	Apertura (Disparo)
18	29.08.20 23	00:47:21	Malgarida	52JT1	Apertura (Disparo)
19	29.08.20 23	00:46:10	Malgarida I	52FT1	Apertura (Disparo)
20	29.08.20 23	00:46:10	Malgarida I	52F1	Apertura (Disparo)
21	29.08.20 23	00:46:10	Malgarida I	52F2	Apertura (Disparo)
22	29.08.20 23	00:46:10	Malgarida II	52FT1	Apertura (Disparo)
23	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52F1	Apertura (Disparo)
24	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52F2	Apertura (Disparo)
25	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52F3	Apertura (Disparo)
26	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52F4	Apertura (Disparo)
27	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52FBC1	Apertura (Disparo)
28	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52FSA1	Apertura (Disparo)
29	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52FT2	Apertura (Disparo)
30	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52F5	Apertura (Disparo)
31	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52F6	Apertura (Disparo)

32	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52F7	Apertura (Disparo)
33	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52F8	Apertura (Disparo)
34	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52FBC2	Apertura (Disparo)
35	29.08.20 23	00:46:11	Malgarida II	52FSA2	Apertura (Disparo)
36	31.08.20 23	19:57	Malgarida	-	Energización del Parque

### 3.3. Característica evolutiva de la falla

De acuerdo con los antecedentes recopilados del cortocircuito, se identifica inicio de la falla monofásica a tierra en mufa del cable de media tensión fase C Malgarida I Barra 1 interconectado al parrón de 33kV. El cortocircuito a tierra ocurre por medio del apantallamiento del cable MT el cual se encuentra aterrizado en la frontera de la celda MT Malgarida I 52FT1. Por proximidad, en el parrón de 33 kV se propaga la falla a las mufas de los cables (2) de media tensión fase C Malgarida II Barra 1, de igual manera el cortocircuito a tierra ocurre por medio del apantallamiento de los cables MT los cuales se encuentran aterrizados en la frontera de la celda MT Malgarida II 52FT1.

Una vez que los interruptores de media tensión Malgarida I 52FT1, Malgarida II 52FT1 y Malgarida II 52FT2 se encuentran en estado abierto, la falla no es despejada, pues el cortocircuito continúa alimentándose por el lado de AT del transformador de potencia.

Transcurrido el tiempo de 1 minuto y 10 segundos, se quema el transformador Zig-Zag, lo que genera un cortocircuito bifásico a tierra que provoca la actuación de la función 87T del transformador, se extingue la falla producto de la operación del interruptor del lado AT del transformador de potencia 52JT1.

Las figuras 3.1 y 3.2 presenta la ilustración de la ubicación del cortocircuito ocurrido en el parrón de 33 kV extraído desde plano CODIGO MALGA2\_P\_SAR\_EN\_DWG\_HVS\_101000003.

Figura 3.1 Plano unilineal de disposición de equipos en patio 220/33kV.

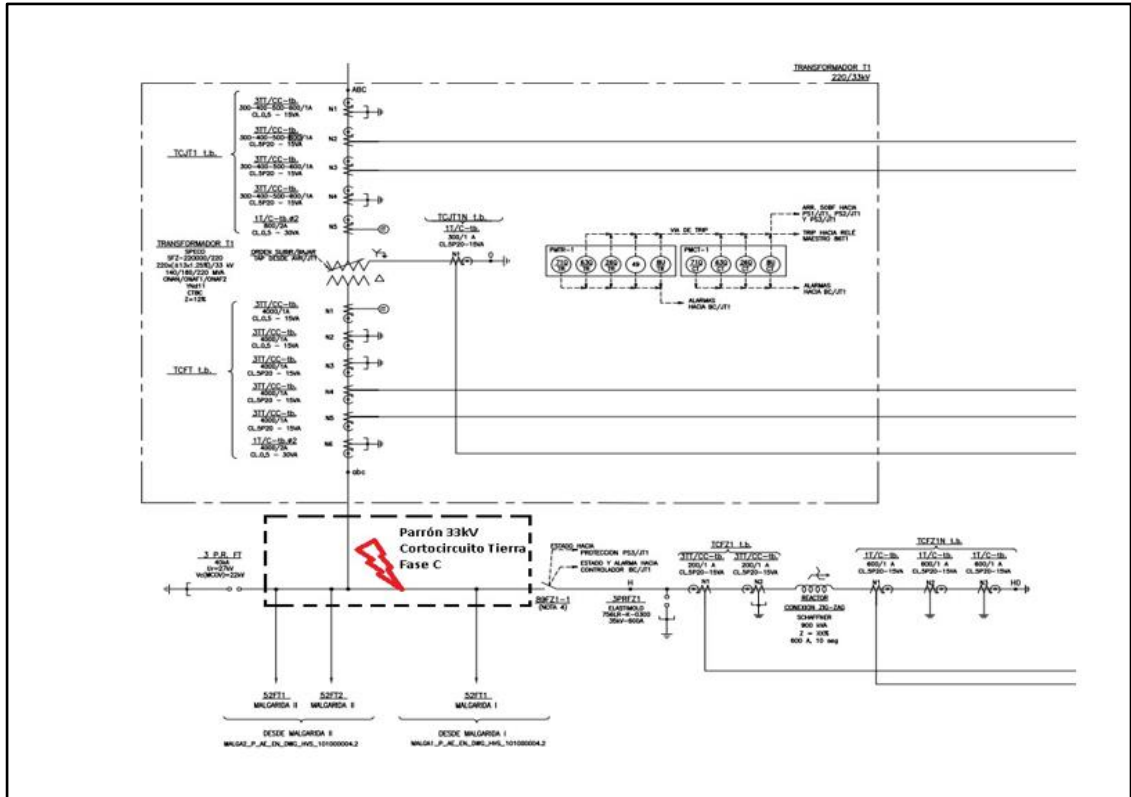
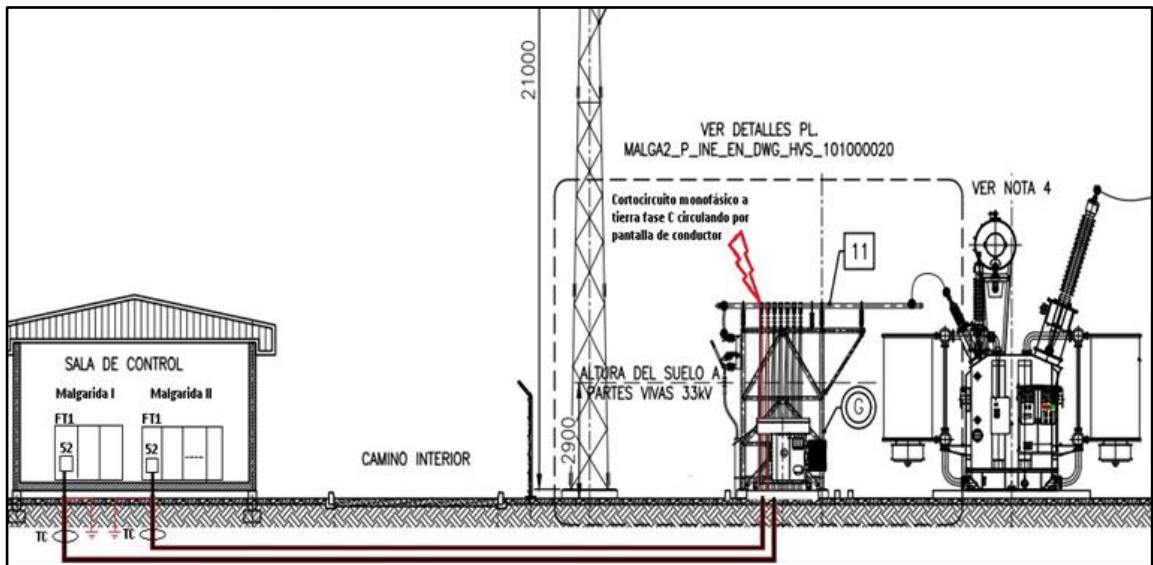


Figura 3.2 Plano de disposición de equipos patio 220/33kV.



## CAPITULO IV

### CONFIGURACION EXISTENTE DE EQUIPOS DE PROTECCION Y MEJORAS PROPUESTAS

En el presente capitulo se detallarán las configuraciones existentes al momento de la falla en los equipos de protección involucrados que fallaron en la operación.

#### **4.1. Protección transformador PS 3 reactor Zig -Zag FZ 1.**

Se detecta error en configuración de funciones de protección 50N y 50NS definidas por el ECAP ya que no operan en el tiempo 00:46:09,626 al inicio de la falla. Según ECAP “EE-ES-2020-1254- R2\_PFV\_Malgarida\_I\_&\_II ECAP” los ajustes de protección de la función 50N y 50NS son los siguientes:

La corriente de diseño del reactor de neutro prevé un aporte aproximado de 600A ante fallas a tierra, la cual resulta prácticamente independiente de la localización y resistencia de falla. Para lograr un ajuste coordinado con las protecciones aguas abajo se proponen un escalón de tiempo definido con arranque en 426Aprim correspondiente al 80 % de la corriente de una falla monofásica con 250Ohm temporización de 700 ms.

Notar que este módulo se basa en las corrientes medidas por el TC en el lado de 33 kV y en la puesta a tierra del reactor.

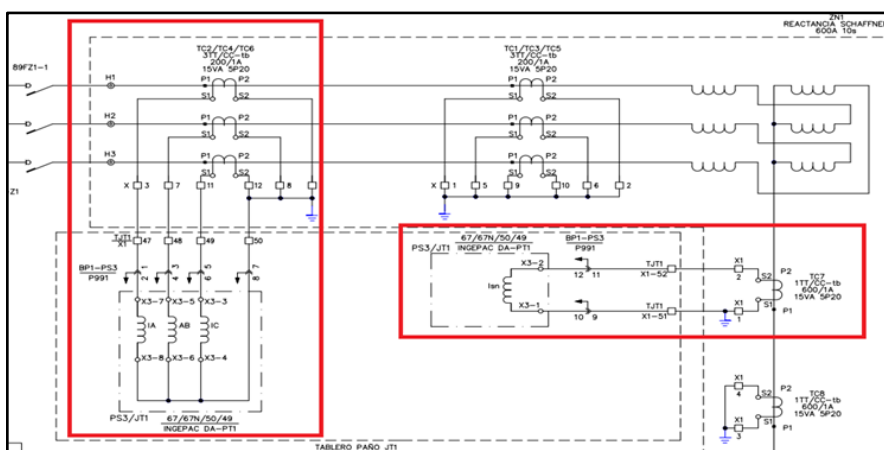
$$I_{pickup\ 51N} = 426 [Aprim] = 2,1 [Asec]$$

$$I_{pickup\ 51G} = 426 [Aprim] = 0,7 [Asec]$$

Además, cabe destacar que el presente modulo se ajuste en la protección del sistema 3 del transformador.

De acuerdo con el plano elemental de corriente alterna el equipo de protección del reactor PS3 se encuentra la conexión de la siguiente forma:

**Figura 4.1 describe la conexión eléctrica del reactor.**



Fuente: Plano disposición unilineal reactor Zig-Zag Malgarida

Los ajustes de protección configurados y recomendados por el ECAP son los siguientes:

50N: RTC: 200/1; Intensidad de Arranque: 2,1 A-sec; Tiempo de arranque: 700ms. “El ECAP no considero que la 51N ocupa razón de transformación 600/1 en vez de 200/1”

En ñas siguientes figura (4.2 y 4.3) se detallan los ajustes recomendados por el ECAP en los ajustes de las protecciones INGETEAM.

**Figura 4.2 Configuración de protección 50N**

LN : IOC Neutro (50N) U1 - 8/ 13 Ajuste(s)		
Habilitacion	-	SI
Tipo de operacion	-	Disparo
Arranque (A)	-	2.1
Tiempo fijo (ms)	-	700
Control de par	-	No
Bloqueo	-	Sin Definir
Bloqueo disparo	-	Sin Definir
Disparo General	-	SI

Fuente: Informe EE-ES-2020-1254

**Figura 4.3 51NS: RTC: 600/1, 0,7 A-sec, Arranque: 700ms**

LN : IOC Neutro Sensible (50NS) U1 - 8/ 13 Ajuste(s)		
Habilitacion	-	SI
Tipo de operacion	-	Disparo
Arranque (A)	-	0.7
Tiempo fijo (ms)	-	700
Control de par	-	No
Bloqueo	-	Sin Definir
Bloqueo disparo	-	Sin Definir
Disparo General	-	SI

Fuente: Informe EE-ES-2020-1254

La no operación de los sistemas de protección 50N y 50NS se divide en dos partes:

No operación de la función 50N: La protección de reactor PS3 INGETEAM dispone de un canal análogo de corriente exclusivo de neutro (IN). Bajo la filosofía del equipo, si se encuentra conectado dicho canal análogo, no realiza el cálculo de corriente residual  $3I_0$  con las lecturas de las corrientes de fase:

Cuando dispone de transformador de neutro utiliza esta medida para hacer la protección. En caso contrario, empieza como medida 3 veces la secuencia homopolar, que se calcula a través de la suma de las intensidades de fase  $3 \cdot I_0 = (I_a + I_b + I_c)$ . Cuando la corriente es calculada, la sobreintensidad de neutro no se ve afectada por el frenado por 2º armónico.

Bajo estas condiciones, en el transcurso de la falla circulaban 600 A-primarios equivalentes a 1 A-secundario por el canal IN de la protección. Como el ajuste 50N se encuentra ajustado a 2,1 A-secundarios, nunca alcanzó a arrancar la función de protección.

No operación de la función 50NS: La función de protección de sobre corriente de neutro sensitivo requiere un modelo de entrada de canal análogo el cual no se encuentra instalado en el equipo de protección.

En las siguientes figuras 4.4 y 4.5 se detallan las configuraciones existentes en las protecciones al momento de la falla:

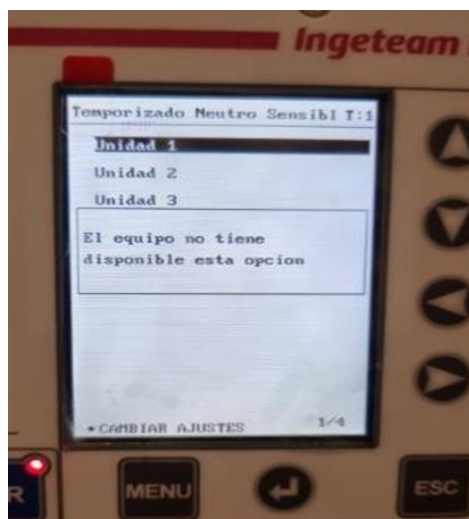
**Figura 4.4 Módulo existente en la protección de reactor INGETEAM.**

Codigo Equipo : PT1ADBCXFHFAACEJXXXX--		
PT	Descripcion	
I	Modelo	67, 67N, 67NS, 67NA/NC, 50/51, 50N/51N, 50NS/51NS, 67Q, 46FA, 59, 27, 59N, 47, 81M/m, 81R, ...
A	Funciones de control extendidas	No
D	Formato	1/3 19" con display
B	Modulo alimentacion	FA 125/220 Vcc   125 Vcc 8EDs   5SDs
C	Reserva	RS232
X	Puerto serie trasera COM2	Nada
F		
H	Puerto Ethernet trasera ETH2	LC (PRP/HSR)
F	Puerto Ethernet trasera ETH1	Ethernet RJ45
A	Tipo bornas	Terminales tipo puntera
AC	Tarjetas de E/S 2	Tarjeta de aplicacion 15 ED/ 8 SDs 125 Vcc
EJ	Tarjetas de E/S 3	4xV (200V)+ 3xl fases (190A)+ 1xl Neut (190A)+ 4 EDs + 5 SDs 125 Vcc
XX	Tarjetas de E/S 4	Nada
XX	Tarjetas de E/S 5	Nada
-	Deteccion de arco	Reserva
-	Sujeccion	Estándar
-	INTERFACE FRONTAL	Estándar

Fuente: Manual operación protección INGETEAM.

Esto significa que aun que se vea disponible como función en los ajustes de protección, esta se encuentra bloqueada:

**Figura 4.5 Protección de reactor PS3 Ingeteam.**



Desde que se puso en servicio la protección de reactor PS3 Ingeteam nunca se encontró activa la función de protección 50NS, como se muestra en la **figura 4.5**.

En la plataforma PGP del CEN se encuentra protocolo SAT con nombre “Protocolos\_Omicron\_TR\_JT1\_ALMEYDA” de los sistemas de protección del PFV Malgarida. En la Figura 4.6. se observa la serie y el nombre del equipo:

**Figura 4.6 Ajustes del dispositivo\_Protocolos\_Omicron\_TR\_JT1\_ALMEYD.**

Group:PS03

### Equipo en prueba - Ajustes del dispositivo

**Subestación/Bahía:**

Subestación:	S.E. SAN CARLOS	Dirección de subestación:	
Bahía:	TT+TD	Dirección de bahía:	TT-BS-BS-IN

**Dispositivo:**

Nombre/descripción:	PS03	Fabricante:	INGETEAM
Tipo de dispositivo:	INGEPAC EF MD2	Dirección del dispositivo:	
No de serie:	A13046000001		
Info adicional 1:	50/51TZ		
Info adicional 2:	50/51NTZ		

Los resultados de protocolización de la función 50N son los siguientes:

**Figura 4.7 Parámetros\_Sobrecorriente\_Protocolos\_Omicron\_TR\_JT1\_ALMEYD.**

**50NZ:**  
**Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente**

**Elementos - Residuales:**

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
SI	50NZ	IEC Tiempo definido	2.10 Iref	0.70 s	0.95	No direccional
SI	50NTZ	IEC Tiempo definido	0.70 Iref	0.70 s	0.95	No direccional

**Ajustes de la prueba:**

**Prueba de disparo:**

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-E	50NZ	1.000	2.100 A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms
L1-E	50NZ	1.048	2.200 A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms
L1-E	50NZ	1.095	2.300 A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms
L1-E	50NZ	1.143	2.400 A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms
L1-E	50NZ	1.191	2.500 A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms
L2-E	50NZ	1.000	2.100 A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms
L2-E	50NZ	1.048	2.200 A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms
L2-E	50NZ	1.095	2.300 A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms
L2-E	50NZ	1.143	2.400 A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms
L2-E	50NZ	1.191	2.500 A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms
L3-E	50NZ	1.000	2.100 A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms
L3-E	50NZ	1.048	2.200 A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms
L3-E	50NZ	1.095	2.300 A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms
L3-E	50NZ	1.143	2.400 A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms
L3-E	50NZ	1.191	2.500 A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms

**Estado:**  
 0 de 15 puntos probados.  
 0 puntos correctos.  
 0 puntos incorrectos.

**Evaluación general: ¡No hay resultados disponibles!**

Los resultados de protocolización de la función 50NS son los siguientes:

**Figura 4.8 Parámetros\_Sobrecorriente\_Protocolos\_Omicron\_TR\_JT1\_ALMEYD**

**50NT-TZ:**  
**Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente**

**Elementos - Residuales:**

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Si	50NZ	IEC Tiempo definido	2.10 Iref	0.70 s	0.95	No direccional
Si	50NTZ	IEC Tiempo definido	0.70 Iref	0.70 s	0.95	No direccional

**Ajustes de la prueba:**

**Prueba de disparo:**

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-E	50NTZ	1.000	700.0 m A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	Sin disparo
L1-E	50NTZ	1.100	770.0 m A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms
L1-E	50NTZ	1.200	840.0 m A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms
L1-E	50NTZ	1.300	910.0 m A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms
L1-E	50NTZ	1.400	980.0 m A	n/a	700.0 ms	660.0 ms	740.0 ms

**Estado:**  
 0 de 5 puntos probados.  
 0 puntos correctos.  
 0 puntos incorrectos.

**Evaluación general: ¡No hay resultados disponibles!**

Group end: Característica

“En ambos casos la protocolización se simulo y no se realizó. La no operación de estas funciones de protección durante el corto circuito quemó finalmente el reactor Zig-Zag ya que no resiste una corriente de falla por más de 10 segundos”

#### 4.2. Protección transformador PS 1 52 JT1

Error en programación lógica de recepción 50BF T2: La entrada IN 201 de la protección SEL-487E se encuentra asociada a la activación de los siguientes arranques externos:

- Trip 50BF T2 protección Malgarida I FT1.
- Trip 50BF T2 protección Malgarida II FT1.
- Trip 50BF T2 protección Malgarida II FT2.
- Trip 50BF T2 protección diferencial de barra 87B.
- Trip 50BF T2 protección transformador PS2 JT1.
- Trip 50BF T2 protección reactor Zig-Zag PS3 FZ.

En su lógica programable la activación de la entrada IN 201 solo activa la lógica PSV06 para dar aviso de alarma de arranque externo 50BF T2. No vincula su operación al arranque de la función 50BF interna de la protección ni tampoco se encuentra integrada a la matriz de disparo del equipo.

Adicionalmente, según ECAP “EE-ES-2020-1254-R2\_PFV\_Malgarida\_I\_&\_II” se define un criterio de operación “OR” entre los criterios de contacto y corriente para el arranque de la función de protección 50BF, condición que no se cumple con actual configuración. Se detecta error en configuración de detección de estado de interruptor

Estado actual:

Condición de estado cerrado de interruptor 52JT1: Error en ajuste ya que la IN101 es una entrada de block de pruebas y no del estado de interruptor.

**Figura 4.9 Configuración equipo Fase S.**

BS\_ID Breaker Identifier (Name)  
Breaker S Range = ASCII string with a maximum length of 40.

52A\_S Breaker Normally Open (NO) Contact Input (SELogic)  
IN101

Condición de estado cerrado de interruptor Malgarida I FT1: Error en ajuste ya que la IN104 NC por lo que se debe negar.

**Figura 4.10 Configuración equipo Fase T.**

Breaker T Inputs

BT\_ID Breaker Identifier (Name)  
Breaker T Range = ASCII string with a maximum length of 40.

52A\_T Breaker Normally Open (NO) Contact Input (SELogic)  
IN104

Condición de estado cerrado de interruptor Malgarida II FT1: Error en ajuste ya que la IN104 NC por lo que se debe negar.

**Figura 4.11 Configuración equipo Fase U.**

Breaker U Inputs

BU\_ID Breaker Identifier (Name)  
Breaker U Range = ASCII string with a maximum length of 40.

52A\_U Breaker Normally Open (NO) Contact Input (SELogic)  
IN105

Condición de estado cerrado de interruptor Malgarida II FT2: Error en ajuste ya que la IN104 NC por lo que se debe negar.

**Figura 4.12 Configuración equipo Fase W.**

**Breaker W Inputs**

BW\_ID Breaker Identifier (Name)  
 Range = ASCII string with a maximum length of 40.

S2A\_W Breaker Normally Open (NO) Contact Input (SELogic)  
 ...

**Figura 4.13 Matriz de Trip: No considera lógica de 50BF T1 y 50BFT2**

TRS Trip Condition(s) for Terminal S (SELogic)  
 ...

ULTRS Unlatch Trip Condition(s) for Terminal S (SELogic)  
 ...

TRT Trip Condition(s) for Terminal T (SELogic)  
 ...

ULTRT Unlatch Trip Condition(s) for Terminal T (SELogic)  
 ...

**Figura 4.14 Lógica programable de usuario.**

```

9 PSV06 := TRIP OR IN201 OR PSV29 ##### ARRANQUE 50F
20 PSV17 := PSV03 ### DISPARO GENERAL ###
7 PSV03 := PSV29 OR PSV08 OR PSV02 OR PSV16 ## OP 86T

25 #####PROTECCIONES MECANICAS DISPARO BUCHHOLZ Y SOBREPRESION ALTA Y BAJA
26 PSV29 := PCT10Q
27 PCT10IN := IN202 OR IN203 OR IN204 OR IN205 OR IN206 OR IN207
28 PCT10PU := 3.000000
29 PCT10DO := 3.000000
30 PLT10S := PSV29 # INDICACION EN LED 2 OPERO PROTECCIONES MECANICAS 86T ALTA Y BAJA
31 PLT10R := TRGTR # RESET DE LED

11 PSV08 := 87R OR 87U ##### OP 87T#####
6 PSV02 := 67SP1T OR 67SP2T OR 51T01 ### DISPARO 50/51 H
19 PSV16 := 81D1T #SER## OP 81 ###
    
```

**Figura 4.15** Unción de protección 50BF.

**Breaker S Failure Logic**

**Breaker S Failure Logic**

EXBFS Enabling Condition(s) for External Breaker Failure (SELogic)

EBFPI External Breaker Failure Initiate Pickup Delay (cyc)  
 Range = 0,000 to 6000,000

SOFPI Fault Current Pickup (A,sec)  
 Range = 0,10 to 10,00

BFPIS Breaker Failure Initiate Pickup Delay (cyc)  
 Range = 0,000 to 6000,000

RTPIS Retrip Delay (cyc)  
 Range = 0,000 to 6000,000

BFFIS Breaker Fail Initiate Condition(s) (SELogic)

ATBFS Alternate Breaker Fail Initiate Condition(s) (SELogic)

ENINBFS Enabling Condition(s) for Neutral Breaker Failure (SELogic)

INIFIS Neutral Current Pickup (A,sec)  
 Range = 0,10 to 10,00

EBFIS Breaker Failure Initiate Seal-In  
 Select: Y, N

BFFIS Breaker Failure Initiate Seal-In Delay (cyc)  
 Range = 0,000 to 1000,000

BFFIDIS Breaker Failure Initiate Dropout Delay (cyc)  
 Range = 0,000 to 1000,000

No considera condición de arranque por contacto.

**4.3. Modificaciones propuestas.**

Se detallan las condiciones de los estados en los interruptores involucrados y la realización de cambio de parámetros en las protecciones de los siguientes interruptores:

Figura 4.17. Condición de estado cerrado de interruptor 52JT1

**Figura 4.16** Condición de estado cerrado de interruptor 52JT1

**Breaker S Inputs**

BS\_ID Breaker Identifier (Name)  
 Range = ASCII string with a maximum length of 40.

S2A\_S Breaker Normally Open (NO) Contact Input (SELogic)

**Figura 4.17** Condición de estado cerrado de interruptor Malgarida I FT1

**Breaker T Inputs**

BT\_ID Breaker Identifier (Name)  
 Range = ASCII string with a maximum length of 40.

S2A\_T Breaker Normally Open (NO) Contact Input (SELogic)

**Figura 4.18 Condición de estado cerrado de interruptor Malgarida II FT1**

**Breaker U Inputs**

BU\_ID Breaker Identifier (Name)  
Breaker U Range = ASCII string with a maximum length of 40.

52A\_U Breaker Normally Open (NO) Contact Input (SELogic)  
NOT IN105

**Figura 4.19 Condición de estado cerrado de interruptor Malgarida II FT2**

**Breaker W Inputs**

BW\_ID Breaker Identifier (Name)  
Breaker W Range = ASCII string with a maximum length of 40.

52A\_W Breaker Normally Open (NO) Contact Input (SELogic)  
NOT IN106

Se Añade al PSV3 “Matriz de disparo General” la entrada IN201, de esta forma arranque externo 50BF T2 operará el interruptor 52JT1:

- 7 PSV03:=PSV29 OR PSV02 OR PSV16 OR IN201 ## OP 86T

Se integra re-trip (RTS) y Trip 50BF T2 (FBFS) a la matriz de Disparo General:

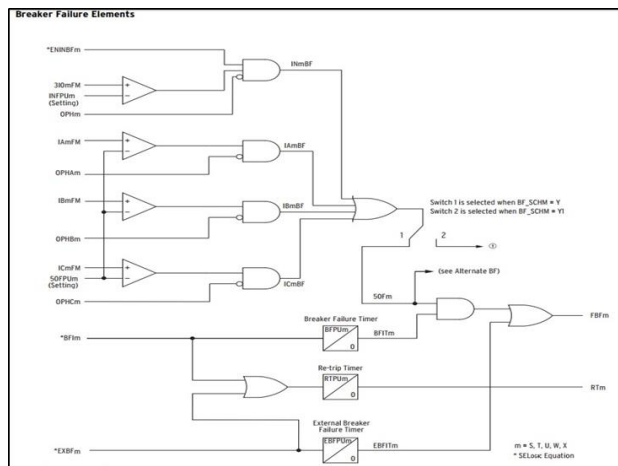
- 20 PSV17:= PSV03 OR RTS OR FBFS### DISPARO GENERAL ###

Se configura el parámetro de la función 50BF “EXBFS: PSV17 AND (50FS OR IN103)” para arrancar bajo condiciones de corriente o contacto. A demás, se define EBF PUS: 10 ciclos de operación (200ms) para activar Trip 50BF E2. En el parámetro ENINBFS se asigna “1”, ya que bajo la condición anterior no había arranque 50BF por corrientes residuales.

**Figura 4.20 Parámetros de la función 50BF “EXBFS: PSV17 AND (50FS OR IN103)”**

Breaker 5 Failure Logic	
EXBFS Enabling Condition(s) for External Breaker Failure (SELogic)	PSV17 AND (50FS OR IN103)
EBFPUS External Breaker Failure Initiate Pickup Delay (cyc)	10,000 Range = 0,000 to 6000,000
SOFPUS Fault Current Pickup (A,sec)	1,50 Range = 0,10 to 10,00
BFPUS Breaker Failure Initiate Pickup Delay (cyc)	10,000 Range = 0,000 to 6000,000
RTPUS Retrip Delay (cyc)	2,500 Range = 0,000 to 6000,000
BFIS Breaker Fail Initiate Condition(s) (SELogic)	PSV17
ATBFIS Alternate Breaker Fail Initiate Condition(s) (SELogic)	NA
ENINBF5 Enabling Condition(s) for Neutral Breaker Failure (SELogic)	1
INFPUS Neutral Current Pickup (A,sec)	0,60 Range = 0,10 to 10,00

**Figura 4.21 Lógica interna de la función 50BF del equipo de protección PS1 JT1 SEL 487-E.**



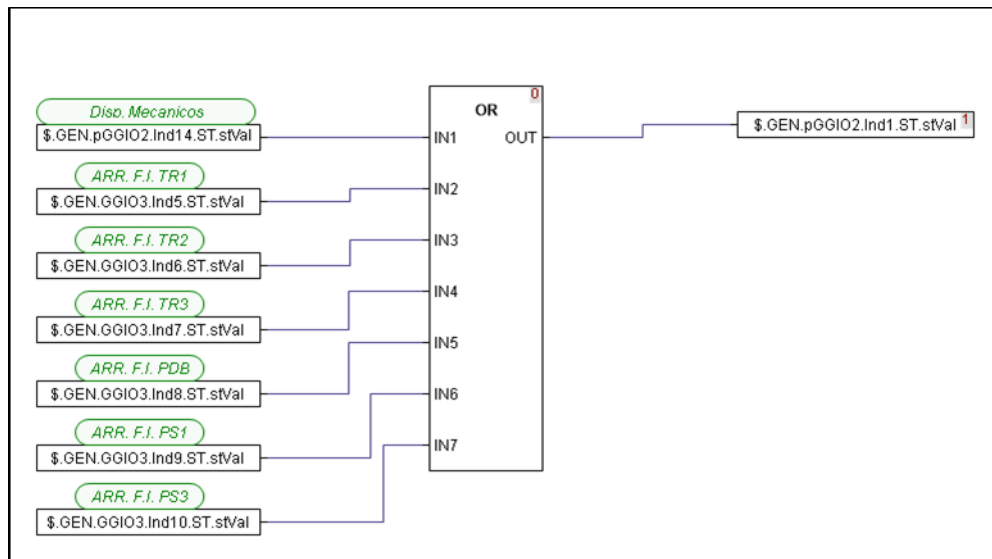
Con estas modificaciones se corrige la operación de la función 50BF en la protección y se garantiza la apertura del interruptor 52JT1 por arranque 50BF externo.

#### 4.4. PROTECCIÓN TRANSFORMADOR PS 2 52 JT 1:

Se detecta error en programación lógica de recepción 50BF T2: La entrada GGIO3.5 de la protección Ingeteam se encuentra agrupada con a la activación de los siguientes arranques externos:

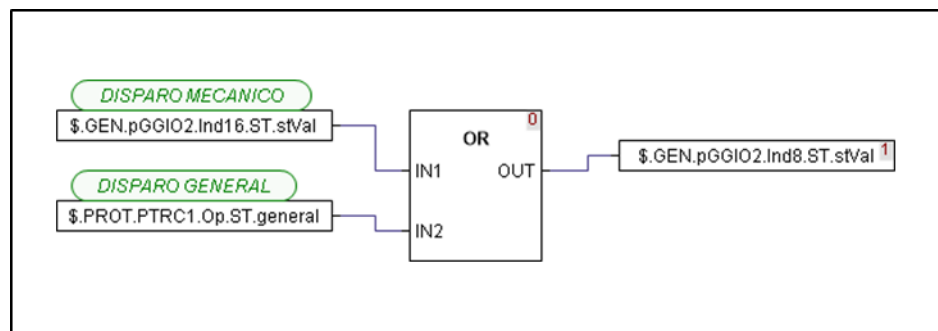
- Trip 50BF T2 protección Malgarida I FT1.
- Trip 50BF T2 protección Malgarida II FT1.
- Trip 50BF T2 protección Malgarida II FT2.
- Trip 50BF T2 protección diferencial de barra 87B.
- Trip 50BF T2 protección transformador PS1 JT1.
- Trip 50BF T2 protección reactor Zig-Zag PS3 FZ.

**Figura 4.22 Lógica 33 de agrupación de arranque externo falla de interruptor.**



Como el arranque externo es una función lógica, se debe incluir a la matriz de disparo. Sin embargo, en la lógica 40 de “Disparo General” no se encuentra incluida:

**Figura 4.23 Lógica 40 de “Disparo General”**



Tampoco se encuentra configurada en los ajustes de protección:

**Figura 4.24 Ajustes protección transformador PS2 52 JT1**

LN : Disparos Externos - 5 Ajuste(s)		
Disparo externo	-	Sin Definir
Habilitacion sucesos	-	SI
Disparo General	-	SI
Permisos disparos reeng.	-	254
Permiso Reenganche	-	NO

Modificaciones propuestas:

Añadir lógica 33 de “Arranque externo 50BF” a la función disparos externos:

**Figura 4.25 Protección transformador PS2 52 JT1**

LN : Disparos Externos - 5 Ajuste(s)		
Disparo externo	-	Logica proteccion 33
Habilitacion sucesos	-	SI
Disparo General	-	SI
Permisos disparos reeng.	-	1
Permiso Reenganche	-	NO

## **CAPITULO V**

### **ACCIONES Y MEDIDAS CORRECTIVAS IMPLEMENTADAS**

En el presente capítulo se muestra el detalle las acciones y medidas correctivas realizadas y los costos asociados para lograr la reparación y normalización de la subestación del parque fotovoltaico Malgarida.

#### **5.1. Reemplazo de reactor Zig-Zag 33kv Malgarida I y II.**

Para lograr realizar la reparación y cambio de transformador se activa contrato marco con empresa VAIPS para ejecución de reemplazo del reactor. Se realizó charla de inducción a todo el personal involucrado dictado por la encargada de seguridad ocupacional de PFV Malgarida.

Se coordina logística para traslado de reactor Zig-Zag de reserva ubicado en el PFV el Romero y en paralelo se realiza ingeniería de adecuación para el reporte de las señales de alarma y disparo por protecciones mecánicas del nuevo reactor.

Mediante el uso de camión pluma, se retira reactor Zig-Zag defectuoso y se instala reactor disponible de reserva del PFV El Romero.

A continuación, se detallan las características del nuevo reactor Zig-Zag y las pruebas realizadas.

**Figura 5.1 Placa de datos transformador Zig-Zag reemplazo.**

REACTANCIA			
N° DE SERIE	80051	TENSION PRIMARIA	33000 V
DISEÑO	3-750-PTT	CORRIENTE FASE PERMANENTE	13,1 A
AÑO DE FABRICACION	2014	CORRIENTE FALLA NEUTRO	500 A
KVA ONAN	750	CORRIENTE FALLA FASES	166,67 A
ELEV. DE TEMPERATURA	65 °C	TIEMPO DE FALLA	10"
ALTITUD (M.S.N.M.)	1150	CONDICION	ZIG-ZAG
FASES	3	IMPEDANCIA 0 A 75 °C (BASE 750 KVA)	8,00 %
FRECUENCIA	50 Hz	IMPEDANCIA SECUENCIA 0 ( OHM / FASE )	117
BIL.	200 Kv		

NOTAS:  
 TODOS LOS ENROLLADOS SON DE COBRE

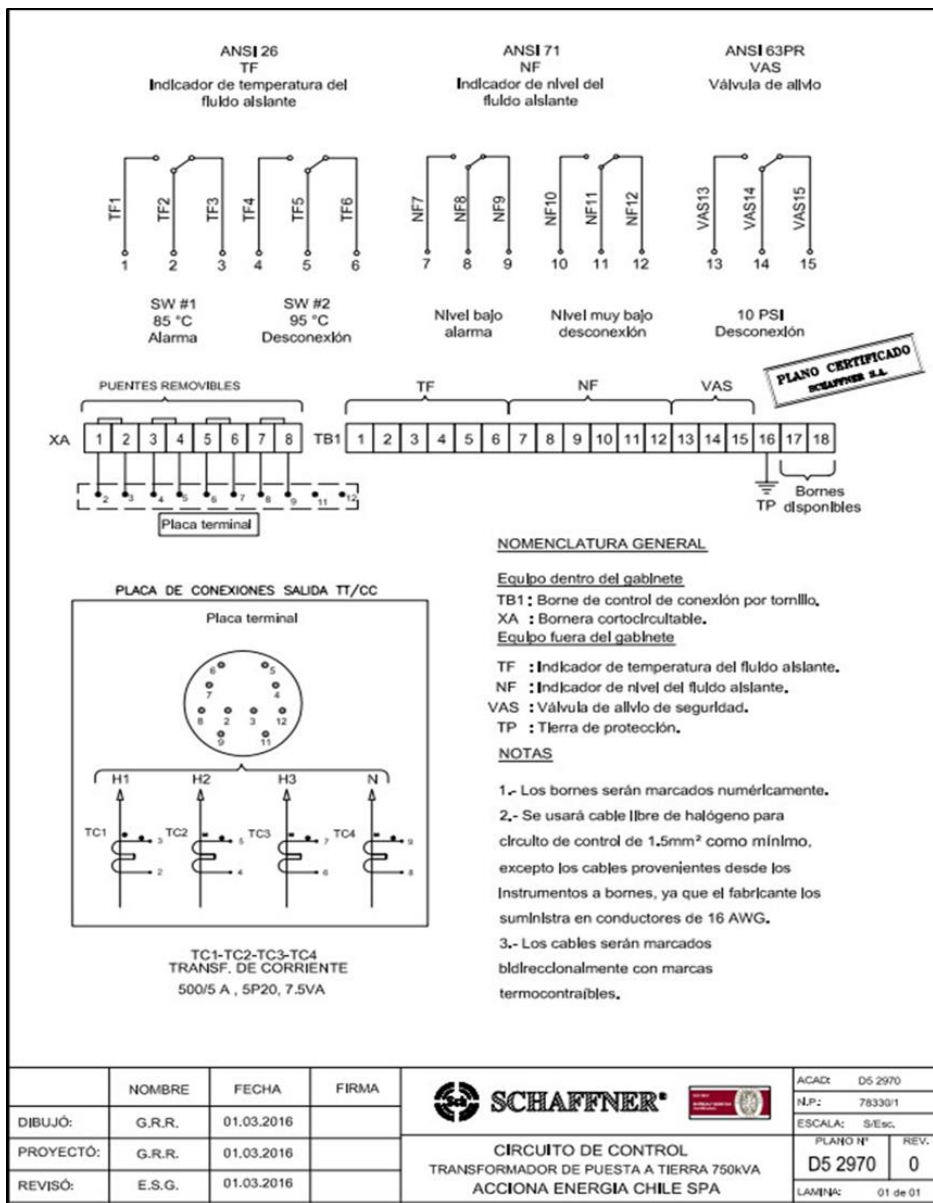
PESO NUCLEO Y BOBINAS	1410 KG	VOLUMEN ACEITE	1070 LTS
PESO ESTANQUE Y ACCES.	560 KG	PESO TOTAL	2900 KG
PESO ACEITE	930 KG		

**SCHAEFFNER S.A.**  
SANTIAGO - CHILE

Posterior a la instalación y adecuación de señales se ejecutan las siguientes pruebas y revisiones en el nuevo transformador reactor instalado:

- Inspección visual: Se verifica correcta conexión a tierra, estado de estructura y estado de aislación.
- Limpieza de aisladores: Se realiza limpieza manual de aisladores.
- Reapriete conexiones de poder: Se verifica reapriete de conexiones de poder.
- Limpieza y reapriete de conexiones de caja control.
- Medida de factor de potencia y capacitancia.
- Medida resistencia de aislación.
- Medida resistencia óhmica de devanados.
- Medida de corriente de excitación
- Medida de los Transformadores de corriente tipo toroide
- Verificación de señales de Alarmas y Disparo
- Las mediciones y resultados adjuntos en Protocolo: PS-VAI-018-MTTO-013-MALGARIDA. REEMPLAZO DEREACTORZIGZAG

**Figura 5.2 Circuito de control de transformador Zig-Zag 750kva.**



**Figura 5.3 Resistencia de circuito primario y corriente de excitación.**

DATOS DEL TRANSFORMADOR							
FABRICANTE	SCHAFFNER S.A.						
AÑO DE FABRICACION	2016						
Nº DE SERIE	80051						
POTENCIA NOMINAL	750	KVA					
FRECUENCIA	50	(Hz)					
RESISTENCIA OHMICA EN CIRCUITO PRIMARIO. SEGUN ANSI/IEEE STD. 62-1995 Y C57.12.90							
POSICION DE TAP	CORRIENTE DE PRUEBA (A)	RESISTENCIA MEDIDA			RESISTENCIA CORREGIDA A 75°C		
		H1 / H0	H2 / H0	H3 / H0	H1 / H0	H2 / H0	H3 / H0
*	0,2	7,573 (Ω)	7,532 (Ω)	7,605 (Ω)	9,08 (Ω)	9,03 (Ω)	9,12 (Ω)
VALOR ADMISIBLE 5% a 75°C FAT							
FACTOR CORRECCION	1,20	TEMPERATURA:	23	(°C)	HUMEDAD:	13	(%)
CORRIENTE DE EXCITACION. SEGUN ANSI/IEEE STD. 62-1995 Y C57.12.90							
POSICION DE TAP	VOLTAJE DE PRUEBA (KV)	CORRIENTE DE EXCITACION (mA)					
		H1 / H0	H2 / H0	H3 / H0			
*	*						
*	*						
*	10	10,036		9,789	12,001		
*	*						
*	*						
TIPO DE CONEXION: UST      TEMPERATURA: 23 (°C)      HUMEDAD: 13 (%)							
INSTRUMENTOS DE MEDIDA							
INSTRUMENTO	MARCA	MODELO	Nº SERIE	PRÓXIMA CALIBRACION	CODIGO CERTIFICADO		
EQUIPO MULTIFUNCION	OMICRON	CFE100	RK565Y	20-12-2023	VPS-001/001		
ANALIZADOR DE TICC	PHENIX	X5 120V	CI1516C02	22-08-2024	VPS-001/028		
MEGOMETRO	MEGGER	S1-1068	107760844	23-01-2024	VPS-001/023		

**Figura 5.4 Ensayos de relación de transformación y saturación.**

DATOS DEL TRANSFORMADOR										
FABRICANTE	SCHAFFNER S.A.		VOLTAJE PRIMARIO	33000	(V)					
AÑO DE FABRICACION	2016		CORRIENTE FASE PERMANENTE	18,1	(A)					
Nº DE SERIE	80051		CORRIENTE FALLA NEUTRO	350	(A)					
POTENCIA NOMINAL	750	KVA	CORRIENTE FALLA FASES	166,57	(A)					
FRECUENCIA	50	(Hz)	GRUPO VECTORIAL	2YG-2AG						
DESCRIPCIÓN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE										
FASE	REFERENCIA	TERMINALES	RASON	BURDEN	CLASE	USO				
H1	TC1	1S1-1S2	500 / 5 A	7,5 VA	SP20	PROTECCION				
H2	TC2	1S1-1S2	500 / 5 A	7,5 VA	SP20	PROTECCION				
H3	TC3	1S1-1S2	500 / 5 A	7,5 VA	SP20	PROTECCION				
NEUTRO	TC4	1S1-1S2	500 / 5 A	7,5 VA	SP20	PROTECCION				
ENSAYOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE										
FASE	REFERENCIA	TERMINALES	RASON NOMINAL	RASON MEDIDA	ERROR %	RESISTENCIA DEVANADO [mΩ]	23 / 75°C	SATURACION	POLARIDAD	AISLACION
H1	TC1	1S1-1S2	100	99,57	0,43%	167,722	201,038	44,86 [V] 154,68 [mA]	POSITIVA	>1 [GΩ]
H2	TC2	1S1-1S2	100	99,62	0,38%	193,985	232,518	43,93 [V] 155,64 [mA]	POSITIVA	>1 [GΩ]
H3	TC3	1S1-1S2	100	99,54	0,46%	211,356	253,340	44,29 [V] 157,83 [mA]	POSITIVA	>1 [GΩ]
NEUTRO	TC4	1S1-1S2	100	99,61	0,39%	209,437	251,040	41,02 [V] 144,81 [mA]	POSITIVA	>1 [GΩ]

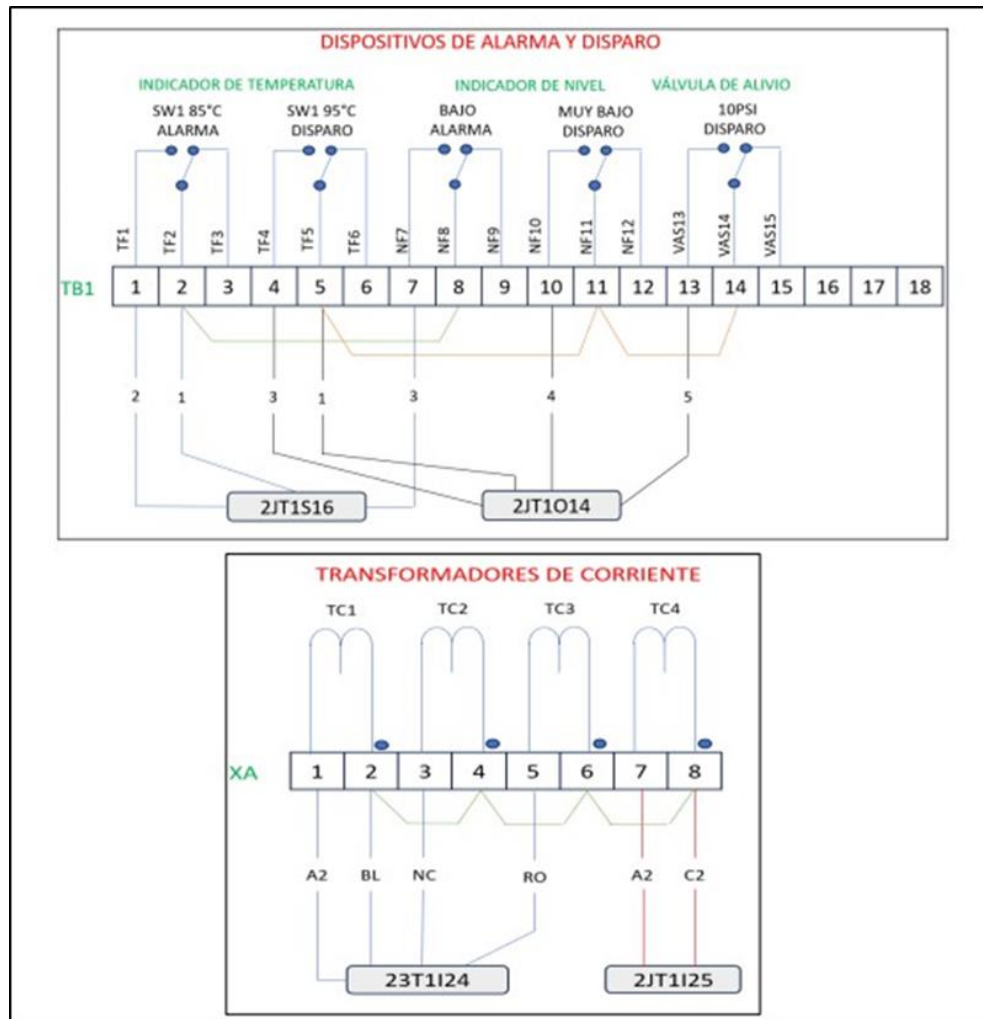
**TC1**  
Cursor: 44.86V, 154.68mA

**TC2**  
Cursor: 43.93V, 155.64mA

**TC3**  
Cursor: 44.29V, 157.83mA

**TC4**  
Cursor: 41.02V, 144.81mA

**Figura 5.5 Circuito de control de transformador Zig-Zag 750kVA Homologado.**



**Figura 5.6 Validación SCADA circuito de control de transformador Zig-Zag 750kVA Homologado**

30/08/2023	15:24:21.433	_220kV.TRAF01_BC	ACTUACIÓN PROTECCIÓN PS3/JT2 ALARMA
30/08/2023	15:24:21.421	_220kV.TRAF01_PS3	DISP. REACT. ZN1 71 NIVEL ACEITE MUY BAJO ALARMA
30/08/2023	15:21:17.323	_220kV.TRAF01_BC	ACTUACIÓN PROTECCIÓN PS3/JT2 ALARMA
30/08/2023	15:21:17.310	_220kV.TRAF01_PS3	DISP. REACT. ZN1 26 TEMP. ACEITE ALARMA
30/08/2023	14:55:26.623	_220kV.TRAF01_BC	ALARMA REACTANCIA ZN1 71 NIVEL ACEITE MUY BAJO ALARMA
30/08/2023	14:55:02.019	_220kV.TRAF01_BC	ALARMA REACTANCIA ZN1 26 TEMP. ACEITE ALARMA
29/08/2023	22:33:33.763	_220kV.TRAF01_BC	ACTUACIÓN PROTECCIÓN PS3/JT2 ALARMA
29/08/2023	22:33:33.751	_220kV.TRAF01_PS3	DISP. REACT. ZN163PR VÁLVULA ALIVIO ALARMA

## 5.2. Reemplazo de cables MT dañados

Se realiza limpieza y retiro de cable de media tensión dañado, luego se realizan empalmes con un nuevo tramo de cable de media tensión que reemplazaran la sección faltante hacia el parrón de 33kV:

**Figura 5.7 Empalmes de MT para unión de cables nuevos.**



Se ejecutan las siguientes acciones y pruebas:

- Confección de Mufas Lado Reactor 33kV
- Inspección visual del cable: Estado de aislación y conexión de tierra.
- Medida resistencia de aislación del Cable.
- Medida resistencia de aislación Cable y Mufas.

Las mediciones y resultados adjuntos se encuentran en Protocolo: “PS-VAI-018-MTTO-014-MALGARIDA.CONFECCION MUFASDEREACTORZIGZAG”

El terminal adecuado para la sección del cable es el N°4605 implicando que la confección de las mufas se demore aproximadamente 1 hora más para su adecuación.

Figura 5.8 Tabla de recomendación del fabricante

Termination Selection Table		
Product Number	Primary Insulation O.D. Range Inches (mm)	Conductor Range (AWG / Kcmil) 46 kV
4604	1.31" – 2.10" (33 – 53 mm)	4/0 – 600
4605	1.80" – 2.66" (46 – 66 mm)	600 – 1500

\*\*See Recommended Application Guide, on page 2.

Figura 5.9 Inspección general y resistencia de aislación.

SUBESTACIÓN		MARGARIDA		PROYECTO		ATENCIÓN DE FALLA PAÑO REACTOR ZIGZAG					
CLIENTE		ACCIONA		FECHA EJECUCIÓN		30.08.2023					
ELEMENTO		MUFAS REACTOR ZIG-ZAG		POSICIÓN		1 de 2					
PLACA CARACTERÍSTICA											
MARCA	IBERAPA			VOLTAJE NOMINAL Ur / Up		36 / 170 [kV]					
TIPO	104J			CORRIENTE IR - IK		1250 - 40/15 [A]					
SERIAL	F1 1325	F2 1325	F3 1325	AÑO		2020					
INSPECCION GENERAL											
DESCRIPCION				ESTADO		OBSERVACION					
INSPECCION VISUAL DE CABLES Y MUFAS				REPARADO		SE REALIZO CORRECCION DE MUFAS					
POSIBLES FISURAS O DESCARGAS PARCIALES				REPARADO		SE REALIZO CORRECCION DE MUFAS					
INSPECCION DE OXIDO Y PINTURA				BUENO		SIN OBSERVACIONES					
INSPECCION DE CONEXIONES A LA MALLA PUESTA A TIERRA				BUENO		CONEXION VERIFICADA, BUEN ESTADO					
INSPECCION VISUAL DE LA AISLACION				BUENO		CABLE EN BUEN ESTADO					
INSPECCION CADA DE REAGRUPAMIENTO				BUENO		SE REALIZO LIMPIEZA					
RESISTENCIA DE AISLACION A ANSI/IEEE STD. 62-1995 / NETA ATS 2017											
Nº SERIE	LADO DE REACTOR	TIEMPO PRUEBA	VOLTAJE DE PRUEBA		MEDICIÓN		CORREGIDO A 20°C				
FASE 1 F1 1325 [GST]	SOLO CABLE	1 MIN	2,5	(KV)	944	(GΩ)	1171	(GΩ)			
FASE 2 F2 1325 [GST]	SOLO CABLE	1 MIN	2,5	(KV)	970	(GΩ)	1203	(GΩ)			
FASE 3 F3 1325 [GST]	SOLO CABLE	1 MIN	2,5	(KV)	923	(GΩ)	1145	(GΩ)			
FASE 1 F1 1325 [GST]	CABLE Y MUFA	1 MIN	2,5	(KV)	1460	(GΩ)	1810	(GΩ)			
FASE 2 F2 1325 [GST]	CABLE Y MUFA	1 MIN	2,5	(KV)	1809	(GΩ)	2243	(GΩ)			
FASE 3 F3 1325 [GST]	CABLE Y MUFA	1 MIN	2,5	(KV)	1629	(GΩ)	2020	(GΩ)			
VALOR ADMISIBLE ≥ 5 [GΩ]											
FACTOR DE CORRECCION		1,24		TEMPERATURA:		23 [°C]		HUMEDAD:		13 (%)	
Factor de Corrección para la Resistencia de Aislamientos (MEGGER)											
Temperatura del Aislamiento (°C)	Factor de Corrección de la Resistencia de Aislamiento	Temperatura del Aislamiento (°C)	Factor de Corrección de la Resistencia de Aislamiento	Temperatura del Aislamiento (°C)	Factor de Corrección de la Resistencia de Aislamiento	Temperatura del Aislamiento (°C)	Factor de Corrección de la Resistencia de Aislamiento	Temperatura del Aislamiento (°C)	Factor de Corrección de la Resistencia de Aislamiento	Temperatura del Aislamiento (°C)	Factor de Corrección de la Resistencia de Aislamiento
0	0.25	10	0.50	20	1.00	30	1.88	40	3.93	50	8.33
1	0.27	11	0.54	21	1.08	31	2.14	41	4.38	51	9.15
2	0.29	12	0.58	22	1.16	32	2.36	42	4.81	52	9.99
3	0.31	13	0.63	23	1.24	33	2.57	43	5.24	53	10.85
4	0.33	14	0.67	24	1.32	34	2.83	44	5.67	54	11.73
5	0.35	15	0.71	25	1.42	35	3.03	45	6.09	55	12.63
6	0.38	16	0.75	26	1.51	36	3.25	46	6.50	56	13.55
7	0.41	17	0.82	27	1.62	37	3.50	47	6.90	57	14.49
8	0.44	18	0.88	28	1.74	38	3.80	48	7.30	58	15.45
9	0.47	19	0.94	29	1.88	39	4.12	49	7.70	59	16.43
INSTRUMENTOS DE MEDIDA											
INSTRUMENTO		MARCA	MODELO	Nº SERIE		PROXIMA CALIBRACION		CODIGO CERTIFICADO			
MEGOMETRO		MEGGER	SI-1068	107760844		23-01-2024		VPS-001/023			

5.3. Las siguientes figuras desde la 5.10 hasta la 5.15 muestran el registro fotográfico de trabajos de normalización correctivo y sus pruebas.

Figura 5.10 Tomas de resistencia de aislación en mufas.

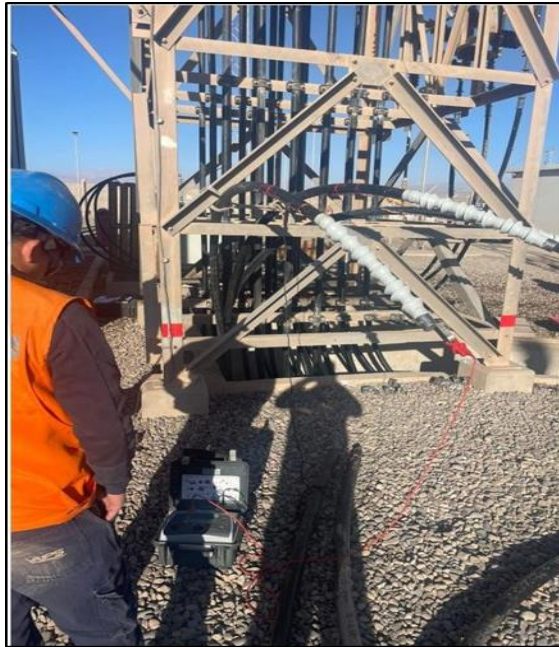


Figura 5.11 Registro de medida de resistencia de aislación cables MT.



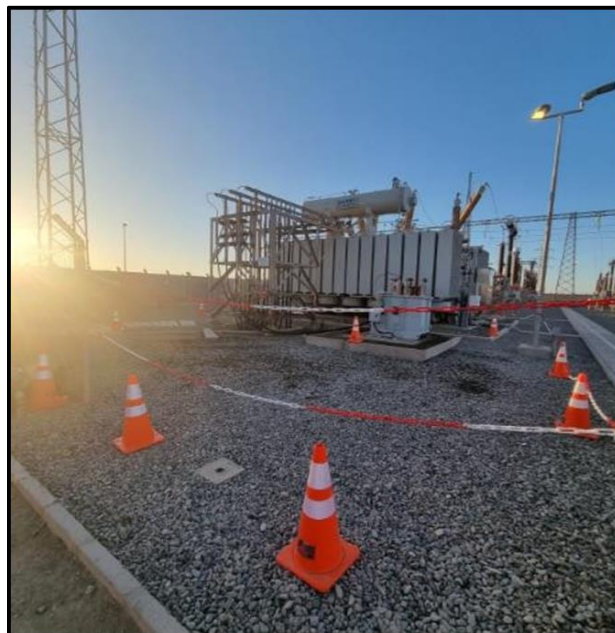
Finalmente, corroborados los valores de resistencia de aislación se procede a interconectar los cables MT de Malgarida I y Malgarida II fase C al parrón de 33kV:

**Figura 5.12 Instalación de cables de MT en parrón de 33Kv SET Malgarida.**

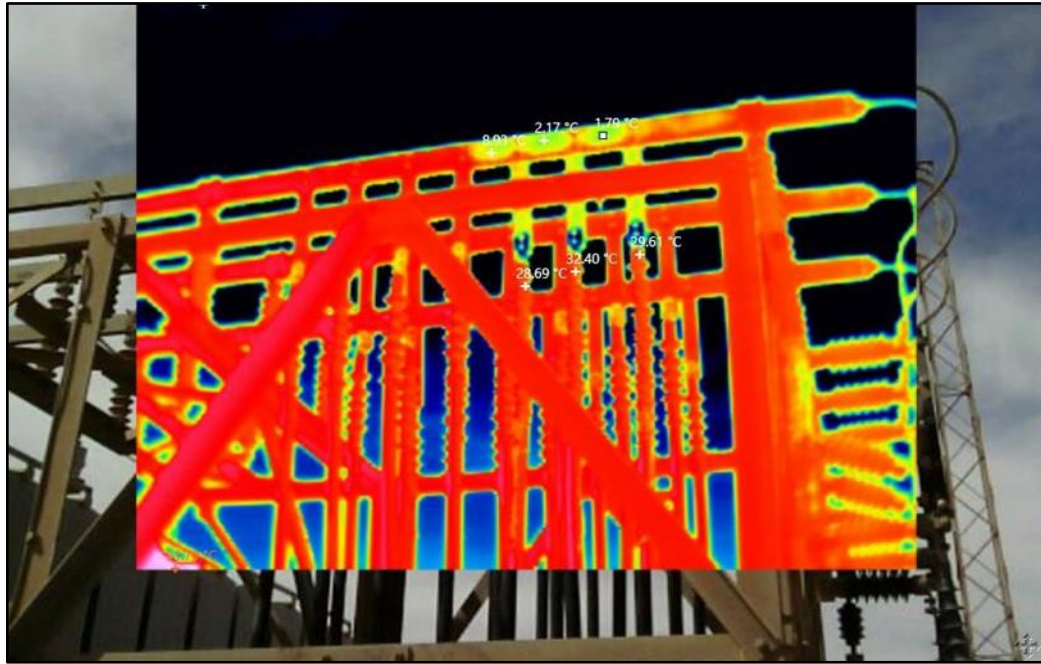


A las 19:57 del 31/08/23 se normaliza la operación del parque exitosamente:

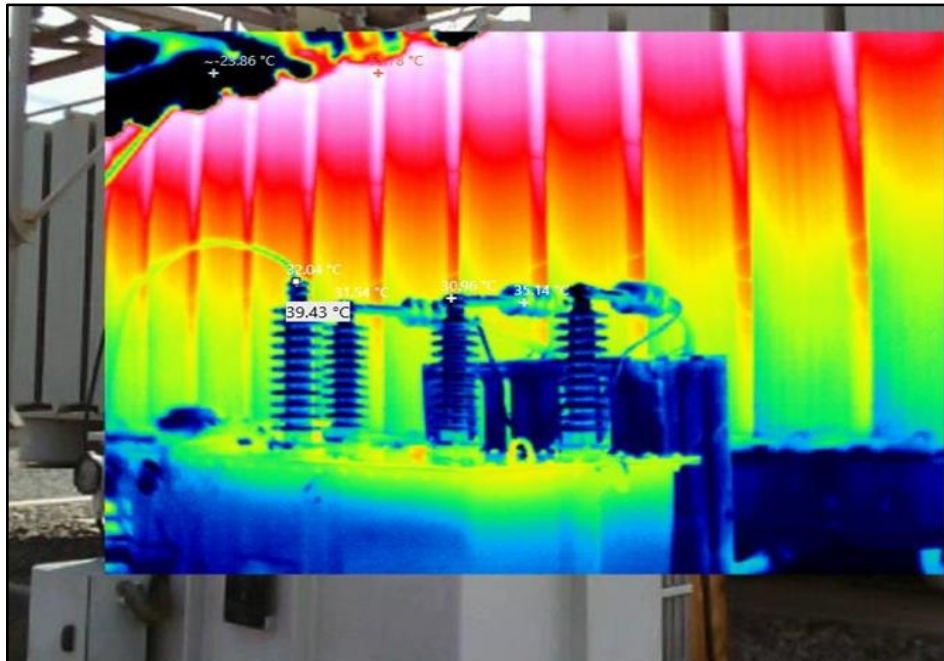
**Figura 5.13 Normalización de SET PFV Malgarida.**



**Figura 5.14 Termografía mufas parrón 33kV 04/09/23 PFV Malgarida.**



**Figura 5.15 Termografía nuevo transformador Zig-Zag 04/09/23 PFV Malgarida.**



## 5.4 Análisis de costos asociados

A causa del incidente ocurrido y los daños ocasionados en el parrón de 33 kV que derivó a una explosión en el transformador Zig-Zag de la SET de PFV Malgarida, los costos asociados a la reparación, normalización y pérdida de producción de los días que no se generó energía, se detallan en la tabla N° 5.1.

**Tabla 5.1 Costos asociados**

PERDIDAS ASOCIADAS FALLO PARRON Y TRANSFORMADOR ZIG-ZAG				
ITEM	DESCRIPCION	COSTO	UNIDAD	TOTAL CLP
1	Reparacion y confeccion de mufas	482	UF	\$18.525.188
2	Traslado transformador Zig-Zag	56	UF	\$2.152.304
3	Reparacion de transformador Zig-zag	1352	UF	\$51.962.768
4	Perdida de produccion por dos dias 1.6 GWh	50.226	USD	\$50.477.130

La pérdida final tras el análisis realizado por trabajos realizados y pérdidas de producción asociadas a los días sin generación llega a un total de **\$123.117.390**.

## **CAPITULO VI**

### **MODIFICACION DE AJUSTES DE PROTECCION**

En el presente capítulo se detallarán todas las modificaciones realizadas en las protecciones involucradas durante la secuencia de eventos ocurridos.

#### **6.1. Protección transformador PS3 reactor Zig -Zag Fz 1.**

Se debe homologar los ajustes de protección del nuevo reactor. El reactor de repuesto tiene parámetros distintos a los del reactor que fallo, lo más relevante es que el transformador de repuesto limita la corriente de falla a 500A, mientras que el transformador que fallo la limita a 600A. Otro aspecto relevante, es que el reactor Zig-Zag que fallo disponía de TTCC 600/1 y en el transformador de repuesto los TTCC son 500/5.

Debido a estas diferencias se debe reajustar la protección INGEPAC DA-PT PS3 del reactor Zig-Zag protocolizar y revisar la coordinación con las protecciones del sistema.

Con estos ajustes propuestos se corrige el error de la función 51N y ante una falla monofásica en el parrón de 33kV la protección disparara evitando que el transformador Zig-Zag se vuelva a dañar.

#### **6.2. Protocolización de canales análogos de la protección.**

Para verificar el correcto estado de los canales análogos del equipo se realizan inyecciones primarias de corriente en el reactor Zig-Zag mediante el uso de la maleta de pruebas Ómicron CPC100:

**Figura 6.1 Pruebas con Ómicron CPC100 en transformador Zig-Zag.**



El resultado es satisfactorio ya que se visualiza correctamente la magnitud de corriente los canales secundarios del equipo de protección Ingeteam:

**Figura 6.2 Inyección de corriente nominal en canal IA en protección Ingeteam.**

INTENSIDAD			
Simple			
Desc	Mod	Arg	THD
A	500.064 A	182.49 grd	0.04
B	0.000 A	0.00 grd	0.00
C	0.000 A	0.00 grd	0.00
Media	166.688 A		0.01
N	0.000 A	0.00 grd	0.00
Secuencias			
Desc	I0	I1	I2
Secuencias	166.609 A	166.727 A	166.728 A

**Figura 6.3 Inyección de corriente nominal canal IB en protección Ingeteam.**

INTENSIDAD			
Simple			
Desc	Mod	Arg	THD
A	0.000 A	0.00 grd	0.00
B	500.025 A	314.84 grd	0.05
C	0.000 A	0.00 grd	0.00
Media	166.675 A		0.02
N	0.000 A	0.00 grd	0.00
Secuencias			
Desc	I0	I1	I2
Secuencias	166.712 A	166.677 A	166.685 A

**Figura 6.4 Inyección de corriente nominal canal IC.**

INTENSIDAD			
Simple			
Desc	Mod	Arg	THD
A	0.000 A	0.00 grd	0.00
B	0.000 A	0.00 grd	0.00
C	500.189 A	126.36 grd	0.01
Media	166.730 A		0.00
N	0.000 A	0.00 grd	0.00
Secuencias			
Desc	I0	I1	I2
Secuencias	166.693 A	166.748 A	166.785 A

**Figura 6.5 Inyección de corriente nominal canal IA, IB, IC.**

INTENSIDAD			
Simple			
Desc	Mod	Arg	THD
A	500.069 A	273.28 grd	0.03
B	499.991 A	153.22 grd	0.01
C	500.261 A	33.27 grd	0.04
Media	500.107 A		0.02
N	0.000 A	0.00 grd	0.00
Secuencias			
Desc	I0	I1	I2
Secuencias	0.226 A	500.105 A	0.123 A

**Figura 6.6 Inyección de corriente nominal canal IN.**

INTENSIDAD			
Simple			
Desc	Mod	Arg	THD
A	0.000 A	0.00 grd	0.00
B	0.000 A	0.00 grd	0.00
C	0.000 A	0.00 grd	0.00
Media	0.000 A		0.00
N	500.065 A	240.53 grd	0.00
Secuencias			
Desc	I0	I1	I2
Secuencias	0.000 A	0.000 A	0.000 A

Posterior a la verificación de la integridad de los canales análogos de corriente se procede a realizar inyecciones de corriente en el lado secundario mediante la maleta de pruebas Ómicron CMC356:

**Figura 6.7 Pruebas de corriente en lado secundario con Ómicron CMC356.**



### 6.3. Protocolización sobre corriente instantánea neutro (50 n).

Con el reemplazo del reactor Zig-Zag, la corriente de monofásica tierra en 33kV es 500 A, valor que es definido por el reactor Zig-Zag que pone a tierra el nivel 33kV del PFV Malgarida, se recomienda que el umbral de operación de la función 50N sea igual a 10% de la corriente Nominal del TC con retardo 700m-seg:

**Figura 6.8 Parámetros 50N de protección Ingeteam.**

LN : IOC Neutro (50N) U1 - 8/ 13 Ajuste(s)		
Habilitacion	SI	SI
Tipo de operacion	Disparo	Disparo
Arranque (A)	0.5	0.5
Tiempo fijo (ms)	700	700
Control de par	No	No
Bloqueo	Sin Definir	Sin Definir
Bloqueo disparo	Sin Definir	Sin Definir
Disparo General	SI	SI

Figura 6.9 Resultados de la protocolización 50N.

Resultados de la prueba de disparo:									
Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-E	IOCN 1 (50N)	750,0 m	375,0 mA	n/a	Sin disparo	Sin disparo	n/a	No	Correct
L1-E	IOCN 1 (50N)	1,250	625,0 mA	n/a	700,0 ms	718,4 ms	2,629 %	No	Correct
L1-E	IOCN 1 (50N)	2,500	1,250 A	n/a	700,0 ms	709,4 ms	1,343 %	No	Correct
L1-E	IOCN 1 (50N)	5,750	2,875 A	n/a	700,0 ms	706,7 ms	0,9571 %	No	Correct
L1-E	IOCN 1 (50N)	10,75	5,375 A	n/a	700,0 ms	704,5 ms	0,6429 %	No	Correct
L1-E	IOCN 1 (50N)	15,75	7,875 A	n/a	700,0 ms	702,1 ms	0,3000 %	No	Correct
L1-E	IOCN 1 (50N)	20,75	10,38 A	n/a	700,0 ms	705,6 ms	0,8000 %	No	Correct
L1-E	IOCN 1 (50N)	25,75	12,88 A	n/a	700,0 ms	706,4 ms	0,9143 %	No	Correct
L1-E	IOCN 1 (50N)	30,75	15,38 A	n/a	700,0 ms	703,8 ms	0,5429 %	No	Correct
L1-E	IOCN 1 (50N)	35,75	17,88 A	n/a	700,0 ms	702,5 ms	0,3571 %	No	Correct

Resultados de la prueba de disparo:									
Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
310	IOCN 1 (50N)	750,0 m	375,0 mA	n/a	Sin disparo	Sin disparo	n/a	No	Correct
310	IOCN 1 (50N)	1,250	625,0 mA	n/a	700,0 ms	718,1 ms	2,588 %	No	Correct
310	IOCN 1 (50N)	2,500	1,250 A	n/a	700,0 ms	709,5 ms	1,357 %	No	Correct
310	IOCN 1 (50N)	5,750	2,875 A	n/a	700,0 ms	706,0 ms	0,8571 %	No	Correct
310	IOCN 1 (50N)	10,75	5,375 A	n/a	700,0 ms	702,7 ms	0,3857 %	No	Correct
310	IOCN 1 (50N)	15,75	7,875 A	n/a	700,0 ms	705,4 ms	0,7714 %	No	Correct
310	IOCN 1 (50N)	20,75	10,38 A	n/a	700,0 ms	706,5 ms	0,9286 %	No	Correct
310	IOCN 1 (50N)	25,75	12,88 A	n/a	700,0 ms	701,5 ms	0,2143 %	No	Correct
310	IOCN 1 (50N)	30,75	15,38 A	n/a	700,0 ms	702,8 ms	0,4000 %	No	Correct
310	IOCN 1 (50N)	35,75	17,88 A	n/a	700,0 ms	701,2 ms	0,1714 %	No	Correct

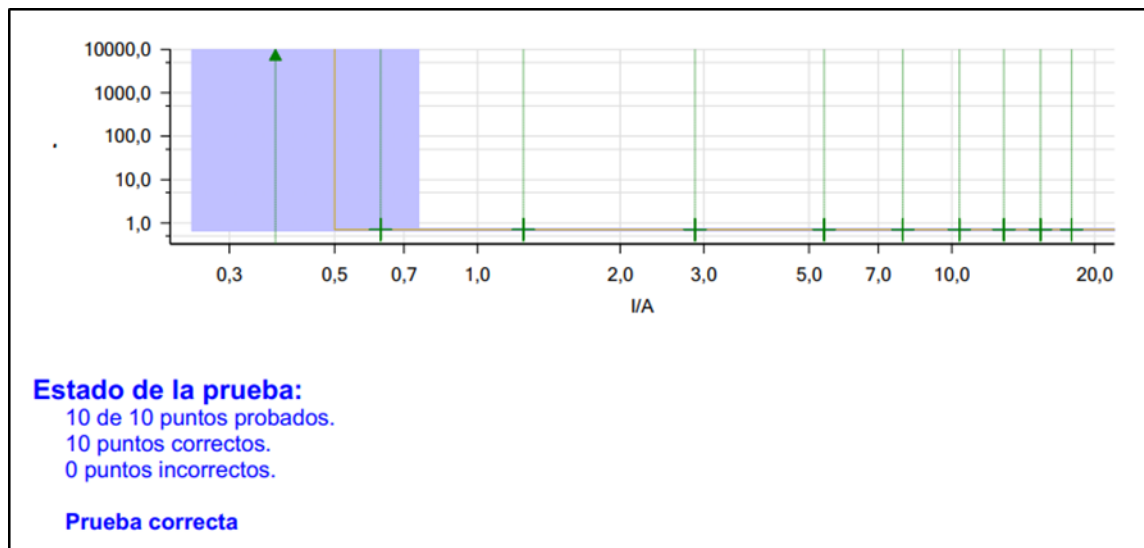
  

Resultados de la prueba de disparo:									
Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L2-E	IOCN 1 (50N)	750,0 m	375,0 mA	n/a	Sin disparo	Sin disparo	n/a	No	Correct
L2-E	IOCN 1 (50N)	1,250	625,0 mA	n/a	700,0 ms	716,6 ms	2,371 %	No	Correct
L2-E	IOCN 1 (50N)	2,500	1,250 A	n/a	700,0 ms	709,0 ms	1,286 %	No	Correct
L2-E	IOCN 1 (50N)	5,750	2,875 A	n/a	700,0 ms	708,2 ms	1,171 %	No	Correct
L2-E	IOCN 1 (50N)	10,75	5,375 A	n/a	700,0 ms	707,0 ms	1,000 %	No	Correct
L2-E	IOCN 1 (50N)	15,75	7,875 A	n/a	700,0 ms	704,7 ms	0,6714 %	No	Correct
L2-E	IOCN 1 (50N)	20,75	10,38 A	n/a	700,0 ms	700,5 ms	0,07140 %	No	Correct
L2-E	IOCN 1 (50N)	25,75	12,88 A	n/a	700,0 ms	705,1 ms	0,7286 %	No	Correct
L2-E	IOCN 1 (50N)	30,75	15,38 A	n/a	700,0 ms	703,3 ms	0,4714 %	No	Correct
L2-E	IOCN 1 (50N)	35,75	17,88 A	n/a	700,0 ms	701,7 ms	0,2429 %	No	Correct

Resultados de la prueba de disparo:									
Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L3-E	IOCN 1 (50N)	750,0 m	375,0 mA	n/a	Sin disparo	Sin disparo	n/a	No	Correct
L3-E	IOCN 1 (50N)	1,250	625,0 mA	n/a	700,0 ms	717,2 ms	2,457 %	No	Correct
L3-E	IOCN 1 (50N)	2,500	1,250 A	n/a	700,0 ms	709,7 ms	1,386 %	No	Correct
L3-E	IOCN 1 (50N)	5,750	2,875 A	n/a	700,0 ms	703,6 ms	0,5143 %	No	Correct
L3-E	IOCN 1 (50N)	10,75	5,375 A	n/a	700,0 ms	705,3 ms	0,7571 %	No	Correct
L3-E	IOCN 1 (50N)	15,75	7,875 A	n/a	700,0 ms	704,2 ms	0,6000 %	No	Correct
L3-E	IOCN 1 (50N)	20,75	10,38 A	n/a	700,0 ms	702,5 ms	0,3571 %	No	Correct
L3-E	IOCN 1 (50N)	25,75	12,88 A	n/a	700,0 ms	704,5 ms	0,6429 %	No	Correct
L3-E	IOCN 1 (50N)	30,75	15,38 A	n/a	700,0 ms	703,1 ms	0,4429 %	No	Correct
L3-E	IOCN 1 (50N)	35,75	17,88 A	n/a	700,0 ms	705,2 ms	0,7429 %	No	Correct

**Figura 6.10 Puntos de prueba.**



#### **6.4. Protocolización sobre corriente de fase (50 -51)**

Se habilita la función de sobrecorriente de fase con dos etapas de operación, una etapa de tiempo inverso y una etapa de tiempo definido.

En la etapa de tiempo inverso la corriente pickup se ajusta igual a 150% la corriente nominal del transformador Zig-Zag, con curva de operación IEC Normal Inversa e índice de tiempo 1,0.

La etapa de tiempo definido se ajusta con umbral de corriente igual a 10% la corriente nominal del transformador de corriente y retardo de tiempo 0,7 segundos.

Figura 6.11 Protocolización sobre corriente de fase (50) protección Ingeteam.

LN : IOC Fases (50) U1 - 8/ 14 Ajuste(s)		
Habilitacion	SI	SI
Tipo de operacion	Disparo	Disparo
Arranque (A)	0,5	0,5
Tiempo fijo (ms)	700	700
Control de par	No	No
Bloqueo	Sin Definir	Sin Definir
Bloqueo disparo	Sin Definir	Sin Definir
Disparo General	SI	SI

Figura 6.12 Resultados de la protocolización (50).

Resultados de la prueba de disparo:									
Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-E	IOC 1	750,0 m	375,0 mA	n/a	Sin disparo	Sin disparo	n/a	No	Correct
L1-E	IOC 1	1,250	625,0 mA	n/a	700,0 ms	717,6 ms	2,514 %	No	Correct
L1-E	IOC 1	2,500	1,250 A	n/a	700,0 ms	708,5 ms	1,214 %	No	Correct
L1-E	IOC 1	5,750	2,875 A	n/a	700,0 ms	702,2 ms	0,3143 %	No	Correct
L1-E	IOC 1	10,75	5,375 A	n/a	700,0 ms	703,7 ms	0,5286 %	No	Correct
L1-E	IOC 1	15,75	7,875 A	n/a	700,0 ms	704,7 ms	0,6714 %	No	Correct
L1-E	IOC 1	20,75	10,38 A	n/a	700,0 ms	707,1 ms	1,014 %	No	Correct
L1-E	IOC 1	25,75	12,88 A	n/a	700,0 ms	704,2 ms	0,6000 %	No	Correct
L1-E	IOC 1	30,75	15,38 A	n/a	700,0 ms	701,2 ms	0,1714 %	No	Correct
L1-E	IOC 1	35,75	17,88 A	n/a	700,0 ms	704,2 ms	0,6000 %	No	Correct

Resultados de la prueba de disparo:									
Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L2-E	IOC 1	750,0 m	375,0 mA	n/a	Sin disparo	Sin disparo	n/a	No	Correct
L2-E	IOC 1	1,250	625,0 mA	n/a	700,0 ms	716,0 ms	2,286 %	No	Correct
L2-E	IOC 1	2,500	1,250 A	n/a	700,0 ms	708,2 ms	1,171 %	No	Correct
L2-E	IOC 1	5,750	2,875 A	n/a	700,0 ms	703,1 ms	0,4429 %	No	Correct
L2-E	IOC 1	10,75	5,375 A	n/a	700,0 ms	706,4 ms	0,9143 %	No	Correct
L2-E	IOC 1	15,75	7,875 A	n/a	700,0 ms	702,6 ms	0,3714 %	No	Correct
L2-E	IOC 1	20,75	10,38 A	n/a	700,0 ms	705,8 ms	0,8286 %	No	Correct
L2-E	IOC 1	25,75	12,88 A	n/a	700,0 ms	700,2 ms	0,02860 %	No	Correct
L2-E	IOC 1	30,75	15,38 A	n/a	700,0 ms	701,7 ms	0,2429 %	No	Correct
L2-E	IOC 1	35,75	17,88 A	n/a	700,0 ms	702,2 ms	0,3143 %	No	Correct

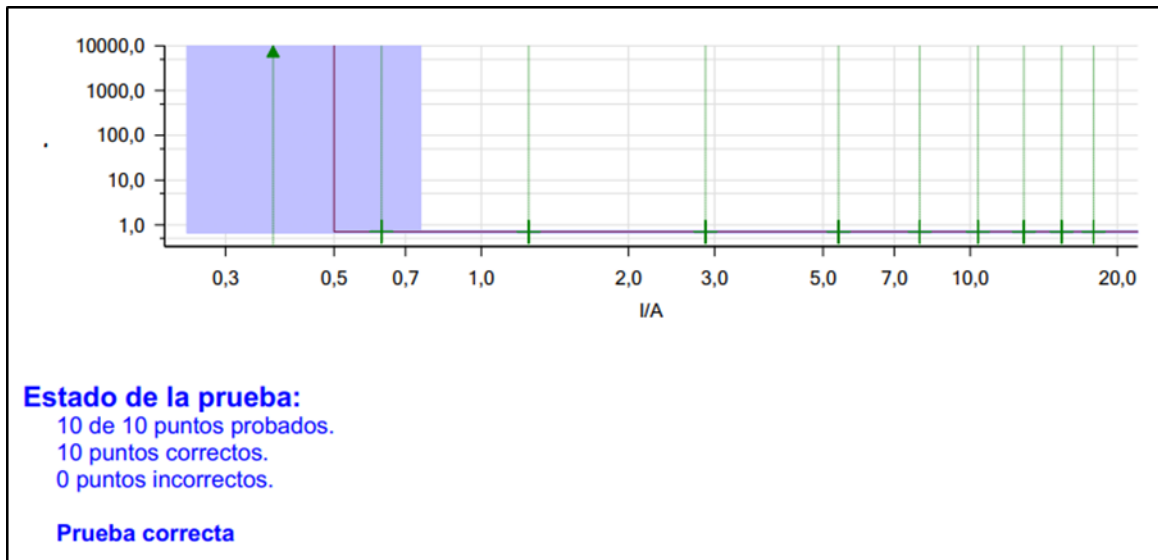
  

Resultados de la prueba de disparo:									
Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L3-E	IOC 1	750,0 m	375,0 mA	n/a	Sin disparo	Sin disparo	n/a	No	Correct
L3-E	IOC 1	1,250	625,0 mA	n/a	700,0 ms	717,2 ms	2,457 %	No	Correct
L3-E	IOC 1	2,500	1,250 A	n/a	700,0 ms	706,6 ms	0,9429 %	No	Correct
L3-E	IOC 1	5,750	2,875 A	n/a	700,0 ms	705,5 ms	0,7857 %	No	Correct
L3-E	IOC 1	10,75	5,375 A	n/a	700,0 ms	704,8 ms	0,6857 %	No	Correct
L3-E	IOC 1	15,75	7,875 A	n/a	700,0 ms	704,4 ms	0,6286 %	No	Correct
L3-E	IOC 1	20,75	10,38 A	n/a	700,0 ms	700,4 ms	0,05710 %	No	Correct
L3-E	IOC 1	25,75	12,88 A	n/a	700,0 ms	700,8 ms	0,1143 %	No	Correct
L3-E	IOC 1	30,75	15,38 A	n/a	700,0 ms	700,3 ms	0,04290 %	No	Correct
L3-E	IOC 1	35,75	17,88 A	n/a	700,0 ms	700,5 ms	0,07140 %	No	Correct

Resultados de la prueba de disparo:									
Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-L2-L3	IOC 1	750,0 m	375,0 mA	n/a	Sin disparo	Sin disparo	n/a	No	Correct
L1-L2-L3	IOC 1	1,250	625,0 mA	n/a	700,0 ms	712,6 ms	1,800 %	No	Correct
L1-L2-L3	IOC 1	2,500	1,250 A	n/a	700,0 ms	706,7 ms	0,9571 %	No	Correct
L1-L2-L3	IOC 1	5,750	2,875 A	n/a	700,0 ms	701,9 ms	0,2714 %	No	Correct
L1-L2-L3	IOC 1	10,75	5,375 A	n/a	700,0 ms	702,6 ms	0,3714 %	No	Correct
L1-L2-L3	IOC 1	15,75	7,875 A	n/a	700,0 ms	702,3 ms	0,3286 %	No	Correct
L1-L2-L3	IOC 1	20,75	10,38 A	n/a	700,0 ms	700,3 ms	0,04290 %	No	Correct
L1-L2-L3	IOC 1	25,75	12,88 A	n/a	700,0 ms	702,6 ms	0,3714 %	No	Correct
L1-L2-L3	IOC 1	30,75	15,38 A	n/a	700,0 ms	699,5 ms	-0,07140 %	No	Correct
L1-L2-L3	IOC 1	35,75	17,88 A	n/a	700,0 ms	699,3 ms	-0,1000 %	No	Correct

**Figura 6.13 Puntos de prueba.**



**Figura 6.14 Protocolización sobre corriente de fase temporizada (51)**

LN : TOC Fases (51) U1 - 11/ 18 Ajuste(s)		
Habilitacion	SI	SI
Tipo de operacion	Disparo	Disparo
Arranque (A)	0.4	0.4
Tipo Curva	IEC Normal...	IEC Normal...
Indice de tiempo	1	1
Tiempo fijo \ minimo (ms)	0	0
Control de par	No	No
Bloqueo	Sin Definir	Sin Definir
Disparo General	SI	SI
Clearing time (ms)	0	0
Tiempo adicional (ms)	0	0

Figura 6.15 Resultados de la protocolización (51).

Resultados de la prueba de disparo:									
Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-E	TOC 1	750,0 m	300,0 mA	n/a	Sin disparo	Sin disparo	n/a	No	Correct
L1-E	TOC 1	1,250	500,0 mA	n/a	31,34 s	31,24 s	-0,3102 %	No	Correct
L1-E	TOC 1	2,500	1,000 A	n/a	7,605 s	7,588 s	-0,2250 %	No	Correct
L1-E	TOC 1	5,750	2,300 A	n/a	3,967 s	3,944 s	-0,5857 %	No	Correct
L1-E	TOC 1	10,75	4,300 A	n/a	2,913 s	2,889 s	-0,8115 %	No	Correct
L1-E	TOC 1	15,75	6,300 A	n/a	2,505 s	2,480 s	-0,9974 %	No	Correct
L1-E	TOC 1	20,75	8,300 A	n/a	2,274 s	2,251 s	-1,025 %	No	Correct
L1-E	TOC 1	25,75	10,30 A	n/a	2,121 s	2,095 s	-1,190 %	No	Correct
L1-E	TOC 1	30,75	12,30 A	n/a	2,009 s	1,986 s	-1,143 %	No	Correct
L1-E	TOC 1	35,75	14,30 A	n/a	1,923 s	1,895 s	-1,458 %	No	Correct

Resultados de la prueba de disparo:									
Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L2-E	TOC 1	750,0 m	300,0 mA	n/a	Sin disparo	Sin disparo	n/a	No	Correct
L2-E	TOC 1	1,250	500,0 mA	n/a	31,34 s	31,07 s	-0,8517 %	No	Correct
L2-E	TOC 1	2,500	1,000 A	n/a	7,605 s	7,582 s	-0,2973 %	No	Correct
L2-E	TOC 1	5,750	2,300 A	n/a	3,967 s	3,950 s	-0,4471 %	No	Correct
L2-E	TOC 1	10,75	4,300 A	n/a	2,913 s	2,892 s	-0,7291 %	No	Correct
L2-E	TOC 1	15,75	6,300 A	n/a	2,505 s	2,479 s	-1,025 %	No	Correct
L2-E	TOC 1	20,75	8,300 A	n/a	2,274 s	2,248 s	-1,152 %	No	Correct
L2-E	TOC 1	25,75	10,30 A	n/a	2,121 s	2,094 s	-1,252 %	No	Correct
L2-E	TOC 1	30,75	12,30 A	n/a	2,009 s	1,983 s	-1,317 %	No	Correct
L2-E	TOC 1	35,75	14,30 A	n/a	1,923 s	1,898 s	-1,291 %	No	Correct

Resultados de la prueba de disparo:									
Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L3-E	TOC 1	750,0 m	300,0 mA	n/a	Sin disparo	Sin disparo	n/a	No	Correct
L3-E	TOC 1	1,250	500,0 mA	n/a	31,34 s	31,26 s	-0,2416 %	No	Correct
L3-E	TOC 1	2,500	1,000 A	n/a	7,605 s	7,584 s	-0,2789 %	No	Correct
L3-E	TOC 1	5,750	2,300 A	n/a	3,967 s	3,943 s	-0,6185 %	No	Correct
L3-E	TOC 1	10,75	4,300 A	n/a	2,913 s	2,887 s	-0,8802 %	No	Correct
L3-E	TOC 1	15,75	6,300 A	n/a	2,505 s	2,483 s	-0,8536 %	No	Correct
L3-E	TOC 1	20,75	8,300 A	n/a	2,274 s	2,249 s	-1,082 %	No	Correct
L3-E	TOC 1	25,75	10,30 A	n/a	2,121 s	2,094 s	-1,256 %	No	Correct
L3-E	TOC 1	30,75	12,30 A	n/a	2,009 s	1,984 s	-1,233 %	No	Correct
L3-E	TOC 1	35,75	14,30 A	n/a	1,923 s	1,900 s	-1,182 %	No	Correct

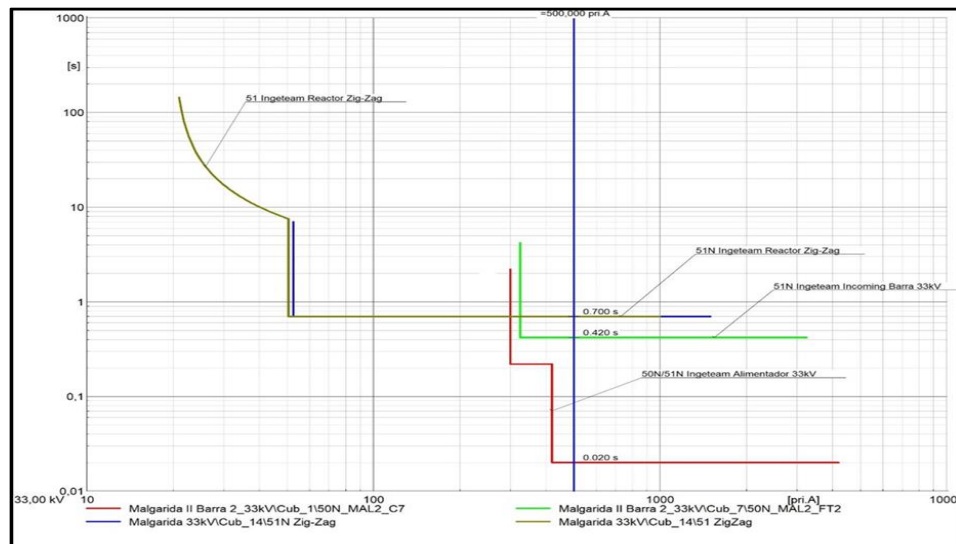
  

Resultados de la prueba de disparo:									
Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-L2-L3	TOC 1	750,0 m	300,0 mA	n/a	Sin disparo	Sin disparo	n/a	No	Correct
L1-L2-L3	TOC 1	1,250	500,0 mA	n/a	31,34 s	31,25 s	-0,2633 %	No	Correct
L1-L2-L3	TOC 1	2,500	1,000 A	n/a	7,605 s	7,581 s	-0,3105 %	No	Correct
L1-L2-L3	TOC 1	5,750	2,300 A	n/a	3,967 s	3,945 s	-0,5681 %	No	Correct
L1-L2-L3	TOC 1	10,75	4,300 A	n/a	2,913 s	2,886 s	-0,9282 %	No	Correct
L1-L2-L3	TOC 1	15,75	6,300 A	n/a	2,505 s	2,483 s	-0,8856 %	No	Correct
L1-L2-L3	TOC 1	20,75	8,300 A	n/a	2,274 s	2,249 s	-1,108 %	No	Correct
L1-L2-L3	TOC 1	25,75	10,30 A	n/a	2,121 s	2,097 s	-1,129 %	No	Correct
L1-L2-L3	TOC 1	30,75	12,30 A	n/a	2,009 s	1,982 s	-1,362 %	No	Correct
L1-L2-L3	TOC 1	35,75	14,30 A	n/a	1,923 s	1,899 s	-1,255 %	No	Correct

## 6.5. Coordinación protecciones con ajustes propuestos.

En las siguientes figuras se presentan las curvas de coordinación para fallas monofásicas a tierra en el nivel de tensión 33kV del PFV Malgarida:

**Figura 6.16 Curvas de coordinación.**

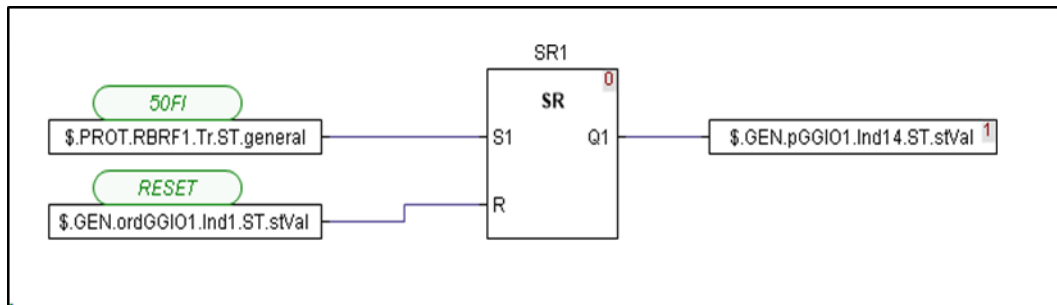


Fuente: Software Digsilent 2022.

## 6.6. Protección INGETEAM In-Coming Malgarida I 52FT-1 - Malgarida II 52FT-1 y 52FT-2

Durante las maniobras de normalización se detecta enclavamiento lógico de operación de función de protección 50BF el cual a pesar de no encontrarse activo permanece enclavado hasta que no se le dé una orden de reset lógico.

**Figura 6.17 Lógica interna de equipo de protección 50BF In-Coming.**

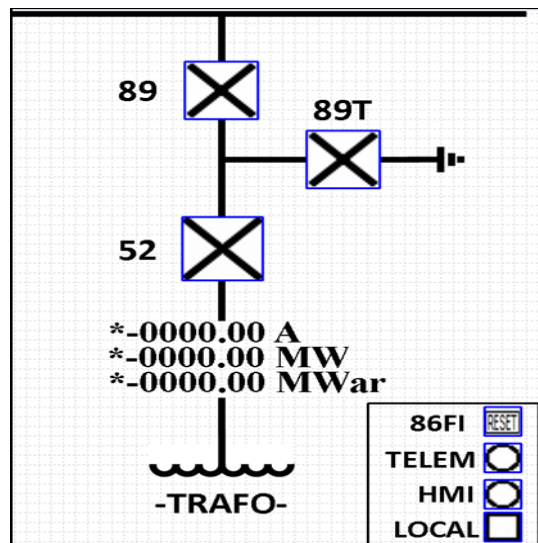


Fuente: Software Pac Factory Ingeteam

### 6.7. Incorporación de boto lógico en scada HMI Subestación.

Como solución se implementa botón lógico en HMI de equipos de protección Incoming para desbloquear enclavamiento:

**Figura 6.18 Scada HMI protección Incoming.**



## **CAPITULO VII**

### **CONCLUSIÓN**

Tras el análisis realizado sobre el fallo generado en el transformador se detecta que el reactor Zig-Zag de la Subestación PFV Malgarida se daña quemándose internamente por un defecto crítico causado por mal ajuste especificado en el estudio de coordinación y ajuste de protecciones ECAP, además de no encontrarse con las verificaciones de la operación en las pruebas SAT al inicio de la puesta en marcha de la subestación.

En primera instancia como acto correctivo se realiza el reemplazo del reactor Zig-Zag de SET Malgarida, trabajo realizado con éxito realizado bajo los estándares de seguridad y calidad en la completa sujeción del equipo.

Posteriormente se realizan las correspondientes pruebas de calidad del nuevo reactor instalado en la SET del PFV Malgarida, pruebas realizadas exitosamente cumpliendo con la protocolización y certificando los resultados.

Paralelamente se realizan pruebas en los nuevos cables de media tensión confeccionados los cuales son los remplazos de los cables dañados al momento del corto circuito en el parrón de 33Kv de la SET Malgarida, dando resultados correctos.

Asimismo, se realizó la integración de las funciones de protección de sobre corriente y sobre corriente residual en el equipo de protección Ingeteam PS3 las cuales fueron protocolizadas de manera rigurosa comprobando la operación efectiva, con los ajustes cargados se previene que el transformador Zig-Zag se vuelva a dañar ante alguna falla monofásica ocurrida en el parrón de 33 kV del PFV Malgarida. Con respecto a los objetivos, si se cumplieron o no, y en pasado.

## CAPITULO VIII

### GLOSARIO

#### **52FT:**

- “52” indica el equipo (interruptor de poder)
- “F” Se refiere en nivel de tensión (33 kV).
- “T” Equipo asociado físicamente (Transformador de poder)

#### **52FT1:**

- “52” indica el equipo (interruptor de poder)
- “F” Se refiere en nivel de tensión (33 kV).
- “T1” Equipo asociado físicamente (Transformador N°1)

#### **52FT2:**

- “52” indica el equipo (interruptor de poder)
- “F” Se refiere en nivel de tensión (33 kV).
- “T2” Equipo asociado físicamente (Transformador N°2)

#### **52JT1:**

- “52” indica el equipo (interruptor de poder)
- “J” Se refiere en nivel de tensión (220 kV).
- “T1” Equipo asociado físicamente (Transformador N°1)

#### **52JT2:**

- “52” indica el equipo (interruptor de poder)
- “J” Se refiere en nivel de tensión (220 kV).
- “T2” Equipo asociado físicamente (Transformador N°2)

#### **89J1:**

- “89” indica el equipo (desconectador/seccionador)
- “J” Se refiere en nivel de tensión (220 kV).
- “1” indica el paño de conexión (Paño N°1)

**89J2:**

- “89” indica el equipo (desconectador/seccionador)
- “J” Se refiere en nivel de tensión (220 kV).
- “2” indica el paño de conexión (Paño N°2)

**89FZ1:**

- “89” indica el equipo (desconectador/seccionador)
- “F” Se refiere en nivel de tensión (33 kV).
- “Z” indica el equipo asociado físicamente (ZIG-ZAG)

**TCJT1:**

- “TC/ TTCC” indica el equipo (Transformador de corriente)
- “J” Se refiere en nivel de tensión (220 kV).
- “T1” Equipo asociado físicamente (Transformador N°1)

**TCFT:**

- “TC/ TTCC” indica el equipo (Transformador de corriente)
- “F” Se refiere en nivel de tensión (33 kV).
- “T” Equipo asociado físicamente (lado secundario del transformador)

**TCFZ1:**

- “TC/ TTCC” indica el equipo (Transformador de corriente)
- “F” Se refiere en nivel de tensión (33 kV).
- “Z1” Equipo asociado físicamente (ZIG-ZAG N°1)

**TCFZ1N:**

- “TC/ TTCC” indica el equipo (Transformador de corriente)
- “F” Se refiere en nivel de tensión (33 kV).
- “Z1” Equipo asociado físicamente (ZIG-ZAG N°1)
- “N” numeral indicativo de neutro.

**PRFT:**

- “PR” indica el equipo (pararrayos)
- “F” Se refiere en nivel de tensión (33 kV).

## BIBLIOGRAFÍA

- Estudios eléctricos. (2020). *elaboración y estudios de informes para coordinación y ajustes de protección*. Chile Recuperado de <https://estudios-electricos.com/es/inicio>
- American national standard. (2015). Símbolos gráficos para diagramas eléctricos y electrónicos . Canadá Recuperado de [https://www.ee.iitb.ac.in/~spilab/Tips/ansii\\_graphic\\_symbols\\_for\\_electrical\\_and\\_electronics\\_daigrams\\_1993.pdf](https://www.ee.iitb.ac.in/~spilab/Tips/ansii_graphic_symbols_for_electrical_and_electronics_daigrams_1993.pdf)
- Site design. (2024). Transformador Zig-Zag. Academia lab Recuperado de [https://academia-lab.com/enciclopedia/transformador-en-zigzag/#google\\_vignette](https://academia-lab.com/enciclopedia/transformador-en-zigzag/#google_vignette)
- Coordinador Eléctrico Nacional . (2008). operación módulos de registros de protecciones eléctricas Sirep. Chile Recuperado de <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/plataformas-para-la-operacion/modulo-de-registro-de-protecciones-electricas/sirep/>
- Ensaut Ltda.. (2019). auditoria técnica Paños J13, J14, J15 y J16 S/E Maintencillo. Chile Recuperado de [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/06/EN-170906.2-Auditor%C3%ADa-SE-Maitencillo\\_Informe-Complementario-R0.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/06/EN-170906.2-Auditor%C3%ADa-SE-Maitencillo_Informe-Complementario-R0.pdf)
- Acciona . (2021). Continuamos creciendo en Chile. España Recuperado de <https://www.acciona.com/es/proyectos/complejo-fotovoltaico-malgarida-i-y-ii/>