



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE ELECTRICIDAD

“DISEÑO DE UN ESQUEMA DE PROTECCIONES PARA UN TRANSFORMADOR DE PODER DE TRES DEVANADOS CON RELÉ SEL 387E, CUMPLIENDO LA NORMA IEEE C37.91, MEDIANTE SIMULACIÓN EN ETAP E INYECCIÓN DE CORRIENTE SECUNDARIA”

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: Gabriel Duenicer Jiménez Blacio

TUTOR: Ing. Ervin Geovanny Solano Villegas, MSc

Guayaquil – Ecuador

2025

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Gabriel Duenicer Jiménez Blacio con documento de identificación N° 0912538188 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo y autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 7 de febrero del año 2025

Atentamente;



Gabriel Duenicer Jiménez Blacio
0912538188

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

Yo, Gabriel Duenicer Jiménez Blacio con número de identificación N° 0912538188, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de lo que soy autor del Proyecto Técnico: **“DISEÑO DE UN ESQUEMA DE PROTECCIONES PARA UN TRANSFORMADOR DE PODER DE TRES DEVANADOS CON RELÉ SEL 387E, CUMPLIENDO LA NORMA IEEE C37.91, MEDIANTE SIMULACIÓN EN ETAP E INYECCIÓN DE CORRIENTE SECUNDARIA”**, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en el formato digital a la biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 7 de febrero del año 2025

Atentamente;



Gabriel Duenicer Jiménez Blacio
0912538188

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Ervin Geovanny Solano Villega con documento de identificación N° 0923481915 docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “DISEÑO DE UN ESQUEMA DE PROTECCIONES PARA UN TRANSFORMADOR DE PODER DE TRES DEVANADOS CON RELÉ SEL 387E, CUMPLIENDO LA NORMA IEEE C37.91, MEDIANTE SIMULACIÓN EN ETAP E INYECCIÓN DE CORRIENTE SECUNDARIA”, realizado por Gabriel Duenicer Jiménez Blacio con número de identificación N° 0912538188, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 7 de febrero del año 2025

Atentamente;



Ing. Ervin Geovanny Solano Villegas, Msc

0923481915

DEDICATORIA

El tiempo y la vida se la entregó a Dios, algo que se veía imposible, se volvió posible. No importa la edad que tengas, nunca es tarde de volver a iniciar algo por lo cual dejaste en el camino y con su bendición no hubiera finalizado mi carrera.

A mis padres y a mi hija parte importante de mi vida.

Gabriel Jiménez Blacio

AGRADECIMIENTO

Al dar por terminado mi trabajo, quiero agradecer a cada una de las personas que hicieron posible la realización del complemento final de mi carrera.

A mi familia, por su apoyo incondicional y constante aliento que me dieron fuerza en los momentos más caóticos de la vida.

A todas las personas de alguna forma contribuyeron con sus palabras de aliento. Solo puedo decir, que este logro es para todos aquellos que estuvieron en mi recorrido del conocimiento.

Gabriel Jiménez Blacio

ÍNDICE

PORTADA..	<i>i</i>
CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	<i>ii</i>
CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA	<i>iii</i>
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN	<i>iv</i>
DEDICATORIA	<i>v</i>
AGRADECIMIENTO	<i>vi</i>
ÍNDICE	<i>vii</i>
ÍNDICE DE FIGURAS	<i>x</i>
ÍNDICE DE TABLAS	<i>xiv</i>
RESUMEN..	<i>xv</i>
ABSTRACT	<i>xvi</i>
Capítulo I.	<i>1</i>
1.1. Título	<i>1</i>
1.2. Introducción.....	<i>1</i>
1.3. Planteamiento del problema	<i>2</i>
1.4. Justificación	<i>2</i>
1.5. Delimitación del problema	<i>3</i>
1.6. Beneficiarios del análisis de estudio.....	<i>3</i>
1.7. Objetivos.....	<i>4</i>
1.7.1. Objetivo general:.....	<i>4</i>
1.7.2. Objetivos específicos:	<i>4</i>
1.8. Metodología y equipos	<i>5</i>
Capítulo II.	<i>7</i>
2. Fundamentación teórica.....	<i>7</i>
2.1. Subestaciones eléctricas.....	<i>7</i>
2.2. Esquema de subestación de distribución	<i>7</i>
2.2.1. Barra simple.....	<i>7</i>

2.2.2. Barras simples seleccionada	8
2.2.3. Barra Principal y transferencia	9
2.2.4. Barra en anillo.....	10
2.3. Fallas simétricas.....	10
2.4. Fallas asimétricas.....	11
2.5. Transformadores de potencia.....	12
2.6. Fallas de transformadores	12
2.6.1. Fallas externas en transformadores.....	13
2.6.2. Fallas internas en transformadores	13
2.7. Esquema de protección eléctrica.....	14
2.8. Transformadores de poder tres venados	15
2.9. Relé SEL 387E	15
2.10. Norma IEEE Std C37.91.....	17
2.11. Inyección de Corriente Secundaria	17
2.12. OMICRON CMC 356.....	17
Capítulo III	19
3. Metodología.....	19
3.1. Descripción del objeto de estudio.....	19
3.2. Diagrama de configuración del sistema eléctrico en ETAP	21
3.3. Cálculo de los C.T.	38
3.4. Prueba de Ómicron	52
3.4.1. Verificación de Conexión y Configuración del Sistema de Prueba.....	52
3.4.2. Simulación de condiciones Nominales	53
3.4.3. Prueba de elemento Diferenciales.....	54
3.4.4. Procedimientos de evaluación de Pruebas	55
3.5. Ingresos de datos y ejecución en el OMICRON	57
Capítulo IV	77
4. Análisis de Resultados	77

4.1. Resultados del ETAP	77
4.2. Curvas de protecciones del transformador antes fallas.....	78
4.3. Interpretación de los Resultados del OMICRON.	82
Capítulo V.	85
5.1. Conclusiones.....	85
5.2. Recomendaciones	86
REFERENCIAS	87

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de Barras de una Subestación	8
Figura 2. Esquema de Barra Simple Seleccionada	9
Figura 3. Esquema de Barra Principal y Transferencia	9
Figura 4. Esquema de Barra en anillo	10
Figura 5. Falla Trifásica.....	11
Figura 6. Fallas Asimétricas	11
Figura 7. Transformador de potencia.....	12
Figura 8. Falla externa en transformador	13
Figura 9. Falla interna en transformador	14
Figura 10. Esquema básico de protección diferencial aplicado a un transformador de potencia	15
Figura 11. Relé de proteccion diferencial SEL 387E	16
Figura 12. Diagrama funcional del relé SEL 387E	16
Figura 13. Equipo Omicron CMC 356	18
Figura 14. Diagrama sin carga	20
Figura 15. Diagrama transformador de potencia de tres devanados	22
Figura 16. Introducción de 115 kV Swing, 3phase y modelo de operación Swing	22
Figura 17. rango de kV y balanced	23
Figura 18. Conexiones y Parámetros de Cortocircuito en ETAP	24
Figura 19. Verificación del Voltaje y Nombre de la Barra de 115 kV en ETAP	25
Figura 20. Verificación de la Conexión del Interruptor CB1	26
Figura 21. Selección del Interruptor ABB en la Biblioteca.....	26
Figura 22. Configuración del Transformador de Potencia de Tres Devanados.....	27
Figura 23. Configuración del Rating del Transformador de Tres Devanados.....	28
Figura 24. Configuración de la Impedancia del Transformador	28
Figura 25. Configuración del Tap del Transformador	29
Figura 26. Configuración del Esquema de Protección del Transformador.....	30
Figura 27. Configuración del Sistema de Puesta a Tierra del Transformador	30
Figura 28. Verificación del Conectado del Interruptor	31
Figura 29. Selección del interruptor GE en la Biblioteca.....	32
Figura 30. Verificación de las Características de la Barra	32
Figura 31. verificación de las características de la carga	33

Figura 32. Configuración de la Carga en el Nivel de 13.8 kV	34
Figura 33. Verificación del Conexión del Interruptor	34
Figura 34. Selección del Interruptor para el Nivel de 6.9 kV	35
Figura 35. Verificación de las Características de la Barra	36
Figura 36. Verificación de las Características de la Carga (LOAD4).....	36
Figura 37. Configuración de la Carga en el Nivel de 6.9 kV	37
Figura 38. información agregada en el ETAP.....	38
Figura 39. Transformador de corriente (CT) lado de 115 kV	40
Figura 40. Especificaciones del transformador de corriente (CT) en 115 kV	40
Figura 41. Relé de protección en el lado de 115 kV	41
Figura 42. Conexión del CT con el relé de protección en 115 kV	42
Figura 43. Configuración del OCR de fase en 115 kV	43
Figura 44. Configuración del OCR de neutro en 115 kV	43
Figura 45. Configuración del OCR de secuencia negativa en 115 kV.....	44
Figura 46. Lado de 13,8 kV.....	45
Figura 47. Relé de Protección 13,8 kV	45
Figura 48. Entrada: Confirmación de la Conexión del CT con el Relé de Protección Fuente: elaborado por autor.....	46
Figura 49. OCR de Fase: Ingreso de los Valores Nominales de Corriente	47
Figura 50. OCR de Neutral: Ingreso de los Valores de Corriente por el Neutro Fuente: elaborado por autor.....	47
Figura 51. OCR de Secuencia Negativa: Ingreso de los Valores de Corriente de Secuencia Negativa Fuente: elaborado por autor.....	48
Figura 52. Lado de 6,9 kV	49
Figura 53. Entrada: Confirmación de la Conexión del CT con el Relé de Protección Fuente: elaborado por autor.....	49
Figura 54. Entrada: Confirmación de la Conexión del CT con el Relé de Protección (Repetición de conexión) Fuente: elaborado por autor	50
Figura 55. OCR de Fase: Ingreso de los Valores Nominales de Corriente Fuente: elaborado por autor.....	51
Figura 56. OCR de Neutral: Ingreso de los Valores de Corriente por el Neutro Fuente: elaborado por autor.....	51
Figura 57. OCR de Secuencia Negativa: Ingreso de los Valores de Corriente de Secuencia Negativa Fuente: elaborado por autor.....	52
Figura 58. Diagrama de conexión del Omicron al transformador	53
Figura 59. Valores Nominales.....	54

Figura 60. Corriente en los devanados del transformador antes, durante y después de la falla (Pre-fault, Fault, Post-fault).....	55
Figura 61. Formas de onda de corriente de los devanados Winding 1, Winding 2 y Winding 3	56
Figura 62. diagramas unifilares del transformador en prueba	57
Figura 63. Wiring Test W1 – W2	57
Figura 64. Omicron State Sequencer - Prueba Inicial en SEL 387-0 R608.....	58
Figura 65. Diff Configuration W1 A-N.....	58
Figura 66. Diff Configuration W2 A-N.....	59
Figura 67. Diff Configuration W1 A-B-C.....	59
Figura 68. Diff Configuration W2 A-B-C.....	60
Figura 69. Diff Operating Characteristic A-N	60
Figura 70. Diff Operating Characteristic B-C	61
Figura 71. Diff Operating Characteristic A-B-C	61
Figura 72. Diff Trip Time Characteristic B-N	62
Figura 73. Diff Trip Time Characteristic C-A Fuente: elaborado por autor	62
Figura 74. Diff Trip Time Characteristic A-B-C Fuente: elaborado por autor	63
Figura 75. Harmonic Restraint Test Information Fuente: elaborado por autor	63
Figura 76. 2nd Harmonics Restraint Fuente: elaborado por autor	64
Figura 77. Restricción por el 4° armónico Fuente: elaborado por autor.....	64
Figura 78. 2ND Harmonics Restraint Fuente: elaborado por autor	65
Figura 79. restricción de 5.° Armónico Fuente: elaborado por autor	65
Figura 80. Winding 1 Overcurrent Fuente: elaborado por autor	66
Figura 81. QuickCMC en el SEL-387E Fuente: elaborado por autor	66
Figura 82. Overcurrent 50/51P Trip Times Fuente: elaborado por autor	67
Figura 83. Overcurrent 50/51P Trip Times Fuente: elaborado por autor	67
Figura 84. Overcurrent 50/51N Trip Times Fuente: elaborado por autor	68
Figura 85. Pause Module – Winding 2 Overcurrent Fuente: elaborado por autor	68
Figura 86. Overcurrent 50/51P Trip Times Fuente: elaborado por autor	69
Figura 87. Overcurrent 50/51N Trip Times Fuente: elaborado por autor	69
Figura 88. los parámetros de sobrecorriente en el SEL-387E Fuente: elaborado por autor	70
Figura 89. OMICRON Overcurrent-50/51P Trip Times Fuente: elaborado por autor	70
Figura 90. Overcurrent-50/51N Trip Times Fuente: elaborado por autor.....	71
Figura 91. OMICRON Pause Module-Winding Test Fuente: elaborado por autor	71

Figura 92. QuickCMC-Winding Test W1-W3 Fuente: elaborado por autor.....	72
Figura 93. OMICRON Diff Configuration - W3 A-N Fuente: elaborado por autor	72
Figura 94. OMICRON Diff Configuration - W3 A-B-C Fuente: elaborado por autor	73
Figura 95. OMICRON Diff Operating Characteristic - A-N E Fuente: elaborado por autor	73
Figura 96. OMICRON Diff Operating Characteristic - B-C Fuente: elaborado por autor	74
Figura 97. OMICRON Diff Operating Characteristic - A-B-C Fuente: elaborado por autor.....	74
Figura 98. OMICRON Diff Trip Time Characteristic - B-N Fuente: elaborado por autor.....	75
Figura 99. OMICRON Diff Trip Time Characteristic - C-A Fuente: elaborado por autor	75
Figura 100. OMICRON Diff Trip Time Characteristic - A-B-C Fuente: elaborado por autor	76
Figura 101. Resumen de Corrientes de Cortocircuito	77
Figura 102. curva de tiempo-corriente de la protección 51P.	79
Figura 103. curva de tiempo-corriente de la protección 51Q	80
Figura 104. curva de tiempo-corriente de la protección 51N.....	81
Figura 105. SEL387E_W1-W3 A-B-C.CEV.SESSION-SYNCHROWAVE EVENT Fuente: elaborado por autor.....	82
Figura 106. SEL387E_W1-W3 B-C.CEV.SESSION-SYNCHROWAVE EVENT Fuente: elaborado por autor.....	83
Figura 107. SEL387E_W1-W2 B-C.CEV.SESSION-SYNCHROWAVE EVENT Fuente: elaborado por autor.....	83
Figura 108. CEV_DIF_S8_L15_1.CEV.SESSION-SYNCHROWAVE EVENT Fuente: elaborado por autor.....	84
Figura 1. Lado frontal del Relé SEL-387 y Funcionamiento	90
Figura 2. Lado posterior del Relé SEL-387 y Funcionamiento.....	90
Figura 3. Presentación Funcional General	91
Figura 4. Datos Técnicos del Relé SEL-421	91
Figura 5. Característica y elementos frontal.....	92
Figura 6. Accesorios	92

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Comparación entre Transformadores de Dos y Tres Devanados basado Fuente: Adaptado de IEEE Std C37.91-2021.....	15
Tabla 2. Parámetros clave recomendados por la norma IEEE Std C37.91.....	17
Tabla 3. Caso 1 Corriente nominal	38
Tabla 4. Caso 2 Corriente máxima de cortocircuito.....	39
Tabla 5. Energía Eléctrica	39

RESUMEN

La presente investigación se centra en la implementación y evaluación del sistema de protección diferencial para transformadores eléctricos utilizando el relé SEL-387E y pruebas realizadas con la plataforma OMICRON. Se analiza el comportamiento del transformador ante distintas condiciones de falla, incluyendo sobrecorriente y fallas diferenciales, con el objetivo de verificar la efectividad de la protección y su capacidad de respuesta en tiempos adecuados. A través de simulaciones y pruebas en laboratorio, se identificaron los tiempos de activación de las protecciones bajo diferentes configuraciones. Los resultados indican que la protección diferencial opera de manera eficiente, permitiendo una detección rápida de fallas internas sin generar disparos innecesarios ante fallas externas o corrientes de magnetización. Además, se observó que la correcta coordinación entre las protecciones diferencial y de sobrecorriente mejora la confiabilidad del sistema y reduce el riesgo de daño en el transformador. El estudio también permitió detectar oportunidades de mejora en la configuración de los umbrales de disparo, así como la necesidad de implementar estrategias de mantenimiento preventivo para optimizar el rendimiento del sistema de protección. Finalmente, se proponen recomendaciones para fortalecer la seguridad y estabilidad del transformador dentro de una subestación eléctrica, asegurando su correcto funcionamiento ante eventos adversos y garantizando la continuidad del suministro eléctrico.

Palabras claves: *Protección diferencial, Relé SEL-387E, Simulación en ETAP, Pruebas con OMICRON, Transformador de tres devanados*

ABSTRACT

This research focuses on the implementation and evaluation of a differential protection system for power transformers using the SEL-387E relay and tests performed with the OMICRON platform. The behavior of the transformer under different fault conditions, including overcurrent and differential faults, is analyzed to verify the effectiveness of the protection and its response time. Through simulations and laboratory tests, the activation times of the protection system were identified under different configurations. The results indicate that the differential protection operates efficiently, enabling the rapid detection of internal faults without causing unnecessary trips in the presence of external faults or magnetization currents. Additionally, it was observed that the proper coordination between differential and overcurrent protection enhances the system's reliability and reduces the risk of transformer damage. The study also identified opportunities for improvement in trip setting configurations and the need to implement preventive maintenance strategies to optimize the performance of the protection system. Finally, recommendations are proposed to strengthen the safety and stability of the transformer within a substation, ensuring its proper operation under adverse conditions and guaranteeing the continuity of the power supply.

Keywords: *Differential protection, SEL-387E relay, ETAP simulation, OMICRON testing, Three-winding transformer*

Capítulo I

1.1. Título

Implementación de un esquema de protecciones para un transformador de poder de tres devanados con relé SEL 387E, cumpliendo la norma IEEE C37.91, mediante simulación en ETAP e inyección de corriente secundaria.

1.2. Introducción

En el campo de la ingeniería eléctrica, los transformadores de poder desempeñan un papel crucial en la transmisión y distribución de energía eléctrica. Entre estos, los transformadores de tres devanados destacan por su capacidad de interconectar sistemas de diferentes niveles de tensión, ofreciendo flexibilidad operativa y eficiencia en la transferencia de energía [1]. Sin embargo, estas mismas características también los hacen susceptibles a fallas complejas que pueden comprometer la estabilidad del sistema eléctrico si no cuentan con un esquema de protección adecuado.

A medida que los sistemas eléctricos evolucionan para adaptarse a demandas energéticas crecientes y a la integración de energías renovables, los transformadores de tres devanados adquieren un rol de cada vez más estratégico. Su capacidad para operar en diferentes niveles de tensión los convierte en componentes esenciales para garantizar una transición eficiente de energía entre distintas áreas de la red. No obstante, esta versatilidad también genera nuevos retos en términos de protección, ya que deben enfrentarse a fallas específicas como cortocircuitos internos, desequilibrios de fase y sobrecargas térmicas, que requieren soluciones avanzadas para ser gestionadas de manera efectiva,

El diseño de sistemas de protección robustos no solo es vital para preservar la integridad de los transformadores, sino también para garantizar la continuidad del servicio eléctrico y evitar interrupciones costosas. En este contexto, el uso de herramientas avanzadas como el software ETAP para simulaciones y dispositivos como el relé SEL 387E, respaldados por equipos de prueba como el OMICRON CMC 356, representan un enfoque integral y moderno para abordar estos desafíos. Estas tecnologías permiten no solo identificar y mitigar fallas con mayor precisión, sino también optimizar el desempeño operativo del sistema eléctrico en su conjunto [2]

La implementación de estándares internacionales como la IEEE std C37.91 en el diseño y configuración de esquemas de protección asegura un marco de trabajo confiable y

valido por la industria. Esto es particularmente relevante en un entorno donde la confiabilidad del suministro eléctrico es crucial para sostener actividades económicas, industriales y sociales. Al garantizar un alto nivel de protección en transformadores de tres devanados, se contribuye al desarrollo sostenible del sector energético, alineándose con las necesidades actuales de modernización y resiliencia de los sistemas eléctricos.

1.3. Planteamiento del problema

Los transformadores de poder de tres devanados representan componentes críticos en los sistemas eléctricos debido a su capacidad de gestionar flujos de energía entre múltiples niveles de tensión. No obstante, su diseño y operación están sujetos a riesgos significativos relacionados con fallas internas y externas, como cortocircuitos, sobrecargas térmicas y desequilibrios de fase. Estas condiciones adversas pueden ocasionar interrupciones graves en el suministro eléctrico, daños costosos al equipo e incluso riesgos para la seguridad del personal y las instalaciones [3].

A pesar de la disponibilidad de dispositivos avanzados como el relé SEL 387E y herramientas de simulación como ETAP, persisten desafíos en la correcta configuración y validación de esquemas de protección específicos para transformadores de tres devanados. La falta de una metodología clara y estandarizada para aplicar estas soluciones tecnológicas puede llevar a configuraciones subóptimas, aumentando el riesgo de fallas y comprometiendo la confiabilidad del sistema eléctrico.

La necesidad de desarrollar y validar un esquema de protecciones robusto, que utilice de manera efectiva tecnologías modernas y cumpla con las normativas internacionales como la IEEE std C37.91, es crucial para garantizar la operación segura y eficiente de los transformadores de tres devanados. Este estudio busca abordar esta brecha, proporcionando un marco metodológico que permita implementar soluciones de protección confiables y sostenibles para el sector eléctrico.

1.4. Justificación

La protección adecuada de los transformadores de poder de tres devanados es una prioridad estratégica para garantizar la estabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos modernos. Dada su relevancia en la transferencia de energía entre diferentes niveles de tensión, estos transformadores son esenciales para satisfacer la creciente demanda energética y garantizar un suministro confiable en redes cada vez más complejas [4].

Este trabajo aborda la necesidad de aplicar un esquema de protección basado en tecnologías avanzadas como el relé SEL 387E, complementado por simulaciones en ETAP y pruebas de validación con el equipo OMICRON CMC 356. Estas herramientas no solo mejoran la capacidad para detectar y responder a fallas con mayor precisión, sino que también optimizan el mantenimiento preventivo y correctivo, reduciendo costos operativos y aumentando la vida útil de los equipos [5].

La adopción de estándares internacionales como la IEEE Std C37.91 proporciona un marco metodológico robusto que asegura la confiabilidad y efectividad de las soluciones propuestas. Este enfoque permite alinear las prácticas locales con las mejores estrategias globales, promoviendo un sector eléctrico más resiliente, eficiente y sostenibles. Además, el conocimiento generado por esta investigación beneficiará tanto a empresas eléctricas como a instituciones educativas, proporcionando una base para futuras innovaciones tecnológicas y de ingeniería [6].

1.5. Delimitación del problema

El presente estudio se enfoca exclusivamente en el diseño y validación de un esquema de protección para transformadores de poder de tres devanados utilizando el relé SEL 387E. El alcance de la investigación está limitado a la simulación de condiciones operativas y de falla mediante el software ETAP y la realización de pruebas de inyección de corriente secundaria utilizando el equipo OMICRON CMC 356.

Geográficamente, este trabajo se centrará en un entorno representativo de redes eléctricas que operen bajo normativas internacionales, específicamente la IEE Std C37.91. No se abordarán aspectos relacionados con la instalación física del transformador ni con otros equipos periféricos no implicados directamente en el esquema de protección.

El estudio abarcará un periodo de seis meses, tiempo necesario para la recopilación de datos, realización de simulaciones, configuración del relé y validación experimental. Este enfoque busca proporcionar resultados concretos y replicables que puedan ser aplicados en futuros proyectos dentro del ámbito eléctrico.

1.6. Beneficiarios del análisis de estudio

Este análisis beneficiará a diversos actores dentro del sector eléctrico:

En primer lugar, las empresas eléctricas y operadores de sistemas de transmisión serán los principales beneficiarios, ya que el estudio proporcionará un esquema de protección

optimizado que contribuirá a garantizar la estabilidad y seguridad operativa de los transformadores de tres devanados, reduciendo el riesgo de fallas costosas y mejorando la continuidad del servicio eléctrico.

En segundo lugar, los fabricantes y proveedores de equipos eléctricos, como el relé SEL 387E y el equipo OMICRON CMC 356, podrán utilizar los resultados de este estudio como referencia para mejorar la compatibilidad y eficiencia de sus productos en aplicaciones reales, fomentando la innovación tecnológica en el diseño de dispositivos de protección.

Universidad politécnica salesiana (ups) y Autor:

El ámbito académico y las instituciones educativas también se beneficiarán, ya que este análisis proporcionará una base sólida para el desarrollo de nuevas investigaciones y proyectos en el campo de la protección de transformadores de poder. Esto contribuirá al avance del conocimiento técnico y científico, formando profesionales mejor capacitados para enfrentar los retos actuales del sector eléctrico.

1.7. Objetivos

1.7.1. Objetivo general:

Validar el esquema de protección más adecuado para un transformador de poder de 3 devanados, que serán instalado en el relé SEL 387E, analizando sus características y seleccionando las protecciones conforme a la normativa IEEE Std C37.91-2008, realizando las simulaciones en el programa ETAP y verificando las configuraciones mediante pruebas con el equipo OMICRON CMC 356 para minimizar riesgos de fallas y daños, garantizando una operación segura del transformador.

1.7.2. Objetivos específicos:

- Seleccionar las protecciones adecuadas conforme a la norma IEEE Std C37.91-2008, con el ajuste de las características técnicas del transformador de poder de 3 devanados para configurar en el relé SEL 387E.
- Realizar simulaciones exhaustivas en ETAP para evaluar diversos escenarios operativos y de falla del transformador, verificando la operatividad del esquema de protección.

- Validar las configuraciones del sistema de protección mediante pruebas de inyección de corriente secundaria utilizando el equipo OMICRON CMC 356, asegurando un funcionamiento seguro y confiable del transformador.

1.8. Metodología y equipos

La investigación está diseñada en etapas claramente definidas. Inicialmente, se recopilaron los datos técnicos y las especificaciones del transformador de poder de tres devanados, incluyendo configuración de devanados, características nominales de operación y condiciones de carga junto con posibles escenarios de falla. Para llevar a cabo este trabajo, se utilizaron diversas herramientas y equipos clave. El software ETAP fue empleado para modelar el sistema eléctrico, realizar simulaciones de flujo de potencia y análisis de cortocircuito, y evaluar los ajustes del esquema de protecciones. Como dispositivo de protección principal, se utilizó el relé SEL 387E, un relé diferencial multifunción configurado específicamente para proteger el transformador de tres devanados. Este dispositivo proporciona protección diferencial de fase y secuencia cero, supervisión de sobrecorriente y sobrevoltaje, y registro y monitoreo de eventos en tiempo real. Adicionalmente, se empleó el equipo de prueba OMICRON CMC 356, un sistema avanzado utilizado para la inyección de corriente secundaria. Este equipo permite simular condiciones de falla precisas, verificar la respuesta del relé y realizar pruebas automatizadas con un alto grado de precisión. Otros recursos incluyeron la norma IEEE Std C37.91-2018, que sirvió como referencia principal para el diseño y validación del esquema, así como materiales auxiliares como cables, conectores y una estación de trabajo equipada con una computadora de alto rendimiento para ejecutar las simulaciones.

El procedimiento para seguir con la implementación de un esquema de protecciones para un transformador de poder de tres devanados con relé SEL 387E, cumpliendo la norma IEEE C37.91, mediante simulación en ETAP e inyección de corriente secundaria, se describe seguido:

1. Determinar los parámetros del sistema eléctrico a analizar, incluyendo datos del transformador de tres devanados y su configuración. Establece las condiciones iniciales y los casos de estudio, como escenarios de operación normal y condiciones de falla.
2. Realizar simulaciones de flujo de potencia, análisis de cortocircuito y evaluación de los esquemas de protección utilizando ETAP, modelar todos los componentes

del sistema y de ajustar los parámetros de simulación para reflejar condiciones reales.

3. Configurar el relé SEL 387E con los ajustes obtenidos de las simulaciones y realización de pruebas de protecciones.
4. Recopilar y presentar los resultados obtenidos de las simulaciones y pruebas en el SEL 387E.
5. Resumir los hallazgos más importantes del estudio, sugerir posibles mejoras y ofrecer recomendaciones basadas en los resultados obtenidos.

Capítulo II

2. Fundamentación teórica

2.1. Subestaciones eléctricas.

Las subestaciones eléctricas son instalaciones esenciales en los sistemas eléctricos de potencia, ya que permiten modificar los niveles de tensión para garantizar la eficiencia en la transmisión y distribución de energía eléctrica. Estas instalaciones actúan como nodos de conexión entre los generadores, las líneas de transmisión y los consumidores finales, desempeñando un papel crucial en la continuidad y calidad del suministro eléctrico [7].

Una subestación está compuesta por diversos elementos que trabajan en conjunto para realizar múltiples funciones. Entre los componentes más importantes se encuentran los transformadores de potencia, que elevan o reducen los niveles de tensión según las necesidades del sistema. Asimismo, los interruptores facilitan la desconexión de circuitos en caso de fallas o para trabajos de mantenimiento, mientras que los aisladores aseguran la separación eléctrica entre componentes con diferentes potenciales eléctricos, reduciendo el riesgo de cortocircuitos [8].

2.2. Esquema de subestación de distribución

2.2.1. Barra simple

El esquema barra simple es ampliamente utilizado debido a su simplicidad, bajo costo y facilidad de operación. Este esquema consiste en un único conjunto de barras colectoras al cual se conectan las líneas de entradas y salida, así como los transformadores de potencia y otros equipos eléctricos esenciales. Es particularmente adecuado para aplicaciones donde la continuidad del suministro eléctrico no es crítica, o donde se puede aceptar una breve interrupción del servicio durante el mantenimiento [9].

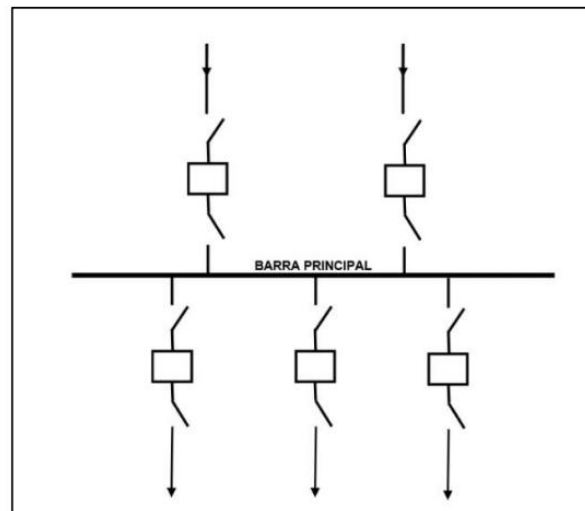


Figura 1. Esquema de Barras de una Subestación

Fuente: Adaptación, los autores [10]

2.2.2. Barras simples seleccionada

El esquema de barra simple seleccionada es una variante del esquema de barra simple, y se utiliza en subestaciones de distribución para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico, manteniendo la simplicidad y reduciendo costos. En este diseño, se mantiene una barra colectora única, pero se incorpora un interruptor o seccionador adicional para conectar o desconectar partes del sistema sin afectar todo el funcionamiento de la subestación. Este tipo de esquema es apropiado en situaciones donde se desea una mayor seguridad operativa sin complejidad adicional, y donde se necesita realizar tareas de mantenimiento sin interrumpir el suministro completo de energía [11].

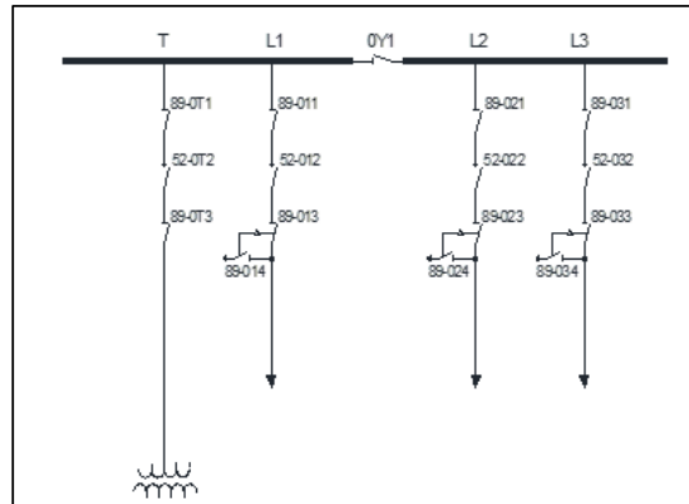


Figura 2. Esquema de Barra Simple Seleccionada

Fuente: Adaptación, los autores [10]

2.2.3. Barra Principal y transferencia

La barra principal y de transferencia es un esquema utilizado en subestaciones eléctricas que combina una barra principal con una barra de transferencia. Esta configuración permite mejorar la confiabilidad operativa del sistema eléctrico al facilitar el mantenimiento y la continuidad del servicio en caso de fallas o intervenciones programadas. Este tipo de esquema es ampliamente utilizado en subestaciones de transmisión y distribución debido a su equilibrio entre simplicidad, flexibilidad y costo [12].

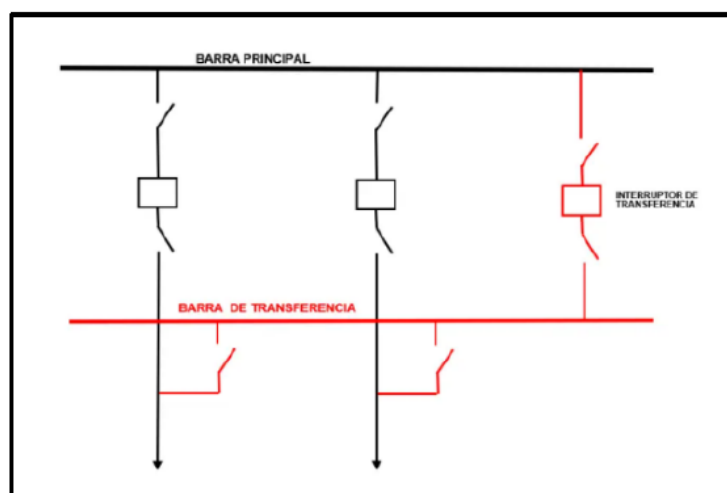


Figura 3. Esquema de Barra Principal y Transferencia

Fuente: Adaptación, los autores [10]

2.2.4. Barra en anillo.

El esquema de barra en anillo es una configuración utilizada en subestaciones eléctricas que ofrece un equilibrio entre confiabilidad, flexibilidad y costo. En este diseño, las barras colectoras y los interruptores se organizan de manera que forman un anillo cerrado, conectando los distintos equipos como líneas de transmisión, transformadores y otros dispositivos. Cada elemento del sistema cuenta con su propio interruptor, permitiendo la operación independiente de cada sección [13].

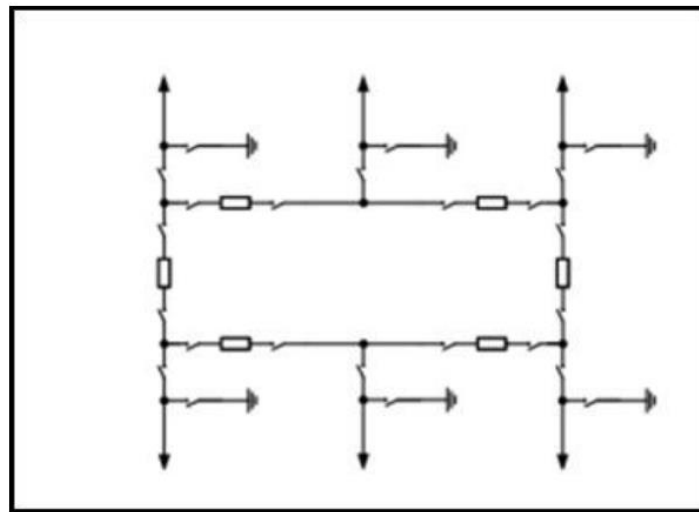


Figura 4. Esquema de Barra en anillo

Fuente: Adaptación, los autores [10]

2.3. Fallas simétricas.

Las fallas simétricas, también conocidas como fallas balanceadas, son aquellas en las que las tres fases de un sistema eléctrico resultan afectadas de manera equilibrada. Este tipo de falla es poco frecuente en comparación con las fallas asimétricas, pero su impacto en el sistema eléctrico es severo debido a la magnitud de las corrientes de cortocircuito que se generan. Las fallas simétricas más comunes son el corto circuito trifásico y el corto circuito trifásico a tierra [14].

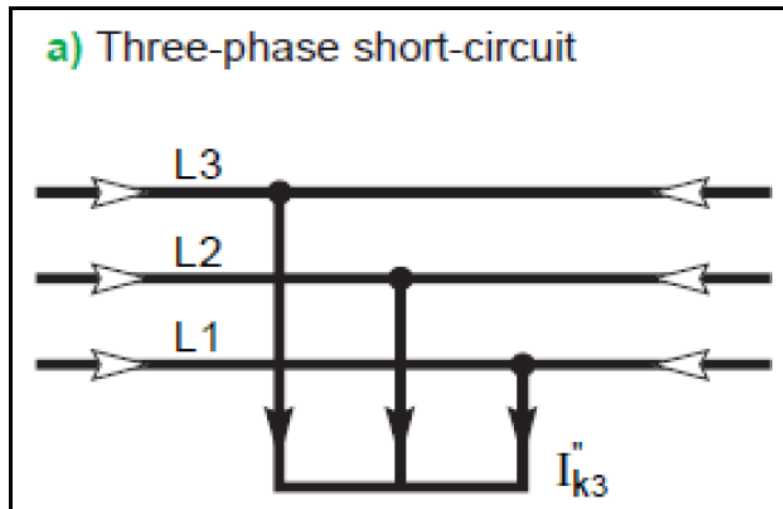


Figura 5. Falla Trifásica

Fuente: Adaptación, los autores [15]

2.4. Fallas asimétricas.

Las fallas asimétricas, también conocidas como fallas desequilibradas, son aquellas en las que una o dos fases de un sistema eléctrico se ven afectadas, mientras que las restantes permanecen en condiciones normales o menos afectadas. Este tipo de falla es mucho más frecuente en comparación con las fallas simétricas y puede incluir falla de línea a tierra (L-G), falla de línea a línea (L-L) y falla de doble línea a tierra (L-L-G) [13].

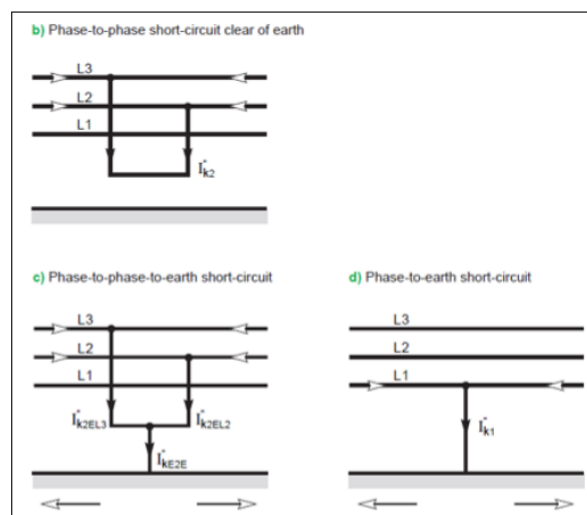


Figura 6. Fallas Asimétricas

Fuente: Adaptación, los autores [15]

2.5. Transformadores de potencia

Los transformadores de potencia son dispositivos esenciales en los sistemas eléctricos de potencia, encargados de transferir energía eléctrica entre circuitos a diferentes niveles de tensión, manteniendo la frecuencia constante. Estos equipos permiten la transmisión eficiente de energía a largas distancias mediante la elevación de voltajes y la reducción de corrientes, disminuyendo así las pérdidas por efecto Joule en las líneas de transmisión [16].



Figura 7. Transformador de potencia

Fuente: Adaptación, los autores [17]

2.6. Fallas de transformadores

Los transformadores de potencia son elementos clave en los sistemas eléctricos, y sus fallas pueden ocasionar interrupciones significativas. Las fallas más comunes incluyen eléctricas, térmicas, mecánicas y químicas [18].

Tipos de Fallas:

- Eléctricas: Cortocircuitos entre espiras, fallas fase-tierra y sobretensiones.
- Térmicas: Sobrecalentamiento por sobrecarga o insuficiente enfriamiento, y pérdidas en el núcleo y devanados.
- Mecánicas: Desplazamiento de devanados y vibraciones excesivas.
- Químicas: Degradación del aceite dieléctrico y presencia de gases combustibles [13].

2.6.1. Fallas externas en transformadores

Los transformadores, aunque diseñados para soportar diversas condiciones operativas, pueden verse afectados por fallas externas que ocurren en el sistema eléctrico o en el entorno donde operan. Estas fallas no se originan en el equipo, pero su impacto puede comprometer la estabilidad operativa, reducir la vida útil o, en casos extremos, causar daños irreparables. Es fundamental identificarlas y gestionarlas adecuadamente para mitigar riesgos en el sistema eléctrico [19].

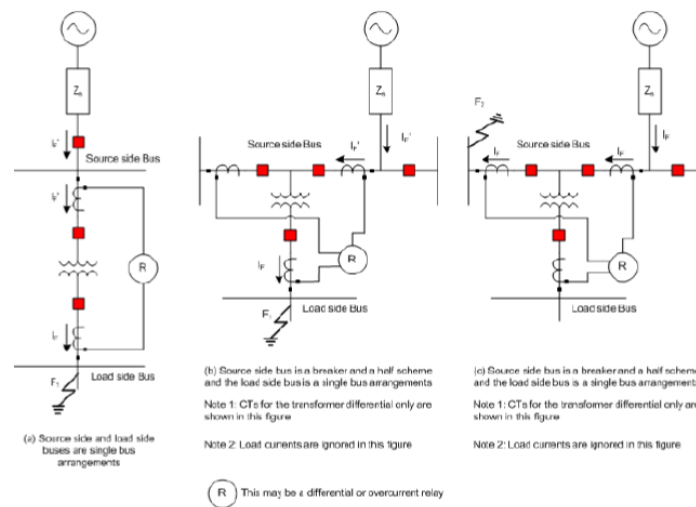


Figura 8. Falla externa en transformador

Fuente: Adaptación, los autores [20]

2.6.2. Fallas internas en transformadores

Las fallas internas en transformadores son aquellas que ocurren dentro del equipo debido al deterioro de componentes, defectos de fabricación o condiciones operativas extremas. Estas fallas son particularmente críticas, ya que pueden generar interrupciones en el sistema eléctrico, reducir la vida útil del transformador y, en casos severos, provocar explosiones o incendios. Detectar y gestionar estas fallas de manera oportuna es esencial para garantizar la continuidad del servicio eléctrico y la seguridad del sistema [21].

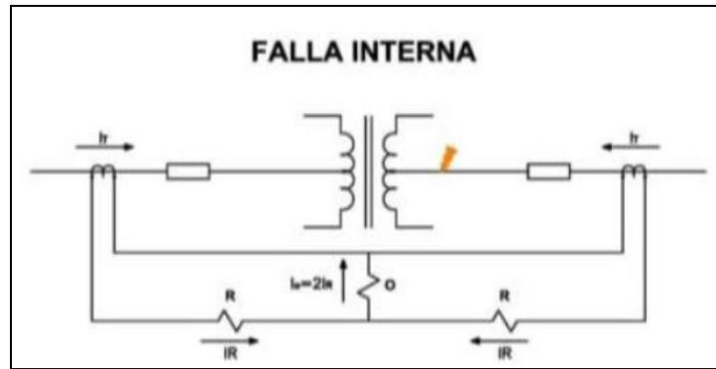


Figura 9. Falla interna en transformador

Fuente: Adaptación, los autores [15]

2.7. Esquema de protección eléctrica

Un esquema de protección eléctrica es un conjunto de dispositivos y configuraciones que trabajan de manera coordinada para identificar, aislar y mitigar fallas dentro de un sistema eléctrico. Estos sistemas son fundamentales para garantizar la estabilidad operativa y la seguridad de los componentes críticos, como transformadores de poder, generadores y subestaciones. La protección efectiva requiere una selección cuidadosa de dispositivos y parámetros operativos que permitan una actuación rápida y precisa ante condiciones anómalas [22].

Entre las funciones más comunes de protección eléctrica se incluyen:

- Protección diferencial (87T): Detecta diferencias de corriente entre los devanados del transformador, indicando fallas internas.
- Relés de sobrecorriente (50/51): Responden a condiciones de alta corriente que pueden dañar el equipo.
- Protección térmica (49): Supervisa la temperatura del transformador para evitar sobrecalentamientos.

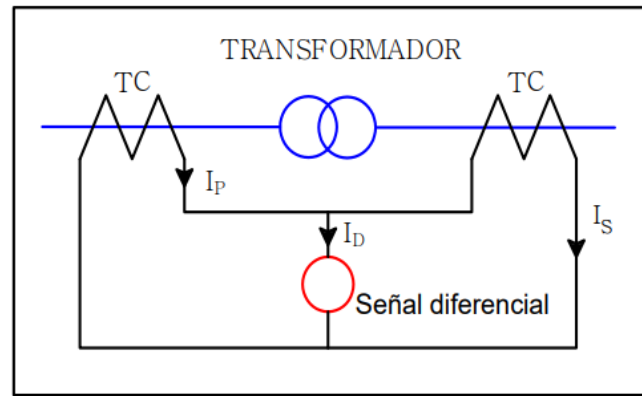


Figura 10. Esquema básico de protección diferencial aplicado a un transformador de potencia

Fuente: Adaptación, los autores [23]

2.8. Transformadores de poder tres venados

Los transformadores de tres devanados desempeñan un papel crítico en los sistemas eléctricos, ya que permiten la interconexión de tres niveles de tensión diferentes. Esta configuración mejora la eficiencia y flexibilidad del sistema, pero también introduce complejidades adicionales en la protección debido a la interacción entre los devanados primario, secundario y terciario [24].

Característica	Transformador de Tres Devanados	Transformador de Dos Devanados
Flexibilidad operativa	Alta	Moderada
Complejidad en la protección	Alta	Baja
Aplicaciones principales	Sistemas multitensión	Redes de distribución
Capacidad de transferencia	Superior	Inferior

Tabla 1. Comparación entre Transformadores de Dos y Tres Devanados basado
Fuente: Adaptado de IEEE Std C37.91-2021

2.9. Relé SEL 387E

El relé SEL 387E es un dispositivo multifunción diseñado para proteger transformadores y otros equipos críticos en sistemas eléctricos. Este relé incluye funciones de protección diferencial, monitoreo y registro de eventos, así como protección contra sobrecorriente y condiciones de secuencia negativa. Su alta sensibilidad y capacidad para actuar en tiempos extremadamente cortos lo convierten en una opción ideal para proteger transformadores de tres devanados [25].



Figura 11. Relé de proteccion diferencial SEL 387E

Fuente: Adaptación, los autores [26]

Entre las características más destacadas del SEL 387E se encuentran:

- Protección diferencial multifase: Detecta fallas internas basándose en las diferencias de corriente entre los devanados.
- Supervisión de sobrecorriente: Proporciona protección rápida ante aumentos bruscos de corriente.
- Capacidad de registro y comunicación: Permite el análisis post-falla mediante la integración con sistemas SCADA.

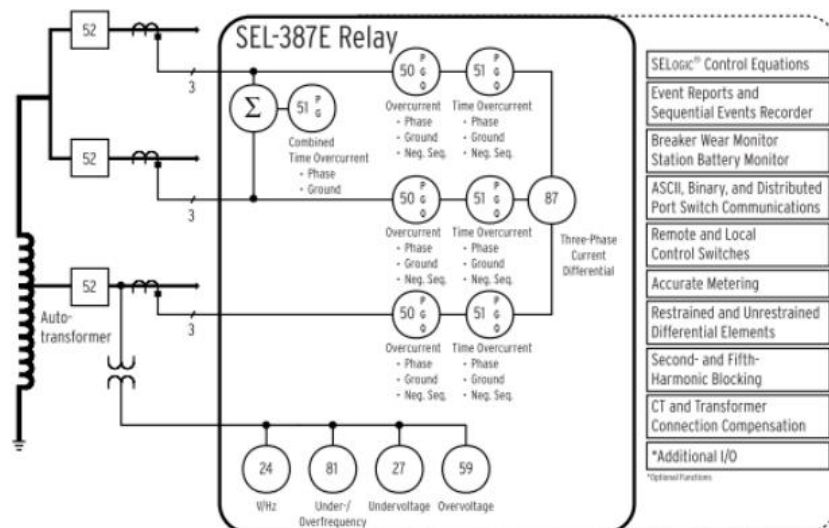


Figura 12. Diagrama funcional del relé SEL 387E

Fuente: Adaptación, los autores [26]

2.10. Norma IEEE Std C37.91

La norma IEEE Std C37.91 establece pautas para la protección de transformadores y equipos asociados en sistemas eléctricos. Publicada originalmente para abordar las necesidades de protección en generadores, ha sido ampliada para incluir recomendaciones específicas sobre transformadores de diferentes configuraciones, como los de tres devanados [27].

Esta norma ofrece directrices para:

- Selección de relés y ajustes de protección.
- Análisis de escenarios de falla.
- Diseño y prueba de esquemas de protección, asegurando la confiabilidad operativa.

Parámetro	Valor Recomendado	Comentarios
Tiempo de actuación	< 50 ms	Crítico para fallas severas
Sensibilidad diferencial	0.2 A - 0.5 A	Ajustable según aplicación

Tabla 2. Parámetros clave recomendados por la norma IEEE Std C37.91.

Fuente: Fuente: Adaptación, los autores Adaptado de IEEE Std C37.91-2021

2.11. Inyección de Corriente Secundaria

La inyección de corriente secundaria es un método de prueba ampliamente utilizado para verificar el correcto funcionamiento de relés de protección. Esta técnica consiste en aplicar corrientes simuladas directamente en los terminales secundarios de los transformadores para evaluar la respuesta del esquema de protección bajo condiciones controladas [28].

2.12. OMICRON CMC 356

El equipo OMICRON CMC 356 es una herramienta clave en estas pruebas. Este dispositivo permite simular condiciones reales de operación, evaluar tiempos de respuesta y garantizar que los ajustes del relé cumplan con los criterios establecidos por normas internacionales. Sus capacidades avanzadas de automatización y análisis detallado lo convierten en un recurso indispensable para garantizar la confiabilidad del sistema de protección [29].



Figura 13. Equipo Omicron CMC 356

Fuente: Adaptación, los autores [4]

Capítulo III

3. Metodología

3.1. Descripción del objeto de estudio

Este caso de estudio se centra en el diseño de un esquema de protecciones para un transformador de poder de tres devanados, validando su desempeño mediante simulaciones y pruebas experimentales. El análisis se basa en la configuración y operación del relé SEL 38eE, cumpliendo con la normativa IEEE Std C37.91. para lograrlo, se han considerado las siguientes etapas clave:

- a) Determinando la fuente y las reactancias en estrella equivalentes del transformador, calculas sobre una base de 30 MVA, permitiendo modelar con precisión el comportamiento del sistema.
- b) Configurando las redes de secuencia positiva, negativa y cero, asegurando una representación detallada de las condiciones de operación y fallas. Cabe destacar que no se consideraron fuentes de falla en los sistemas de 13,8 kV y 6,9 kV, lo que me permitió reducir estas redes a sus reactancias equivalentes de secuencia única, necesarias para evaluar fallas en la línea de 13,8kV.
- c) Se calculando una falla trifásica en los terminales de 13,8 kV del transformador, simulando las condiciones más severas que pueden presentarse en este tipo de sistemas.
- d) Evaluando una falla eléctrica a tierra monofásica en la línea de transmisión de 13,8 kV, incluyendo el cálculo de la tensión de fase a neutro en el punto de falla, así como la corriente de fase y la tensión de fase a neutro en el lado de 6,9 kV.

Estas etapas han sido desarrolladas utilizando el software ETAP, que permitió modelar y simular los diferentes escenarios de operación y falla. Adicionalmente, se llevaron a cabo pruebas de inyección de corriente secundaria utilizando el equipo OMICRON CMC 356, lo que aseguro la validación experimental de las configuraciones del relé SEL 387E.

El análisis y los resultados obtenidos proporcionan un esquema de protección confiable y efectivo, capaz de responder de manera adecuada ante condiciones críticas. Este enfoque no solo garantiza la protección del transformador y la continuidad operativa del sistema eléctrico, sino que también optimiza los recursos disponibles, alineándose con las mejores prácticas de la industria eléctrica.

A continuación, se detallará los cálculos realizados para esta etapa del proyecto:

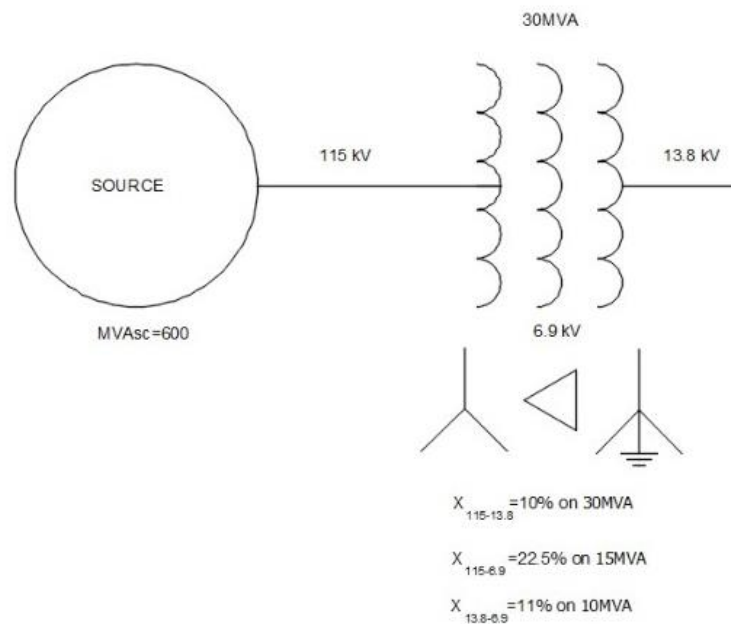


Figura 14. Diagrama sin carga

Fuente: elaborado por autores

Datos

$$X_{115-13,8} = 10\% \text{ 30MVA}$$

$$X_{115-6,9} = 22,5\% \text{ 15MVA}$$

$$X_{13,8-6,9} = 11\% \text{ 10 MVA}$$

$$Z_{\text{nuevo}} = Z_{\text{dado}} \left(\frac{BASE \text{ KVA nuevo}}{BASE \text{ KVA dado}} \right)$$

$$Z_H = 5,25\%$$

$$Z_M = 4,75\%$$

$$Z_L = 17,25\%$$

$$I_{\text{load}} = \left(\frac{VA}{(\sqrt{3})V} \right)$$

$$I_H = 150,6 \text{ A}$$

$$I_M = 627,6 \text{ A}$$

$$I_L = 836,7 \text{ A}$$

$$Z_{\text{BASE}} = \left(\frac{TENSION \text{ BASE } VLL^2}{BASE \text{ MVA}} \right)$$

$$Z_{\text{BASE}} = 440,83 \Omega$$

$$Z_{\text{FUENTE}} = 22,04 \Omega$$

$$Z_{\text{CARGA}} = 19,04 \Omega$$

$$Z_{\text{FUENTE PU}} = \left(\frac{Z_{\text{REAL}}}{Z_{\text{BASE}}} \right)$$

$$Z_{\text{FUENTE PU}} = 0,0499 \text{ PU}$$

$$Z_{\text{CARGA PU}} = 0,0432 \text{ PU}$$

$$Z1 = Z2 = 0,08006$$

Falla Trifásica

$$I_{cc} = I1 = I2 = I0 = \left(\frac{V \text{ PU}}{Z \text{ PU}} \right)$$

$$I_{cc} = 12,49 \text{ PU}$$

Falla entre 2 fases

$$I_{cc} = I1 = \left(\frac{(\sqrt{3}) V}{Z1 + Z2} \right)$$

$$I_{cc} = 10,72 \text{ PU}$$

Falla monofásica a tierra

$$I_{cc} = \left(\frac{1}{Z1 + Z2 + Z0} \right)$$

$$I_{cc} = 14,655 \text{ PU}$$

Falla entre 2 fases a tierra

$$I_{cc} = \left(\frac{1}{Z1 + \left(\frac{Z0 Z2}{Z0 + Z2} \right)} \right)$$

$$I_{cc} = 15,9333 \text{ PU}$$

3.2. Diagrama de configuración del sistema eléctrico en ETAP

En la simulación realizada en ETAP, como muestra en la figura 15, se diseñó un transformador de potencia de tres devanados con 2 cargas conectadas, una de 15MVA y otra 7 MVA. Este diagrama representa la estructura básica del sistema de prueba, en la cual se establecen las conexiones eléctricas entre la fuente de alimentación, el transformador y las cargas.

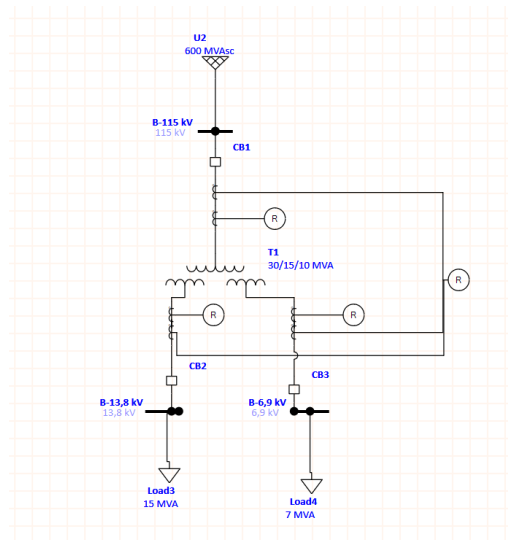


Figura 15. Diagrama transformador de potencia de tres devanados

Fuente: Elaborado por autor

En la Figura 16 muestra cómo se estableció una fuente de alimentación de 115 kV configurada como un nodo Swing, operando en un sistema trifásico (3-phase). Esta configuración es fundamental para garantizar que el sistema eléctrico cuente con una referencia estable de tensión y frecuencia durante la simulación.

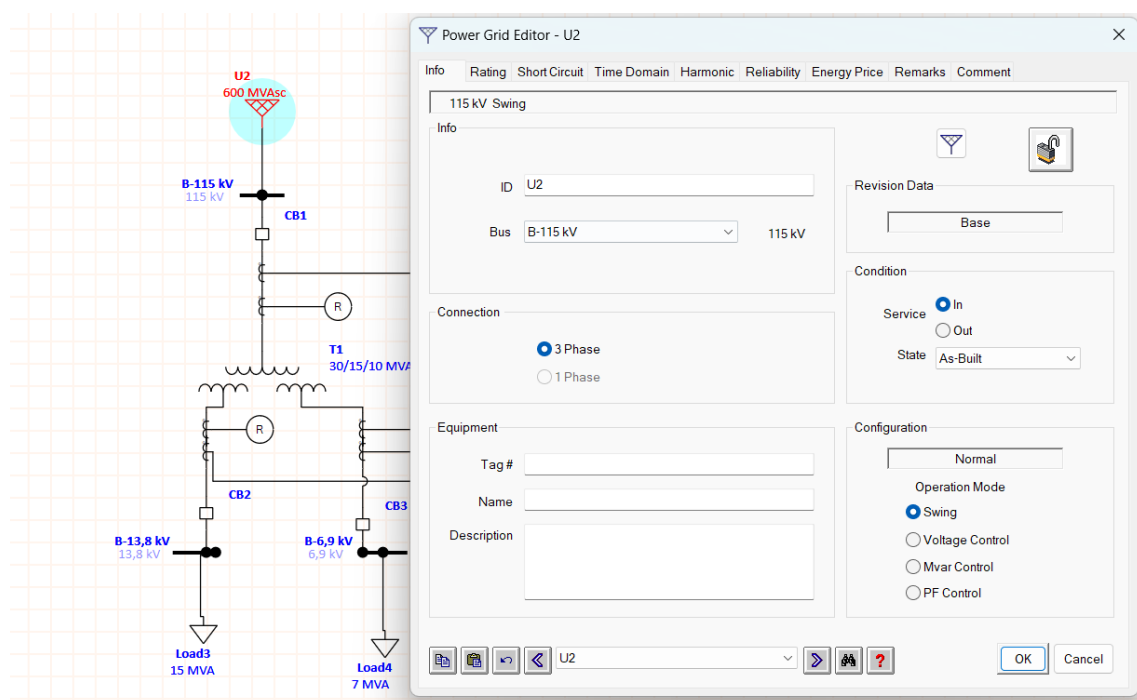


Figura 16. Introducción de 115 kV Swing, 3phase y modelo de operación Swing.

Fuente: elaborado por autor

En la figura 17 se muestra cómo se llevó a cabo la verificación del rango de tensión (kV) y la condición de balanceo (balanced). Este paso es fundamental para garantizar la correcta parametrización de la red y evitar errores en los cálculos de flujo de carga y análisis de cortocircuito.

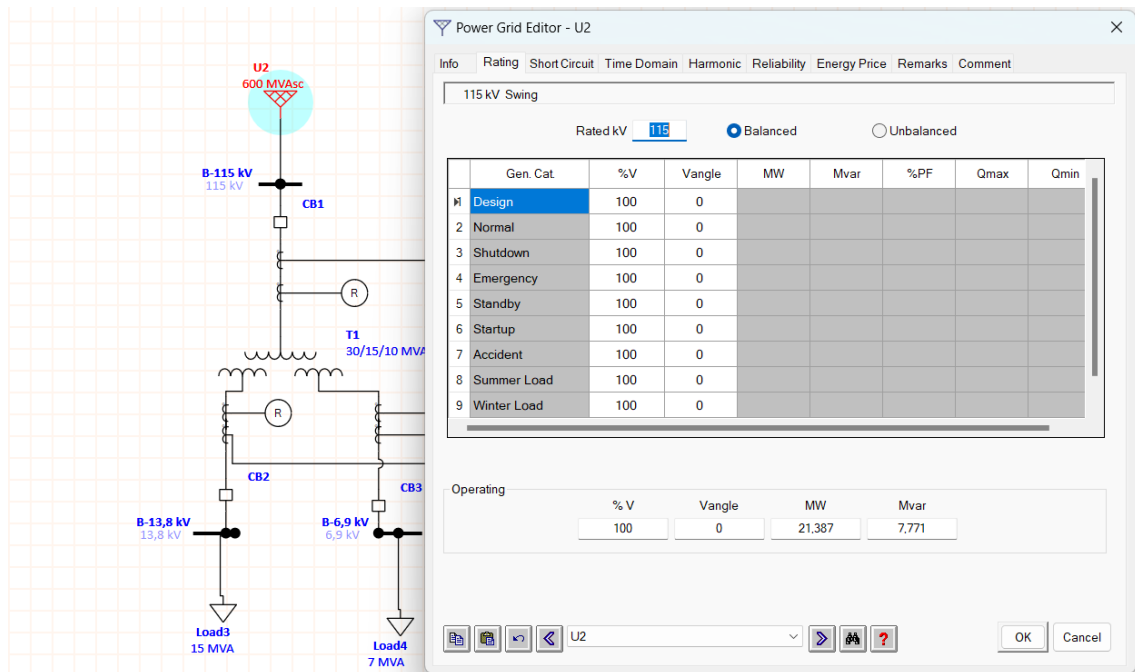


Figura 17. rango de kV y balanced

Fuente: elaborado por autor

En la siguiente figura 18 se muestra de cómo se definieron los parámetros esenciales de la fuente de alimentación de 115 kV, asegurando su correcta integración en la simulación. Entre los valores clave configurados.

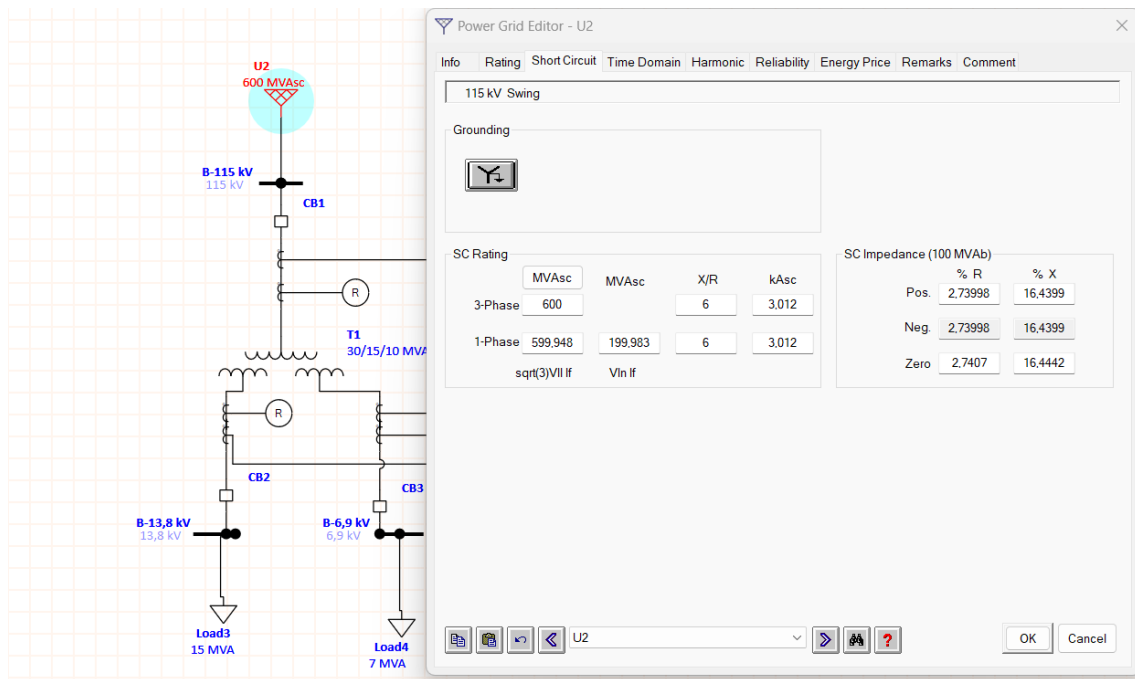


Figura 18. Conexiones y Parámetros de Cortocircuito en ETAP

Fuente: elaborado por autor.

En la Figura 19 se muestra la validación de los parámetros asociados a la barra de 115 kV, asegurando la correcta identificación del nodo y la coherencia de los valores de tensión asignados. Esta verificación es fundamental para garantizar la precisión en los cálculos eléctricos y el correcto desempeño del sistema en los estudios de flujo de carga y cortocircuito.

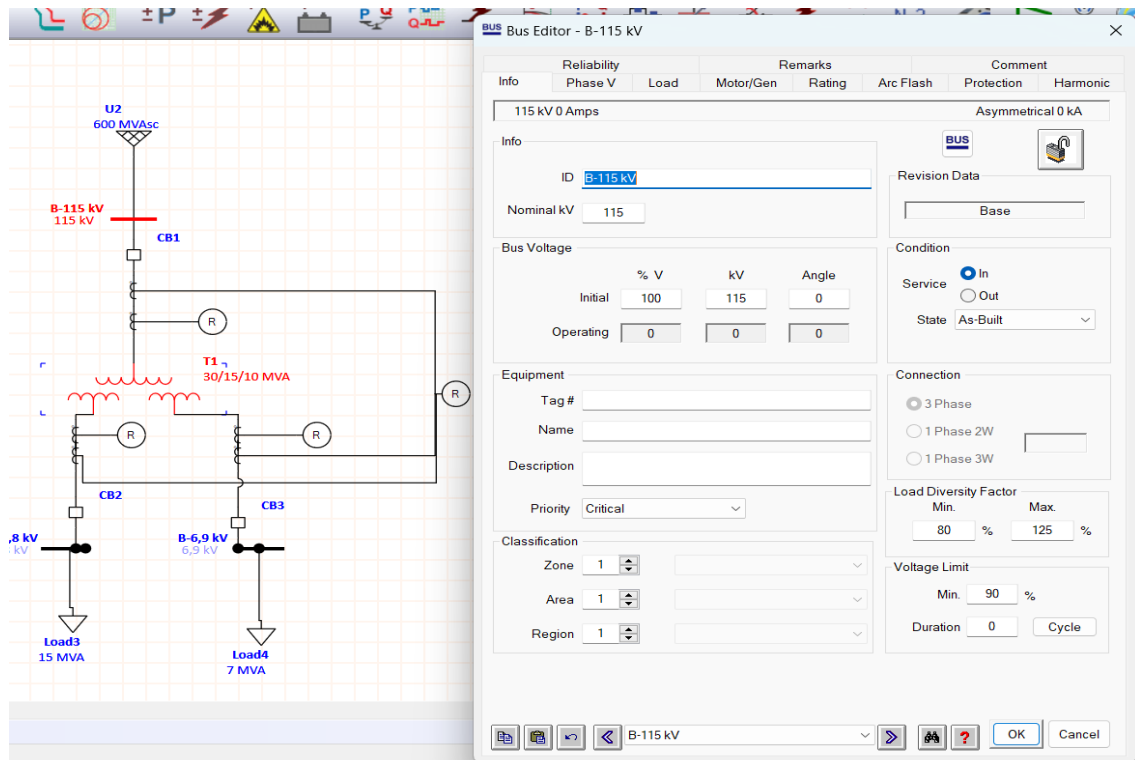


Figura 19. Verificación del Voltaje y Nombre de la Barra de 115 kV en ETAP

Fuente: elaborado por autor

En la Figura 20 se muestra la validación de la correcta conexión del interruptor CB1, que actúa como elemento de control entre la barra B-115 kV y el transformador de tres devanados T1. La correcta configuración de este interruptor es fundamental para garantizar la seguridad operativa del sistema y permitir la adecuada respuesta del esquema de protección ante condiciones de falla.

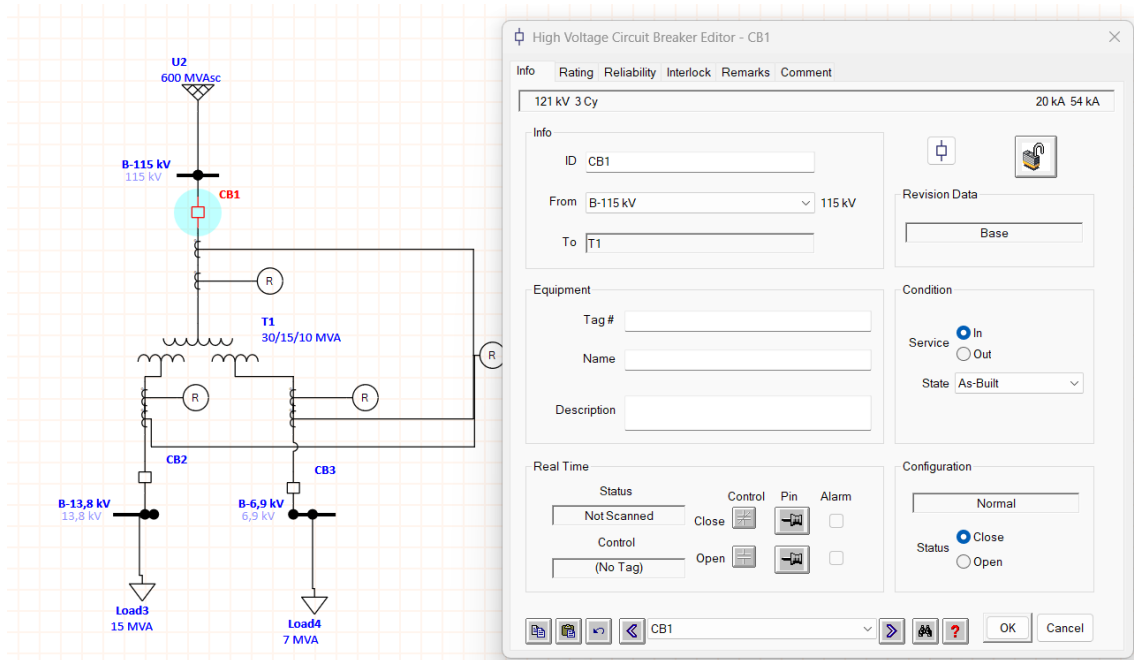


Figura 20. Verificación de la Conexión del Interruptor CB1

Fuente: Elaborado por autor

En la Figura 21 se muestra la selección del interruptor de media tensión desde la biblioteca de equipos del software. Para esta simulación, se eligió un interruptor de la marca ABB, reconocido por sus confiabilidad y capacidad de interrupción en sistemas de potencia de alto voltaje.

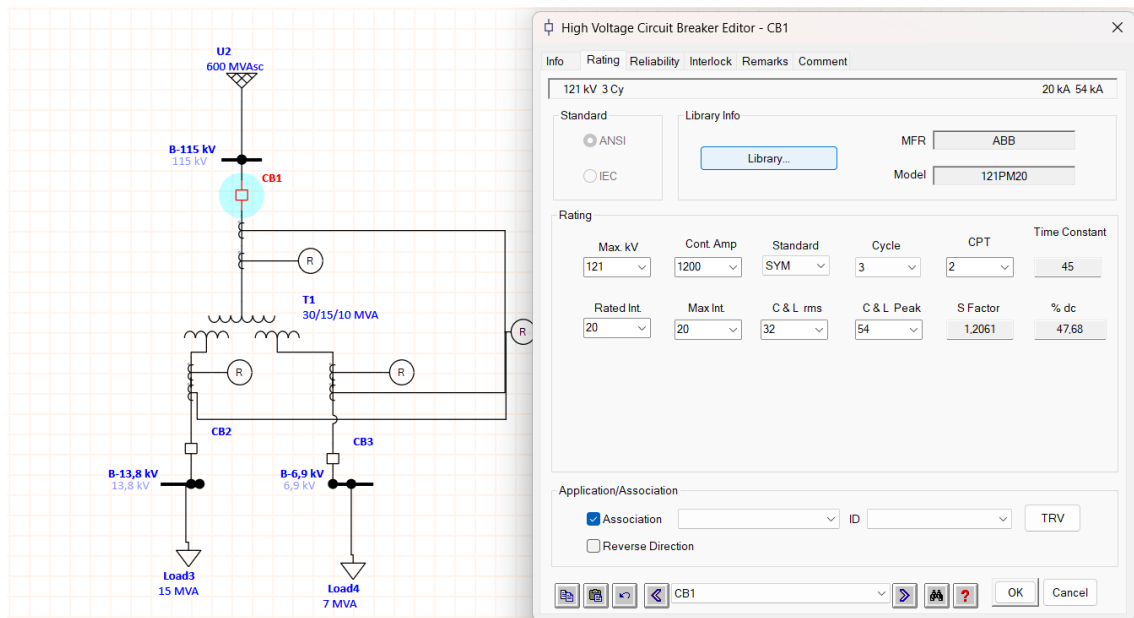


Figura 21. Selección del Interruptor ABB en la Biblioteca

Fuente: elaborado por autor

En el siguiente paso de la simulación realizada como muestra la Figura 22 se elaboró un transformador de potencia de tres devanados, configurando los parámetros eléctricos y características de diseño según los requerimientos del sistema. Este tipo de transformadores se emplea en sistemas eléctricos de transmisión y distribución para interconectar redes de distintos niveles de tensión con alta eficiencia y estabilidad operativa.

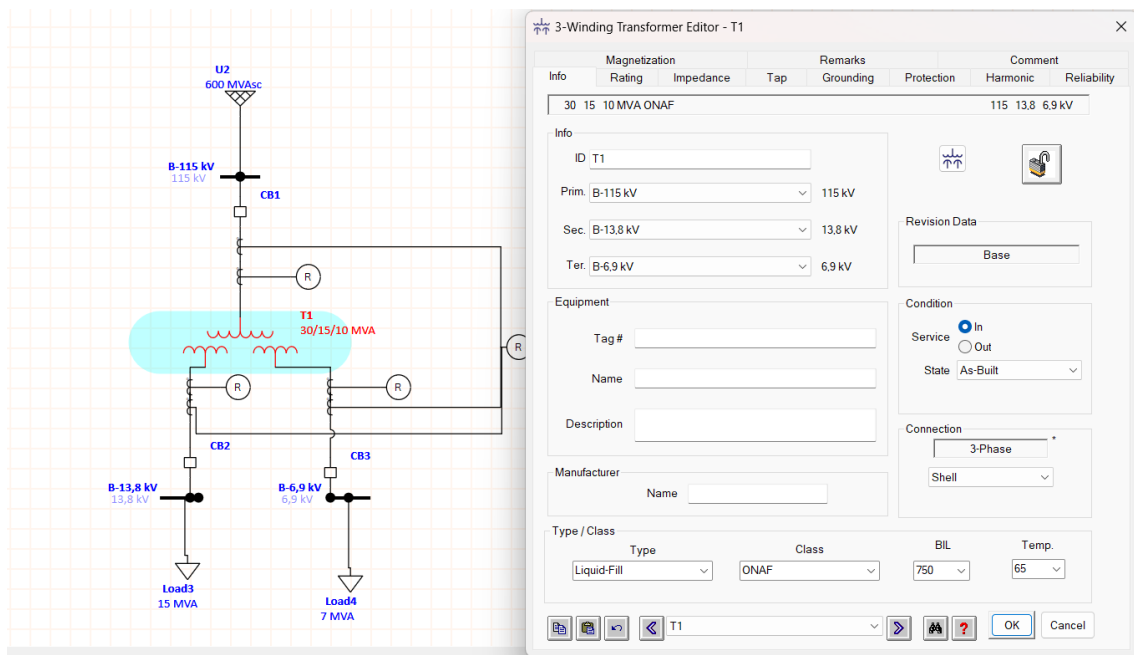


Figura 22. Configuración del Transformador de Potencia de Tres Devanados

Fuente: elaborado por autor

En la Figura 23 se muestra se puede apreciar la definición de los niveles de tensión y sus respectivas capacidades en MVA para garantizar una correcta representación de su comportamiento en la red eléctrica. La asignación precisa de estos valores es esencial para los estudios de flujo de potencia, cortocircuito y coordinación de protecciones.

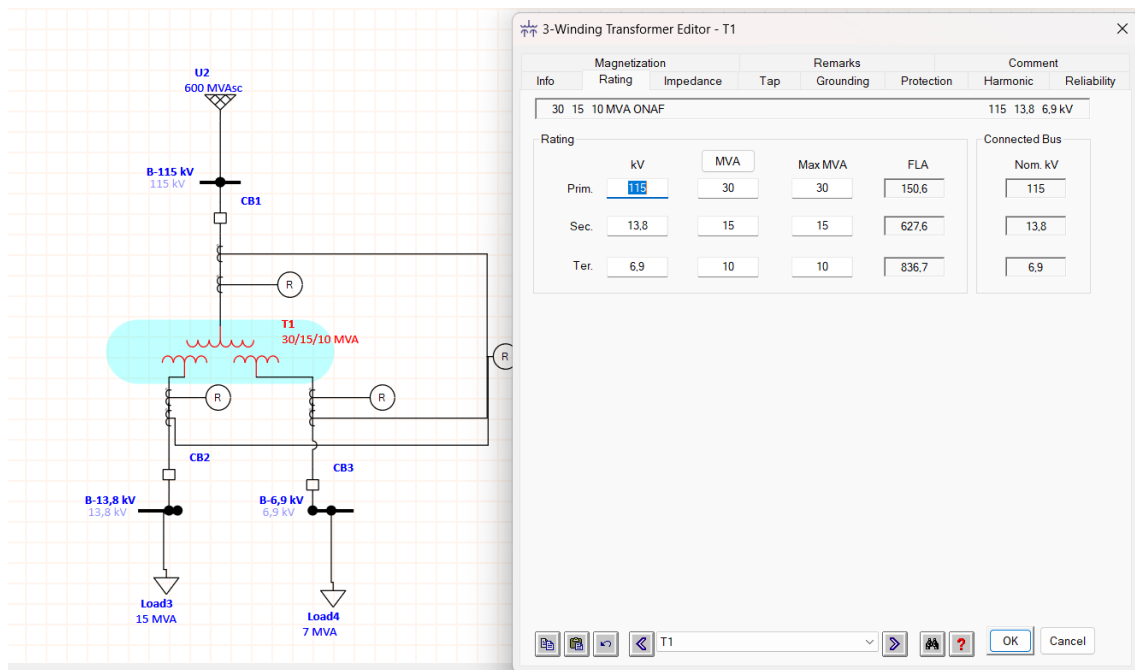


Figura 23. Configuración del Rating del Transformador de Tres Devanados

Fuente: elaborado por autor

En la modelación del transformador de potencia de tres devanados en ETAP como se muestra en la Figura 24 se configuraron los valores de impedancia en por unidad (pu) y la relación X/R con una base de 30 MVA. Estos parámetros son fundamentales para calcular las corrientes de falla, evaluar la capacidad de cortocircuito y diseñar adecuadamente los esquemas de protección diferencial y de sobrecorriente.

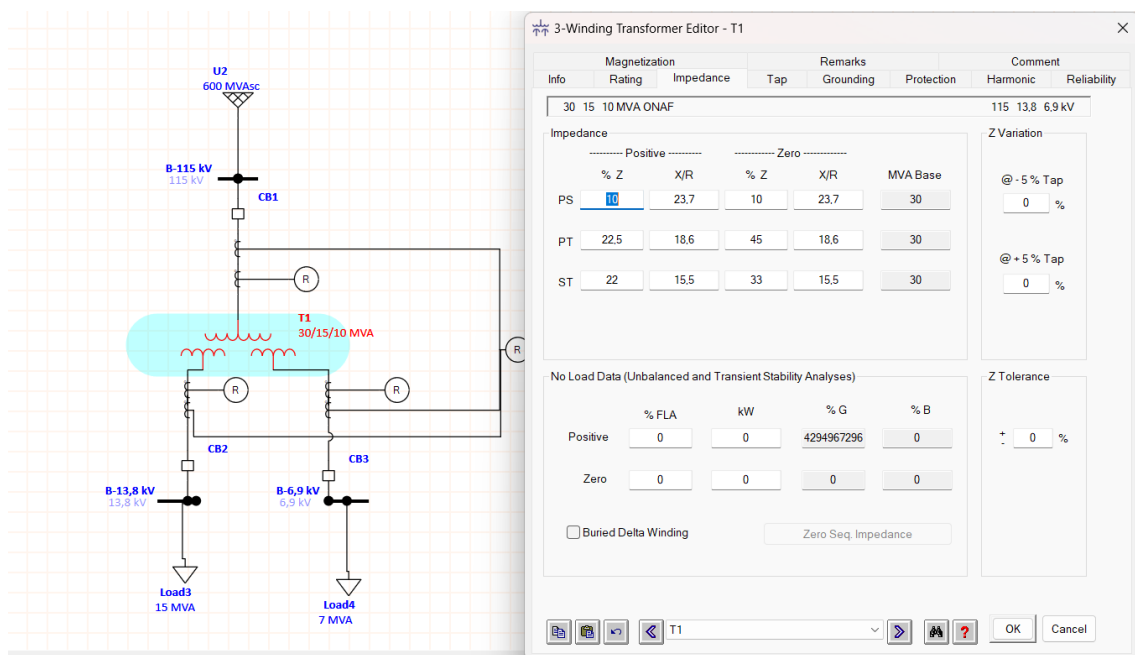


Figura 24. Configuración de la Impedancia del Transformador

Fuente: elaborado por el autor

En la Figura 25 se muestra cómo se desarrolló la configuración de los grifos de regulación de tensión, los cuales permiten ajustar los niveles de voltaje en el secundario (13.8kV) y terciario (6.9 kV) para compensar las caídas de tensión ocasionadas por la carga y las condiciones operativas del sistema eléctrico.

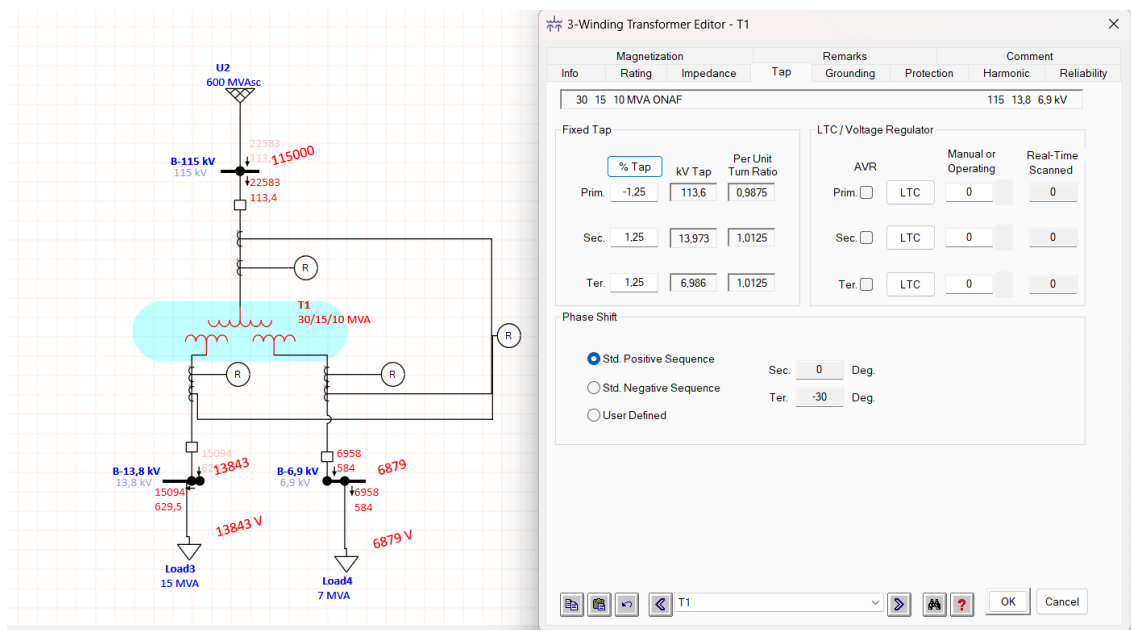


Figura 25. Configuración del Tap del Transformador

Fuente: elaborado por autor

Se configuró el esquema de protección como se muestra en la Figura 26 asegurando que los parámetros establecidos cumplan con los requisitos de seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico. Esta configuración es fundamental para detectar y aislar fallas de manera eficiente, minimizando daños en el equipo y reduciendo el impacto en la red.

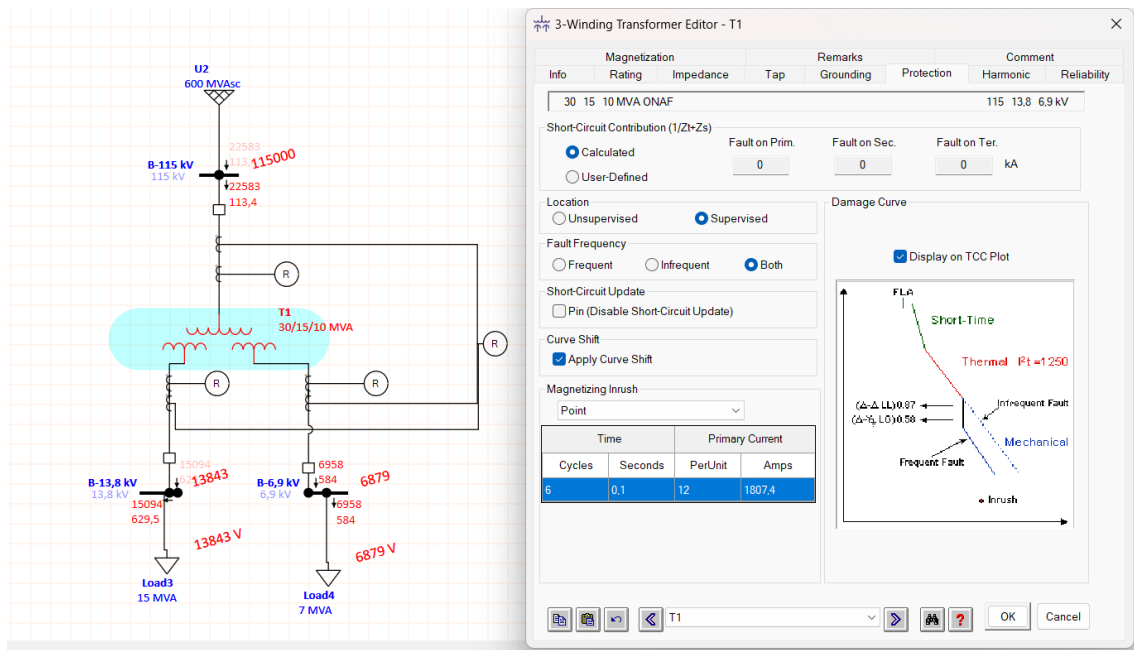


Figura 26. Configuración del Esquema de Protección del Transformador

Fuente: elaborado por autor

En la simulación realizada en ETAP, se desarrolló la configuración del sistema de puesta a tierra (Grounding) como se muestra la Figura 27 para cada nivel de tensión del transformador de tres devanados.

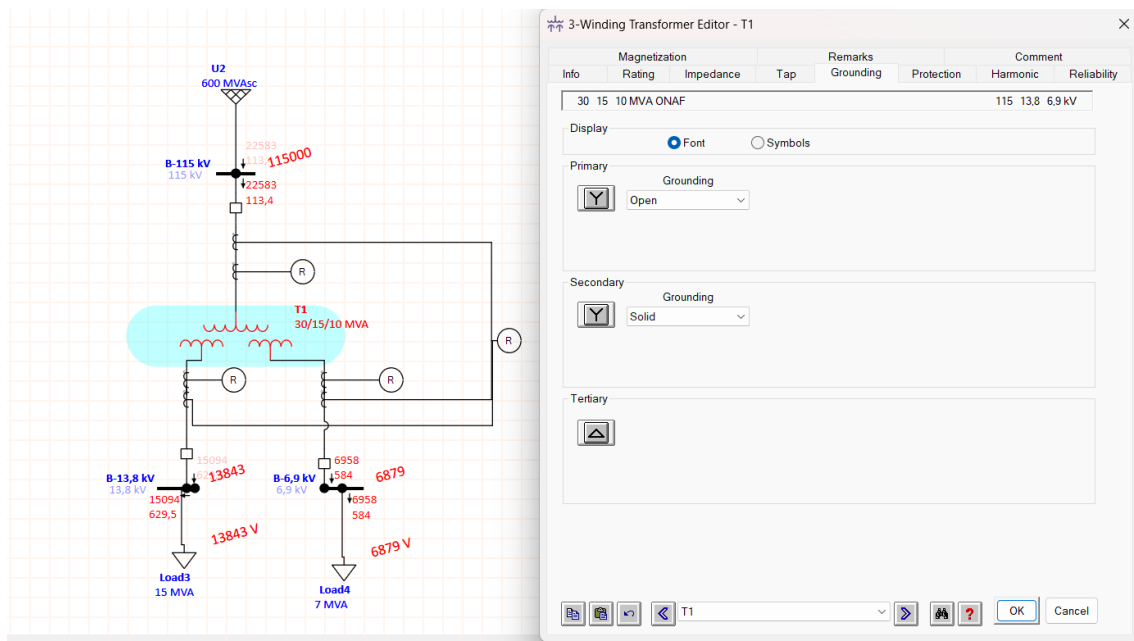


Figura 27. Configuración del Sistema de Puesta a Tierra del Transformador

Fuente: elaborado por autor

Se llevó a cabo la verificación del conectado eléctrico del interruptor como se visualiza en la Figura 28, asegurando que su configuración en el sistema represente fielmente las condiciones operativas y de protección.

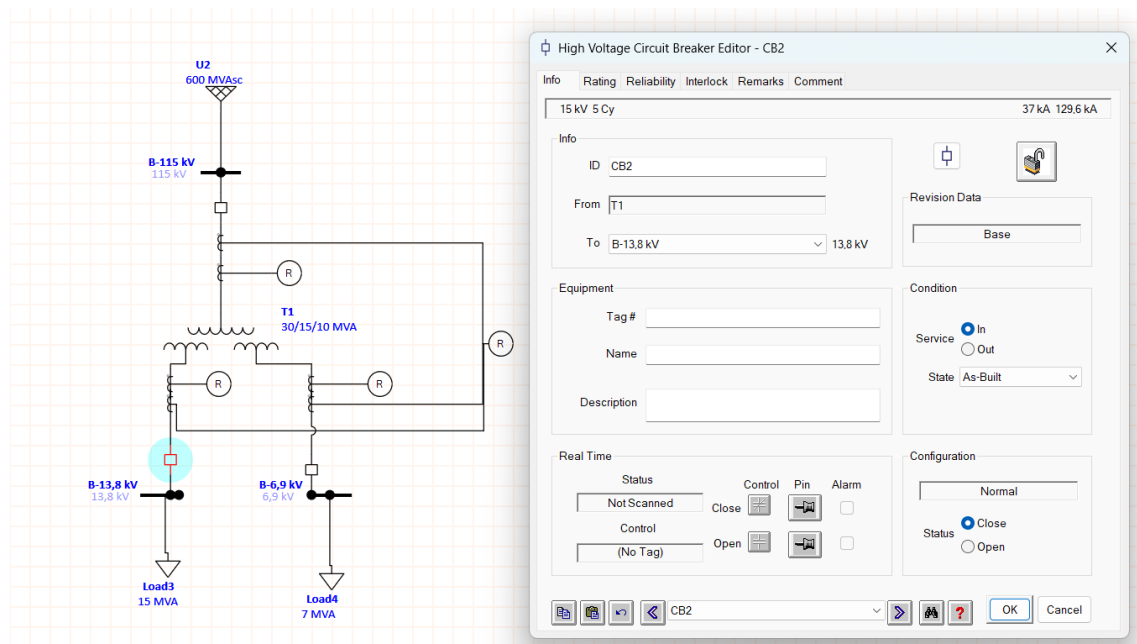


Figura 28. Verificación del Conectado del Interruptor

Fuente: elaborado por autor

En la Figura 29 se visualiza la selección del interruptor de media tensión desde la biblioteca de equipos del software. Para esta simulación, seleccione un interruptor de la marca GE, garantizando compatibilidad con el sistema y cumpliendo con los requisitos operativos y de protección.

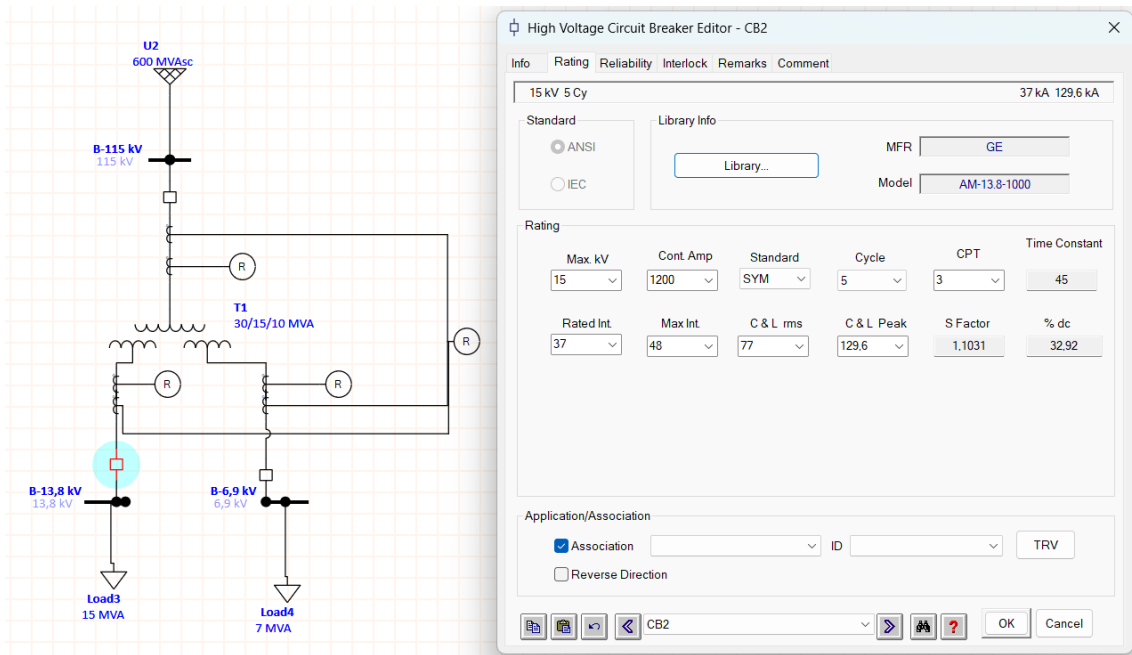


Figura 29. Selección del interruptor GE en la Biblioteca

Fuente: elaborado por autor

En la Figura 30 se muestra la verificación de las características de la barra, asegurando que sus parámetros eléctricos estuvieran correctamente definidos de acuerdo con los requisitos del sistema.

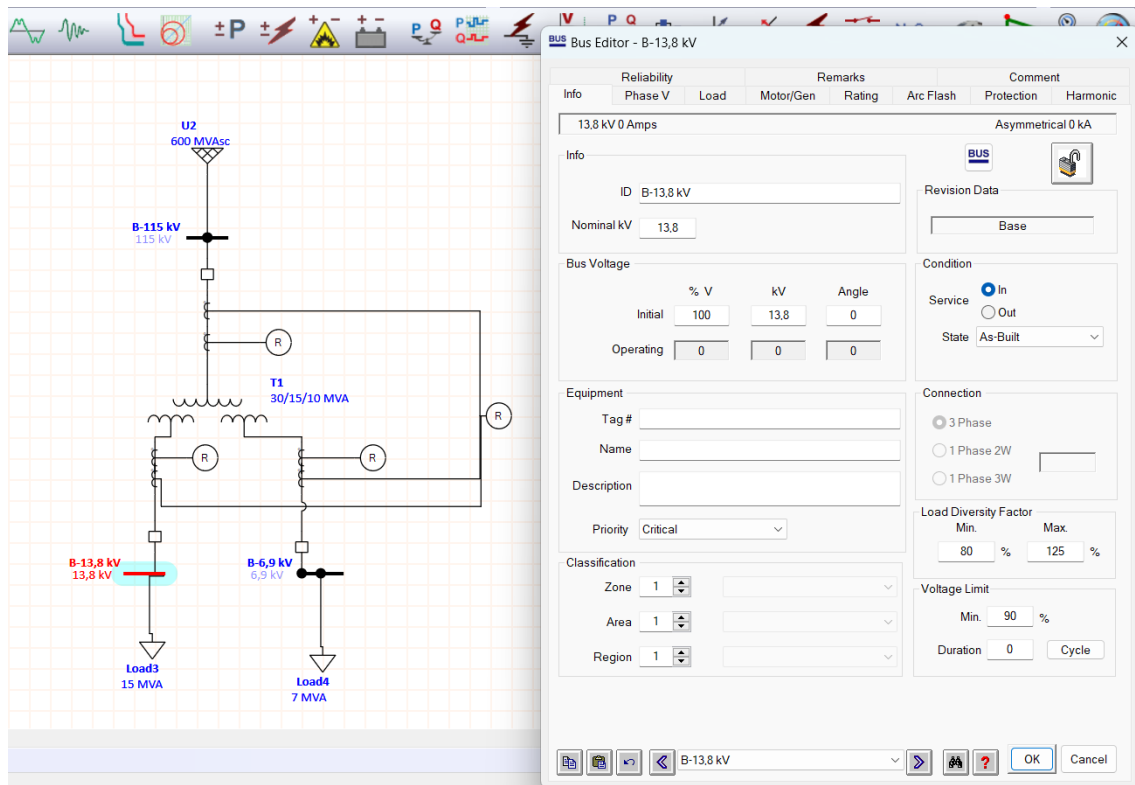


Figura 30. Verificación de las Características de la Barra

Fuente: elaborado por autor

En la Figura 31 se muestra la verificación de las características de la carga, asegurando que los valores ingresados representen fielmente las condiciones operativas del sistema eléctrico. Esta revisión es fundamental para garantizar que la simulación proporcione resultados precisos en los análisis de flujo de carga y cortocircuito.

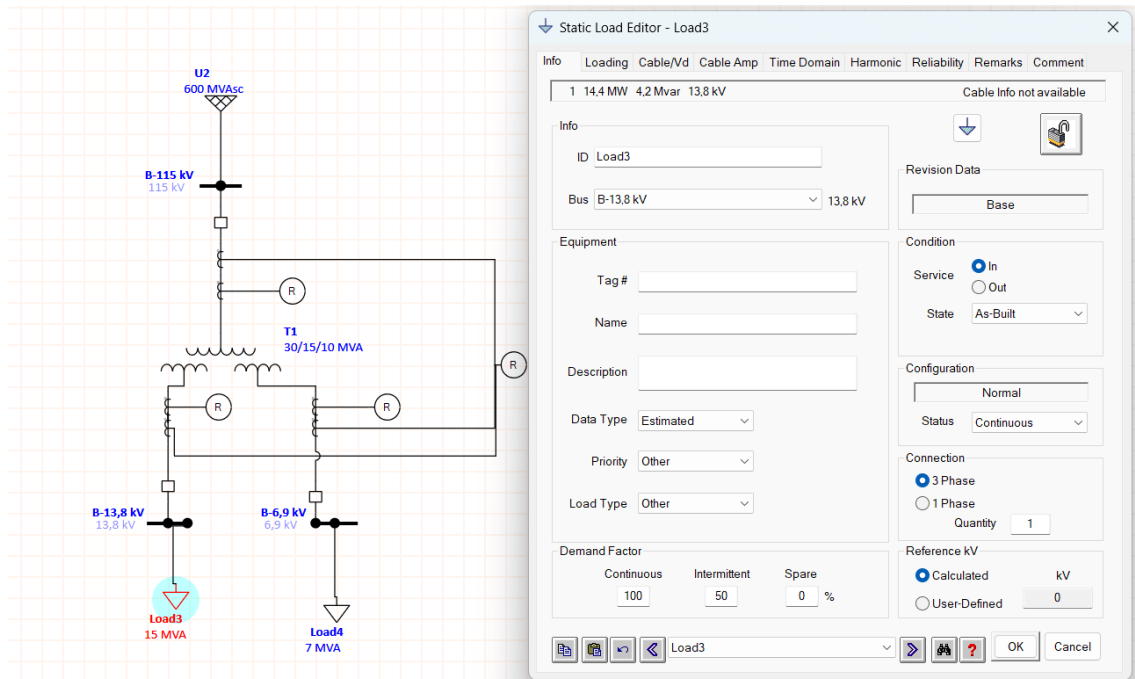


Figura 31. verificación de las características de la carga

Fuente: elaborado por autor

En la Figura 32 se presenta la configuración de la carga en el nivel de 13.8 kV dentro del software ETAP. En esta etapa, se introdujeron los parámetros eléctricos fundamentales, tales como la potencia activa (P), la potencia Reactiva (Q) y el factor de potencia de la carga.

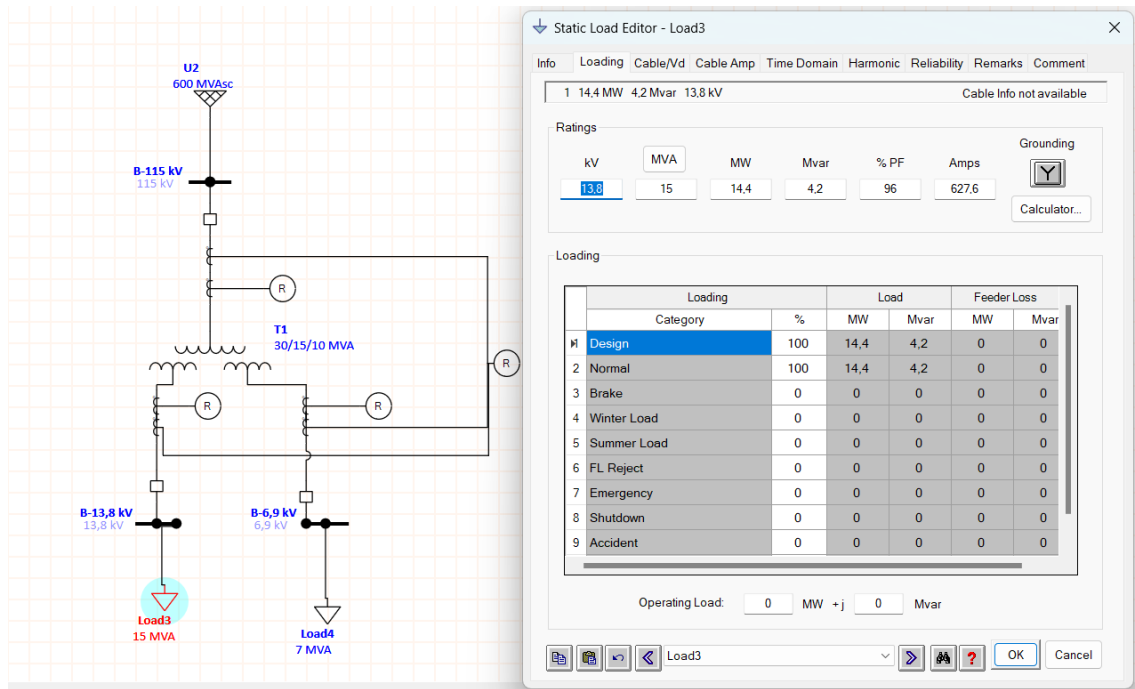


Figura 32. Configuración de la Carga en el Nivel de 13.8 kV

Fuente: elaborado por autor

En la Figura 33 se muestra la verificación del conexionado eléctrico en ambos lados del interruptor. Este paso es crucial para garantizar la integración del interruptor dentro del sistema asegurando una conexión adecuada entre la barra 13.8kV y los demás componentes eléctricos.

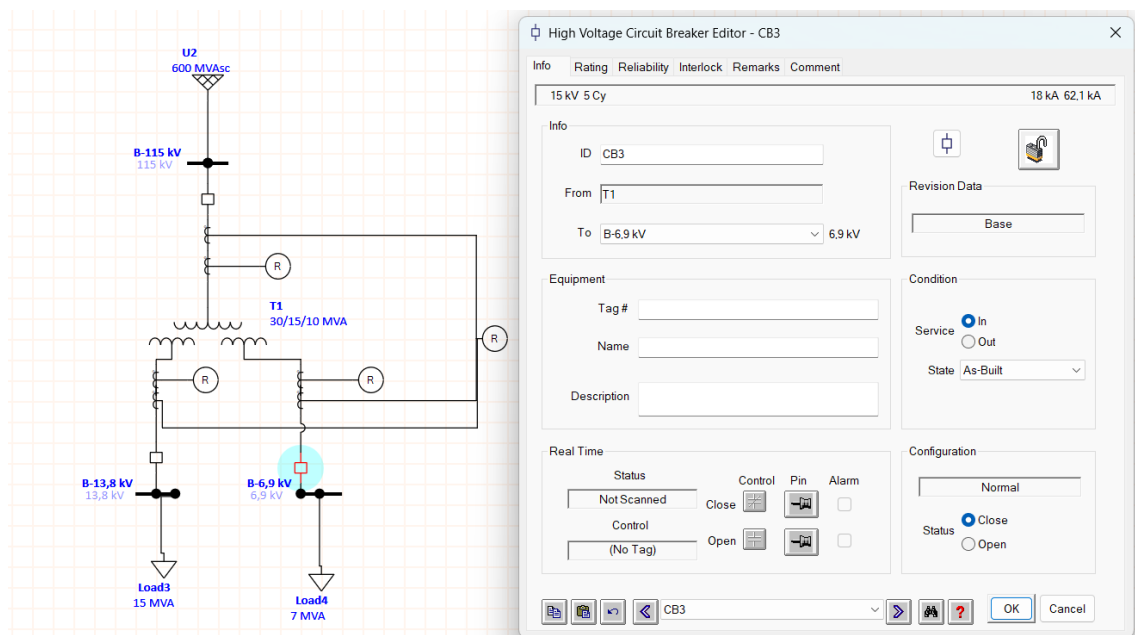


Figura 33. Verificación del Conexionado del Interruptor

Fuente: elaborado por autor

En la Figura 34 se presenta la selección del interruptor correspondiente al nivel de 6.9 kV dentro del software ETAP. Para este caso, se eligió un interruptor de la marca GE, asegurando que sus características técnicas cumplan con los requisitos operativos del sistema.

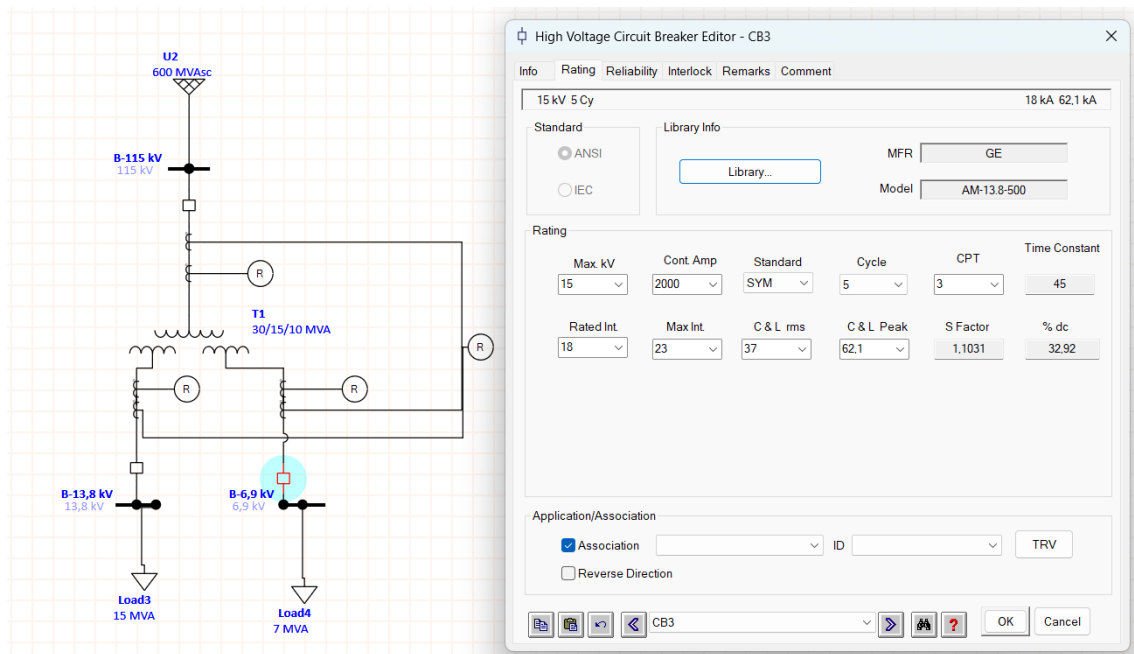


Figura 34. Selección del Interruptor para el Nivel de 6.9 kV

Fuente: elaborado por autor

En la Figura 35 se muestra la revisión de las características eléctricas de la barra dentro del software ETAP. En esta etapa, se verificó que los parámetros de tensión, capacidad y tipo de conexión sean los adecuados para garantizar una operación estable y segura del sistema.

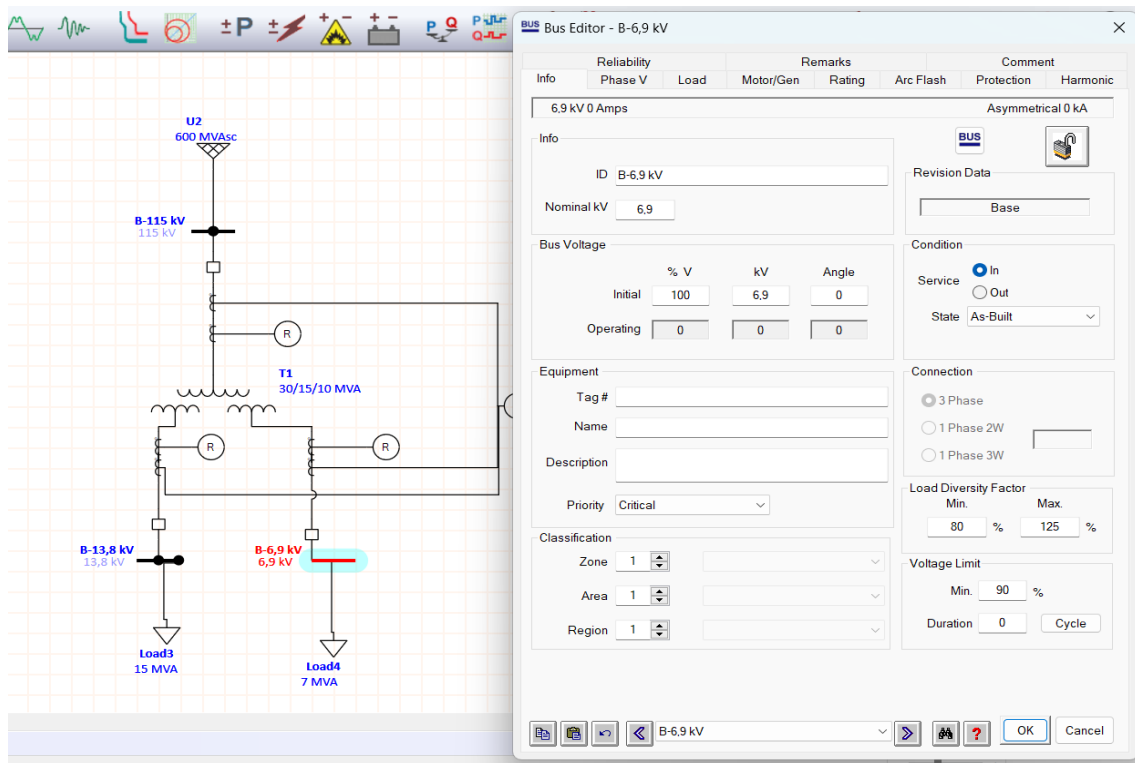


Figura 35. Verificación de las Características de la Barra

Fuente: elaborado por autor

En la Figura 36 se presenta la validación de las características de la carga denominada LOAD4, correspondiente a una potencia de 7MVA.

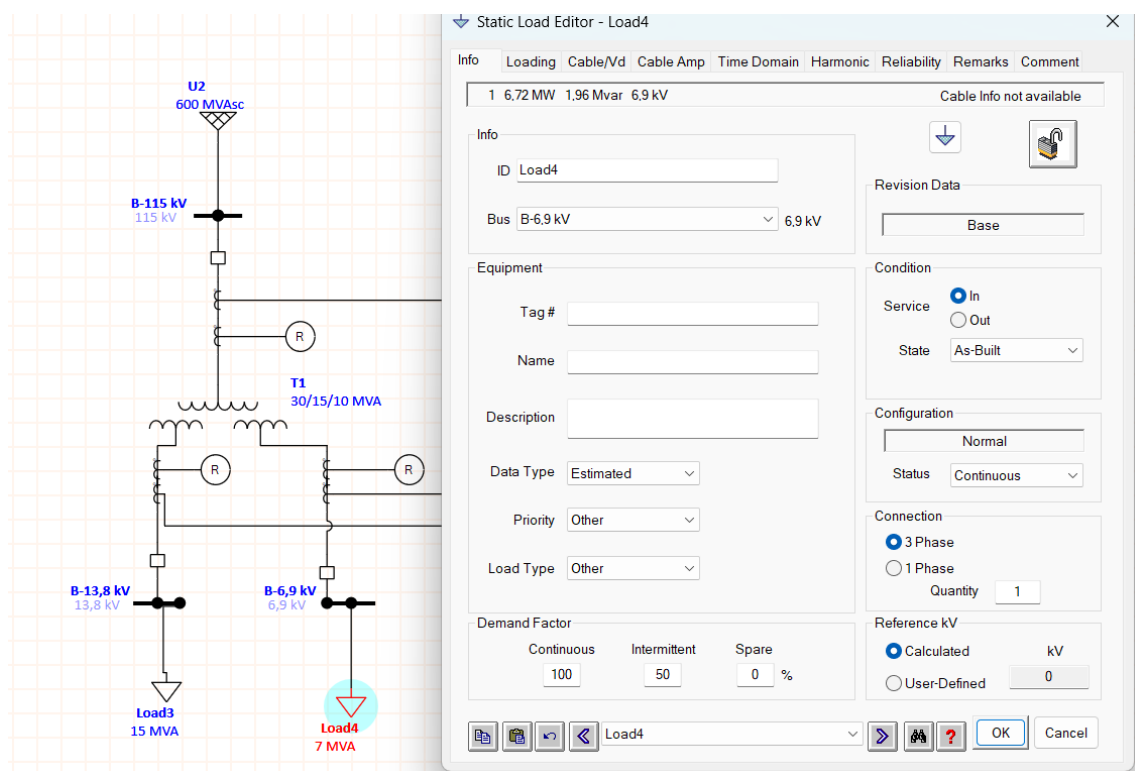


Figura 36. Verificación de las Características de la Carga (LOAD4)

Fuente: elaborado por autor

En la Figura 37 se muestra la configuración de la carga en el nivel de 6.9 kV dentro del software ETAP. En esta etapa, se ingresaron los valores de potencia activa (P), potencia reactiva (Q) y factor de potencia, asegurando una representación precisa del consumo eléctrico en este nivel de tensión.

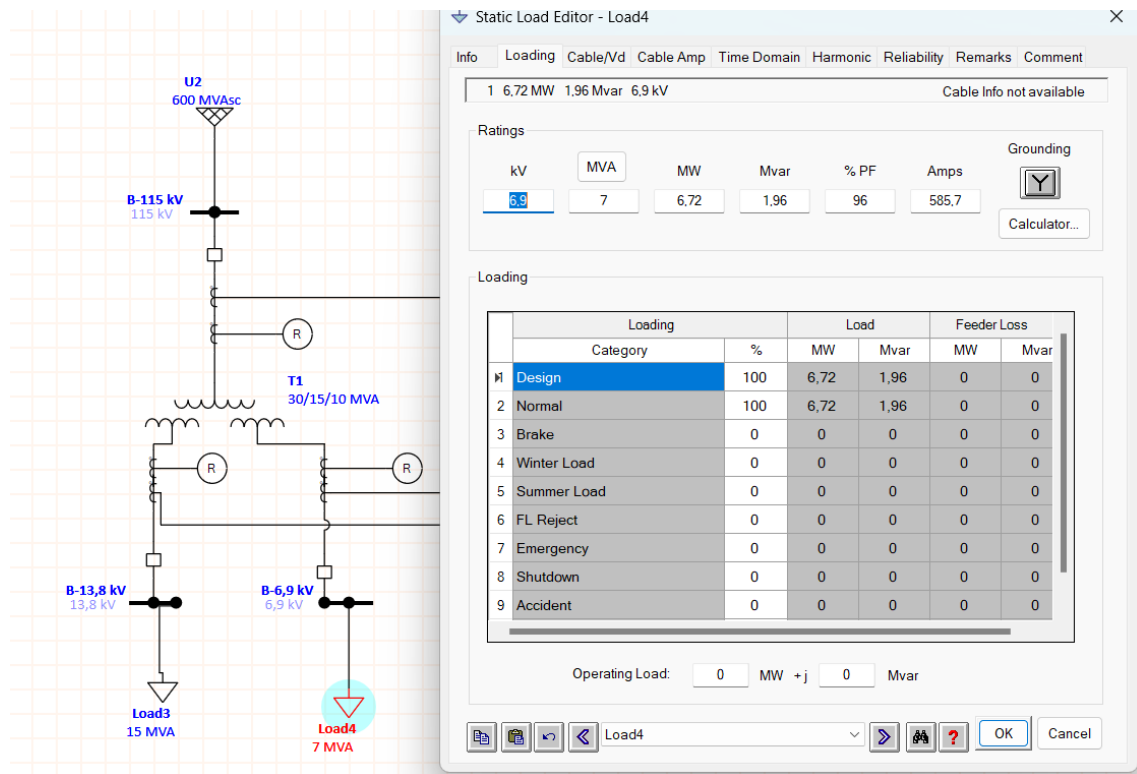


Figura 37. Configuración de la Carga en el Nivel de 6.9 kV

Fuente: elaborado por autor

En la Figura 38 se muestra toda la información agregada en el ETAP para iniciar de simulación de fallas.

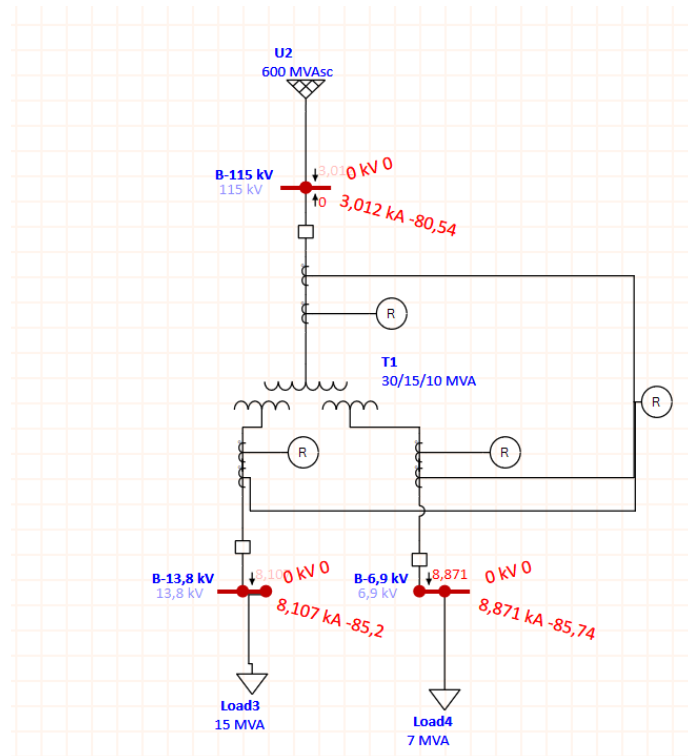


Figura 38. información agregada en el ETAP

Fuente: elaborado por autor

3.3. Cálculo de los C.T.

En siguiente Tabla 3 y 4 se muestran los cálculos de los C.T del corriente nominal de los siguientes:

Datos

$I_{115 \text{ kVn}} = 150$

$I_{13,8 \text{ kVn}} = 627,6$

$I_{6,9 \text{ kVn}} = 836,7$

Tabla 3. Caso 1 Corriente nominal

Datos	Corriente nominal	Conversión CT	Resultados
$I_{115 \text{ kV}}$	187,5	200/5	40 A
$I_{13,8 \text{ kV}}$	784,5	800/5	160 A
$I_{6,9 \text{ kV}}$	1045,87	1000/5	200 A

Tabla 4. Caso 2 Corriente máxima de cortocircuito

Datos	Conversión Ccc	Resultados	Condicional
Icc max 115 kV	3012 A/20	150,6	< 200
Icc max 13,8 kV	9152 A/20	457	< 800
Icc max 6,9 kV	4767 A/20	238,40	< 1000

3.3.1. Sobrecorriente de Fase instantáneo

Basándose en la normativa IEEE donde se indica V1; V2; V3; V4 se muestra en la siguiente tabla 5.

Tabla 5. Energía Eléctrica

Entrada de Corriente	Resultados	51N	51Q
W1 51P1P	3.76 A	51N1P 1.5 A.s	51Q1P
W2 51P2P	3.92 A	51N2P 1.57 A.s	51Q2P
W3 51P3P	4.18 A	51N3P 1.67 A.s	51Q3P

3.3.2. Energía Eléctrica para el Desarrollo

50P → Trifásica → I1

Icc max 115 kV = 3.012 50P11P = 3012/40 = 75.3 A

Icc max 13.8 kV = 8.107 50P21P = 8107/100 = 50.67 A

Icc max 6.9 kV = 8.656 50P31P = 8656/200 = 43.2 A

3.3.3. Prueba en el Relay

En esta Figura 39 se muestra el transformador de corriente (CT) utilizando el sistema de 115 kV, con una relación de transformación de 200/5.

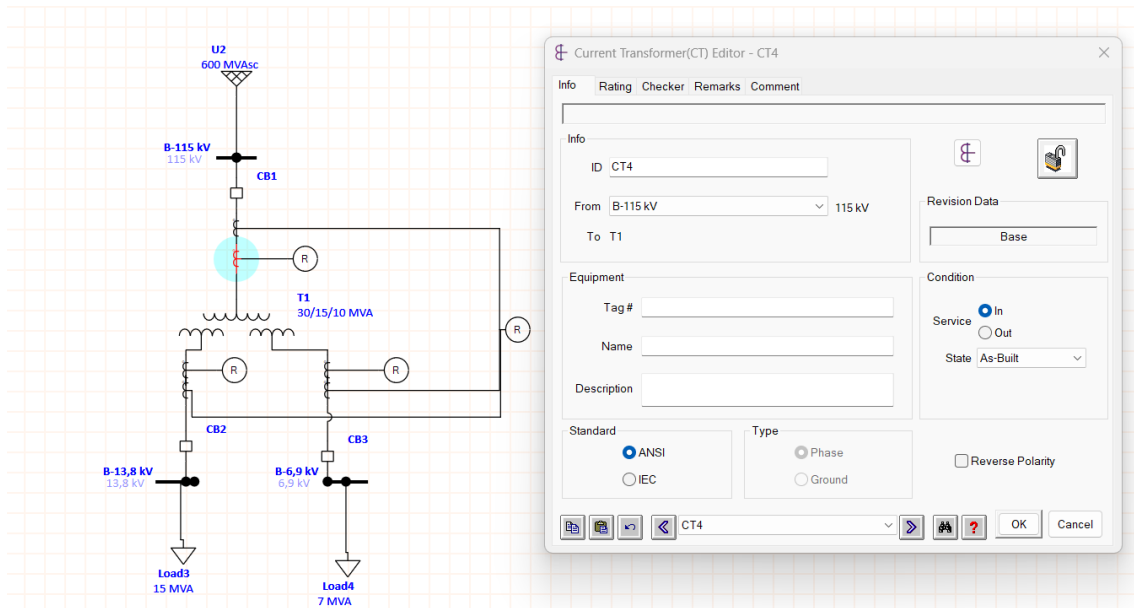


Figura 39. Transformador de corriente (CT) lado de 115 kV

Fuente: elaborado por autor

En la Figura 40 se presenta los datos de clasificación del transformador de CT. Estas especificaciones incluyen la relación de transformación, el nivel de corriente primaria y secundaria, y otros parámetros esenciales para su correcta selección y aplicación en la protección del sistema eléctrico.

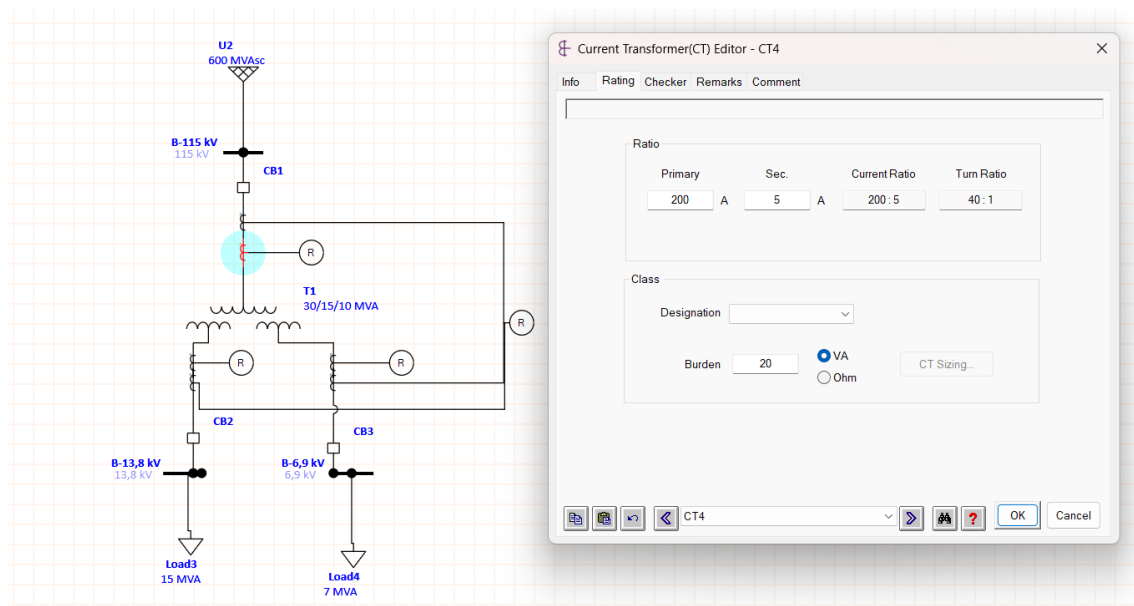


Figura 40. Especificaciones del transformador de corriente (CT) en 115 kV

Fuente: elaborado por autor

En la Figura 41 se muestra la configuración del relé de protección en el sistema de 115 kV. Este dispositivo es clave para la detección y aislamiento de fallas, ya que recibe señales del transformador de corriente CT y opera en función de los valores corriente establecidos para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico.

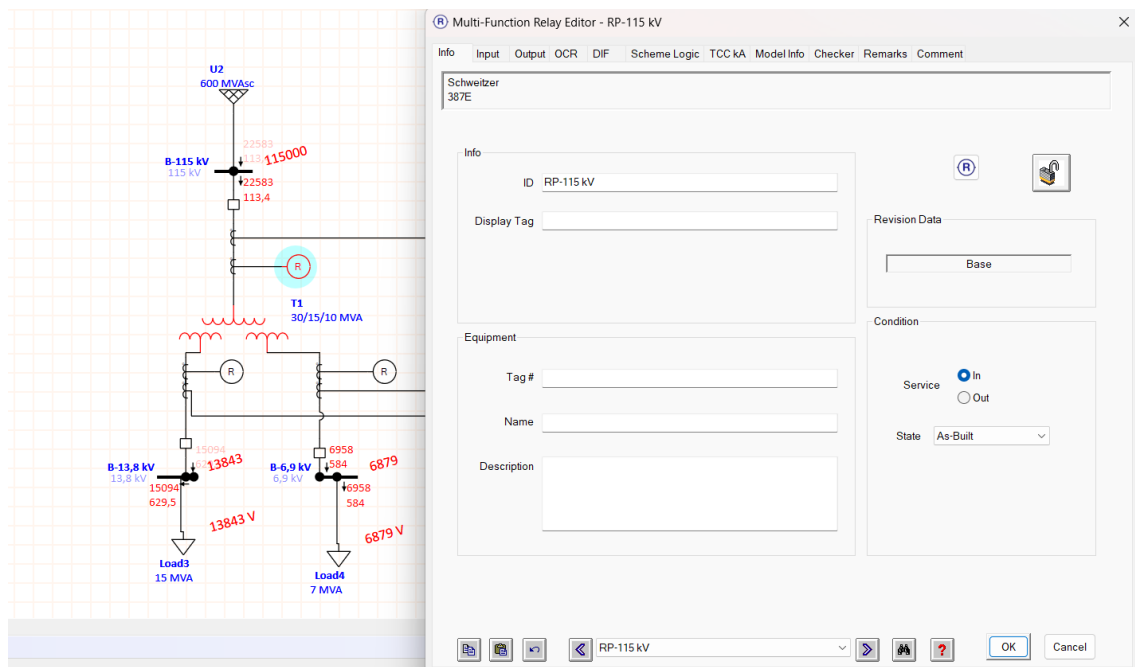


Figura 41. Relé de protección en el lado de 115 kV

Fuente: elaborado por autor

En esta Figura 42 se verifica la correcta conexión del transformador de corriente con el relé de protección en el sistema de 115 kV. Esta conexión es fundamental para el monitoreo de las corrientes del sistema y la activación de la protección de la protección ante condiciones anormales de operación.

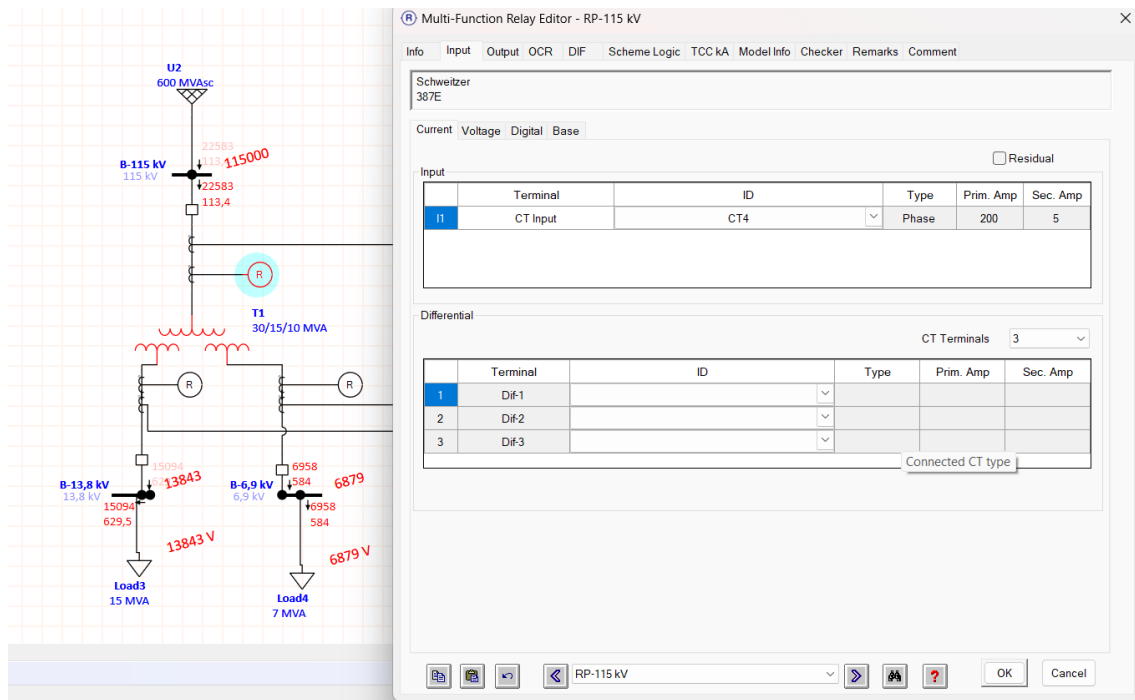


Figura 42. Conexión del CT con el relé de protección en 115 kV

Fuente: elaborado por autor

La Figura 42 muestra la parametrización del relé de sobrecorriente de fase (OCR) en el sistema de 115 kV. En este apartado, se ingresan los valores nominales de corriente que permitirán la detección de sobrecargas y fallas en la red, asegurando una respuesta adecuada del sistema de protección.

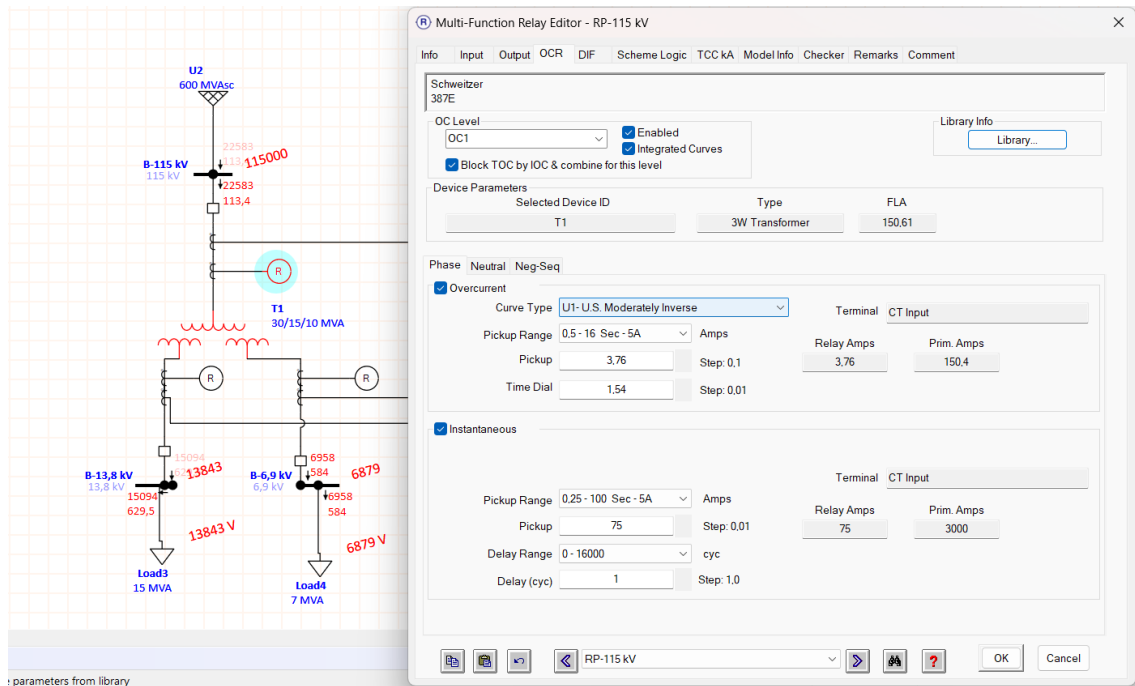


Figura 43. Configuración del OCR de fase en 115 kV

Fuente: elaborado por autor

La Figura 44 presenta la parametrización del relé de sobrecorriente de neutro en el sistema de 115 kV. En este apartado, se ingresan los valores de corriente que circulan por el neutro, los cuales son esenciales para la detección de fallas a tierra y la correcta operación del esquema de protección.

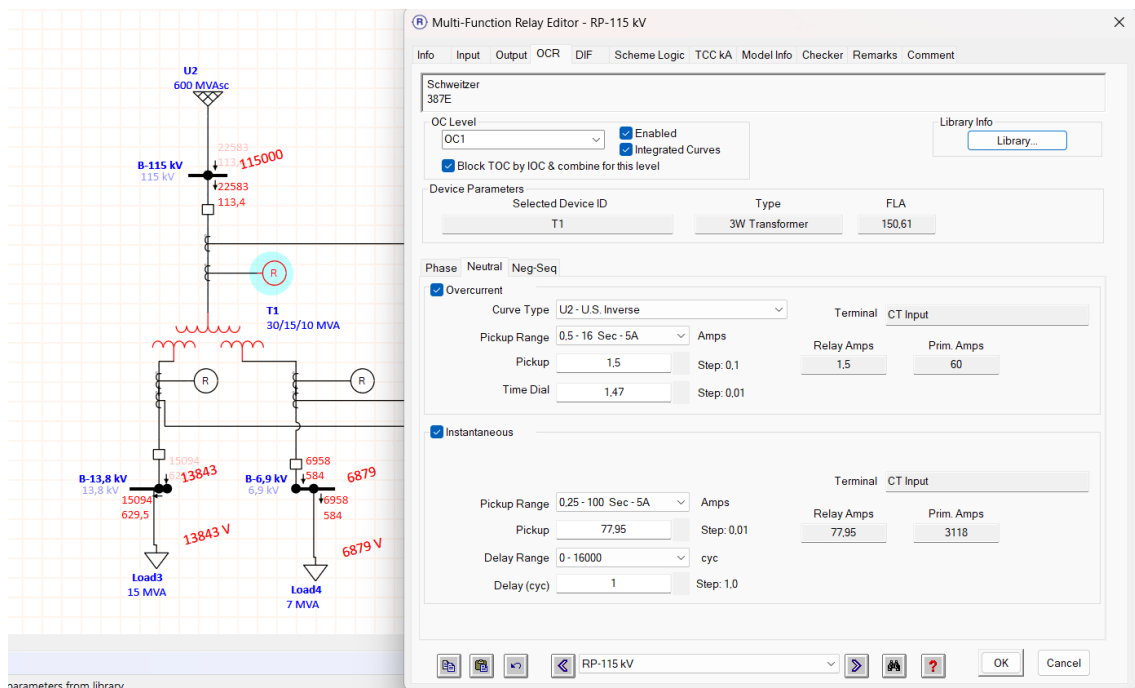


Figura 44. Configuración del OCR de neutro en 115 kV

Fuente: elaborado por autor

La Figura 45 muestra la parametrización del relé de sobrecorriente de secuencia negativa en el sistema de 115 kV. En este apartado, se ingresan los valores de corriente de secuencia negativa.

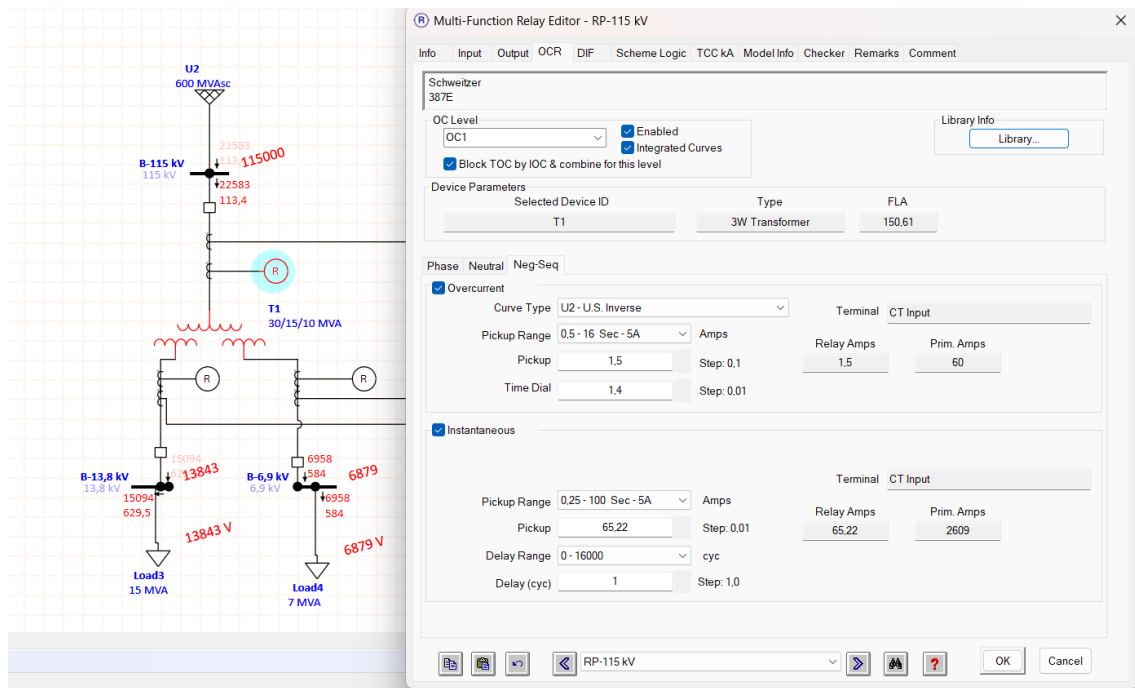


Figura 45. Configuración del OCR de secuencia negativa en 115 kV

Fuente: elaborado por autor

La Figura 46 representa la configuración y parámetros del sistema eléctrico en el lado de 13,8 kV, incluyendo los elementos de protección y medición asociados. Se observa la conexión del transformador de corriente con el relé de protección, lo que permite la detección de fallas y el monitoreo del flujo de corriente en este nivel de tensión.

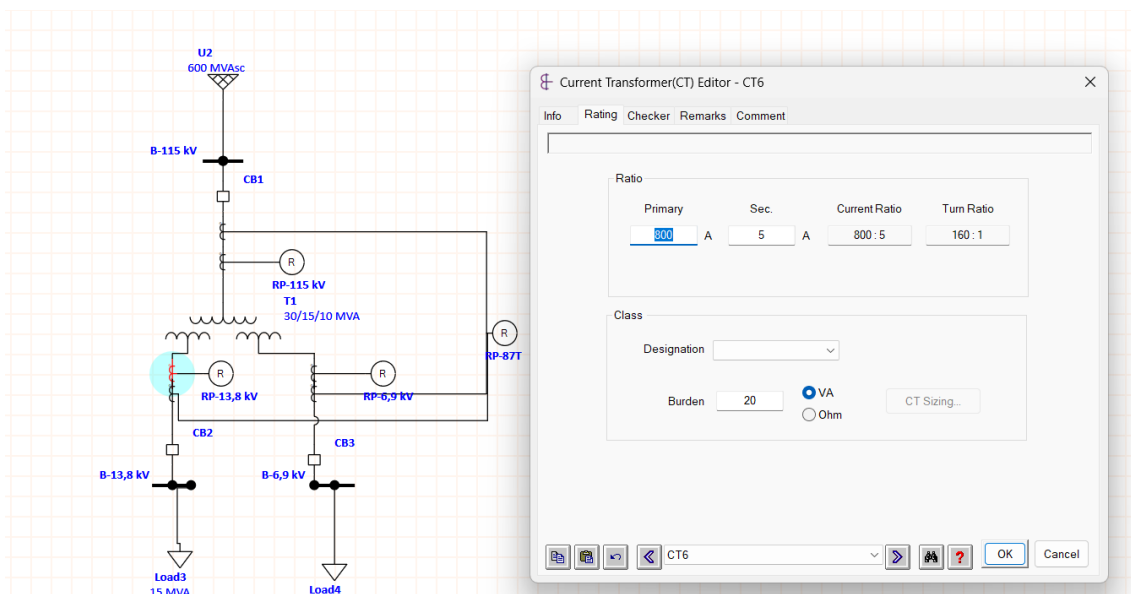


Figura 46. Lado de 13,8 kV

Fuente: elaborado por autor

La Figura 47 muestra la configuración del relé de protección en el nivel 13,8 kV, un dispositivo clave para la detección y mitigación de fallas en el sistema eléctrico. En este grafico se observa la conexión del CT con el relé, asegurando que las mediciones de corriente sean precisas y se activen los mecanismos de protección cuando sea necesario.

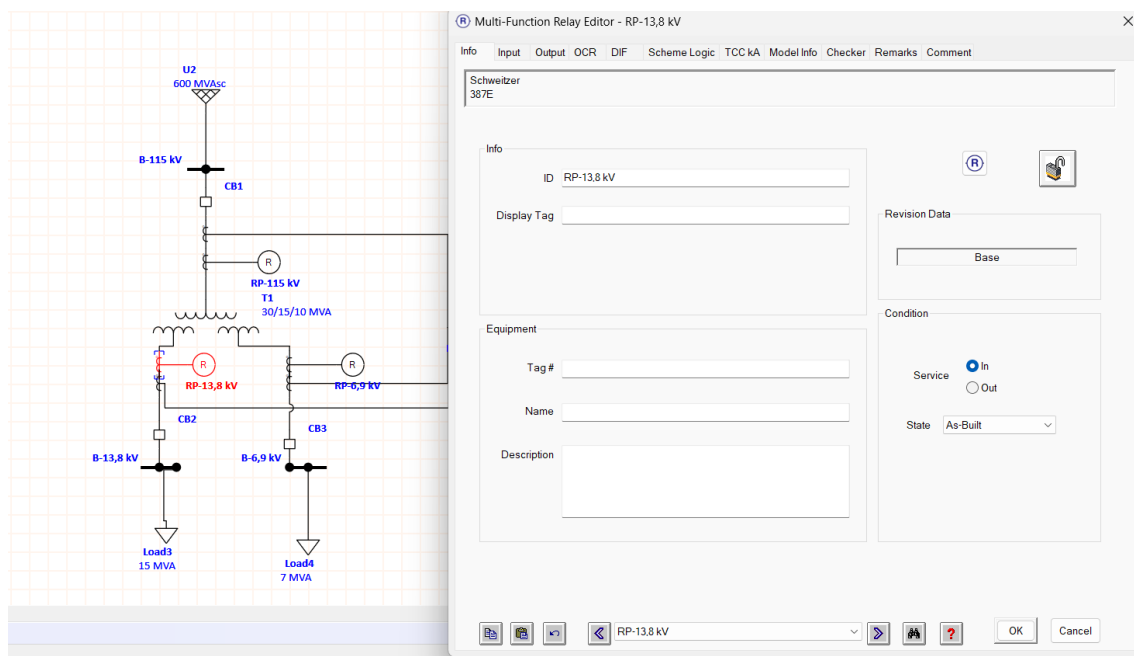


Figura 47. Relé de Protección 13,8 kV

Fuente: elaborado por autor

La Figura 48 muestra la confirmación de la conexión entre el transformador de corriente y el relé de protección, un paso fundamental en la configuración del sistema de protección eléctrica. Esta conexión garantiza que el relé reciba los datos precisos sobre la corriente en la red y pueda actuar de manera eficiente en caso de fallas.

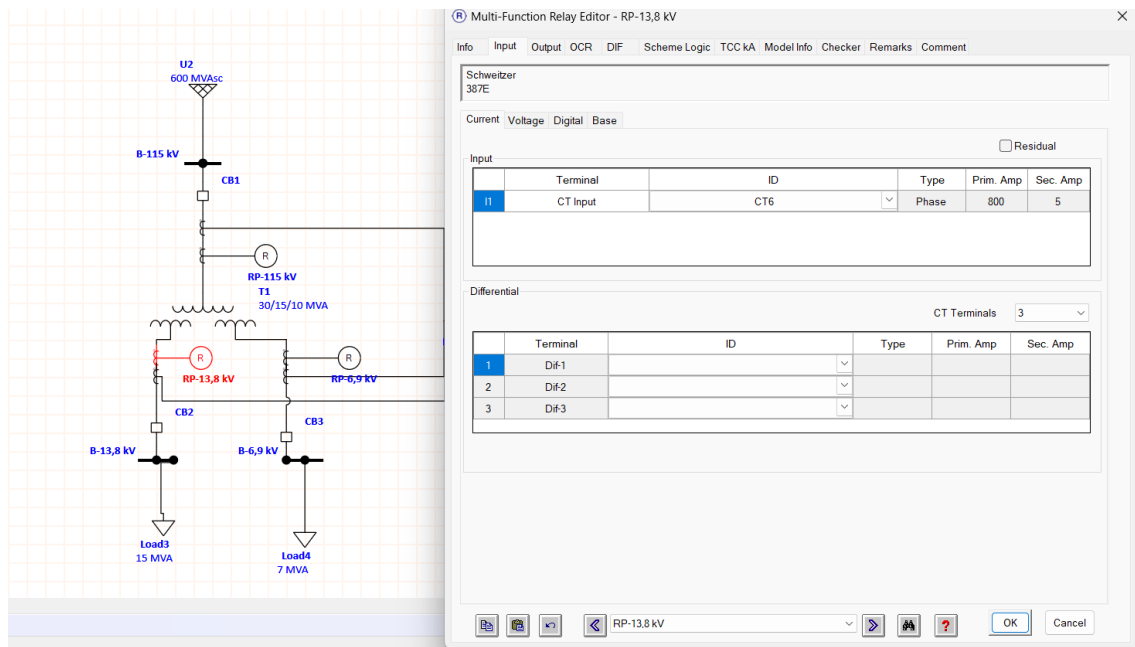


Figura 48. Entrada: Confirmación de la Conexión del CT con el Relé de Protección

Fuente: elaborado por autor

La Figura 49 muestra la configuración del Relé de sobrecorriente de fase (OCR de fase), un componente clave en la protección del sistema eléctrico. En esta etapa, se ingresan los valores nominales de corriente para cada fase, lo que permite establecer los parámetros de operación del relé y definir los límites a partir de los cuales se activará la protección.

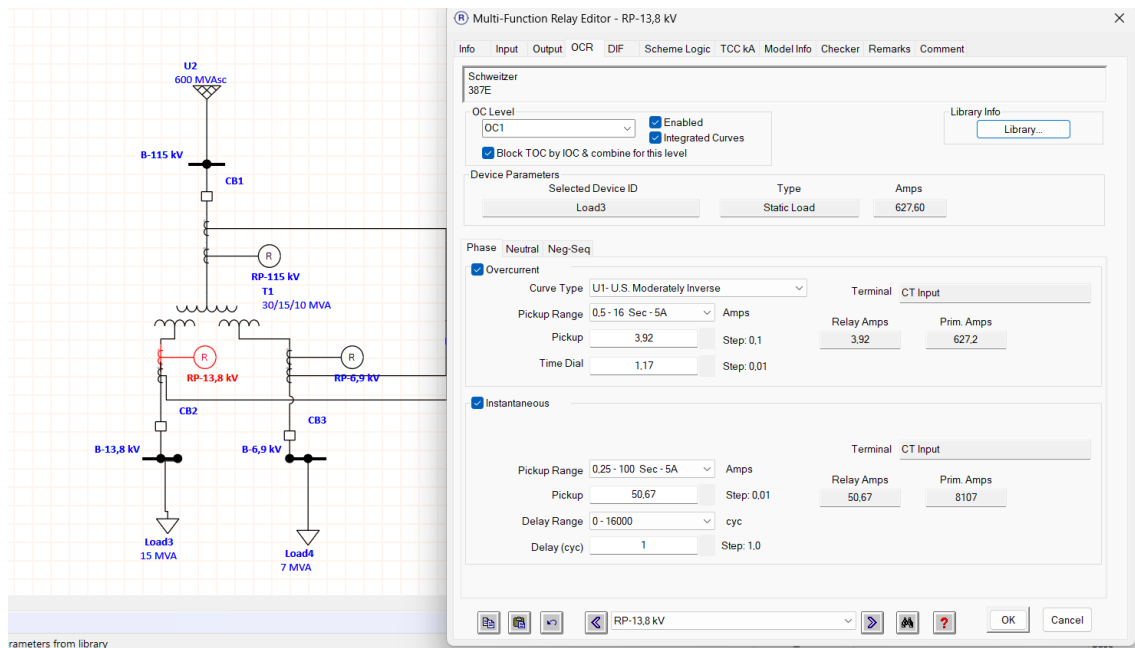


Figura 49. OCR de Fase: Ingreso de los Valores Nominales de Corriente

Fuente: elaborado por autor

La Figura 50 representa la configuración del Relé de sobrecorriente de Neutro (OCR de neutral), un elemento esencial en la protección de sistema eléctricos. En esta etapa, se ingresan los valores de corriente que circulan por el neutro, permitiendo establecer los umbrales para la detección de fallas a tierra o desequilibrios en la red.

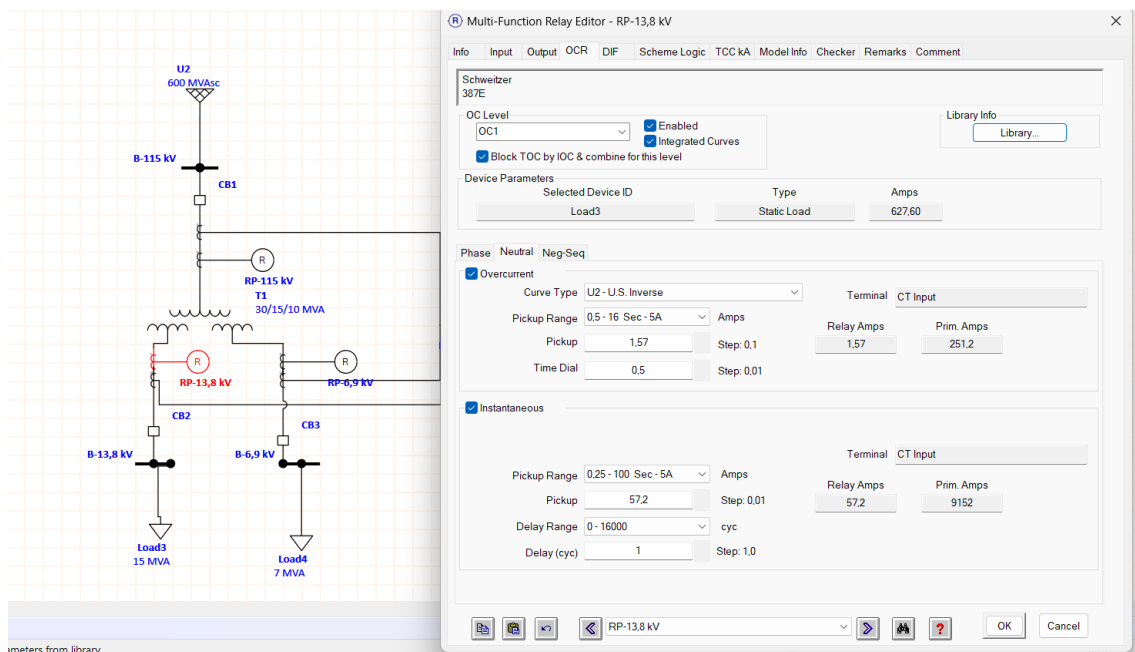


Figura 50. OCR de Neutral: Ingreso de los Valores de Corriente por el Neutro

Fuente: elaborado por autor

Esta Figura 51 muestra la configuración OCR de secuencia negativa, que es fundamental para detectar desequilibrios en el sistema eléctrico. Se ingresan los valores de corriente correspondientes a la secuencia negativa, los cuales permiten identificar fallas asimétricas, como la pérdida de una fase o problemas en la distribución de carga.

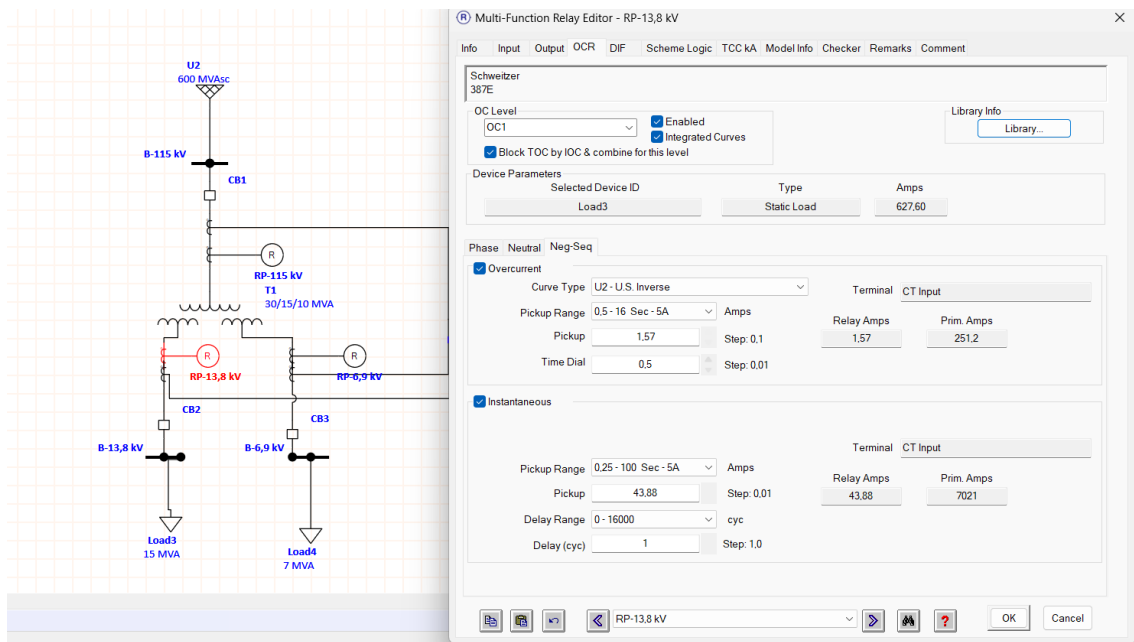


Figura 51. OCR de Secuencia Negativa: Ingreso de los Valores de Corriente de Secuencia Negativa Fuente: elaborado por autor

Esta Figura 52 representa el sistema eléctrico en el nivel de 6.9 kv, donde se encuentran conectados los dispositivos de protección. Se confirma la configuración del sistema y la correcta operación de los relés para garantizar una respuesta eficiente ante cualquier anomalía eléctrica.

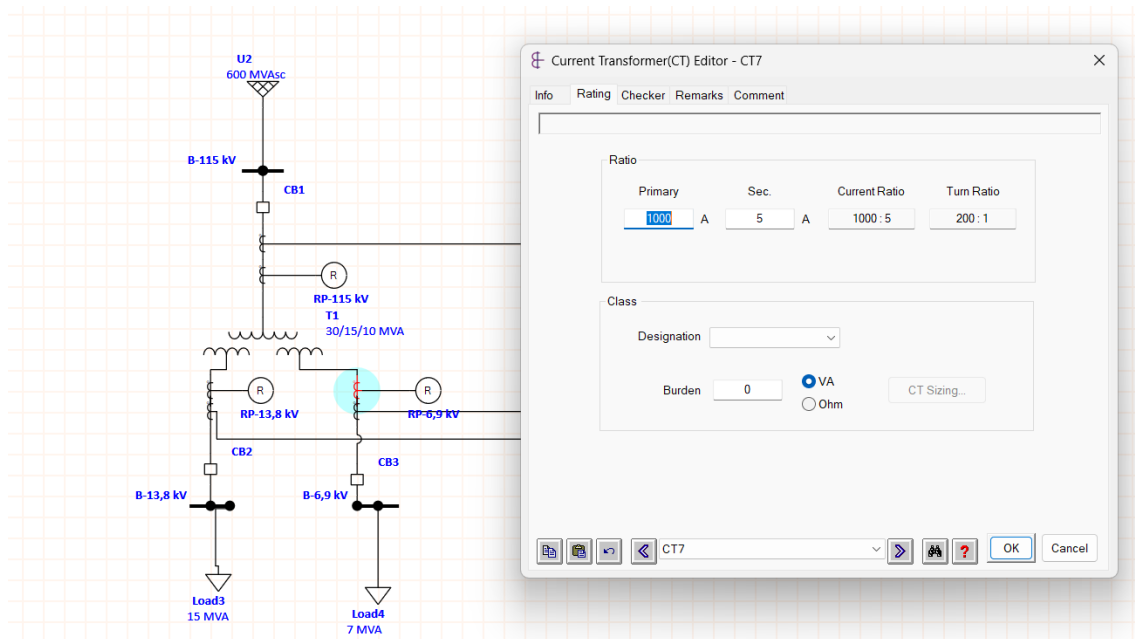


Figura 52. Lado de 6,9 kV

Fuente: elaborado por autor

En la figura 53 muestra la verificación de la conexión entre el transformador de corriente y el relé de protección. Esta conexión es esencial para garantizar que el relé reciba las señales necesarias y pueda operar correctamente ante fluctuaciones de corriente.

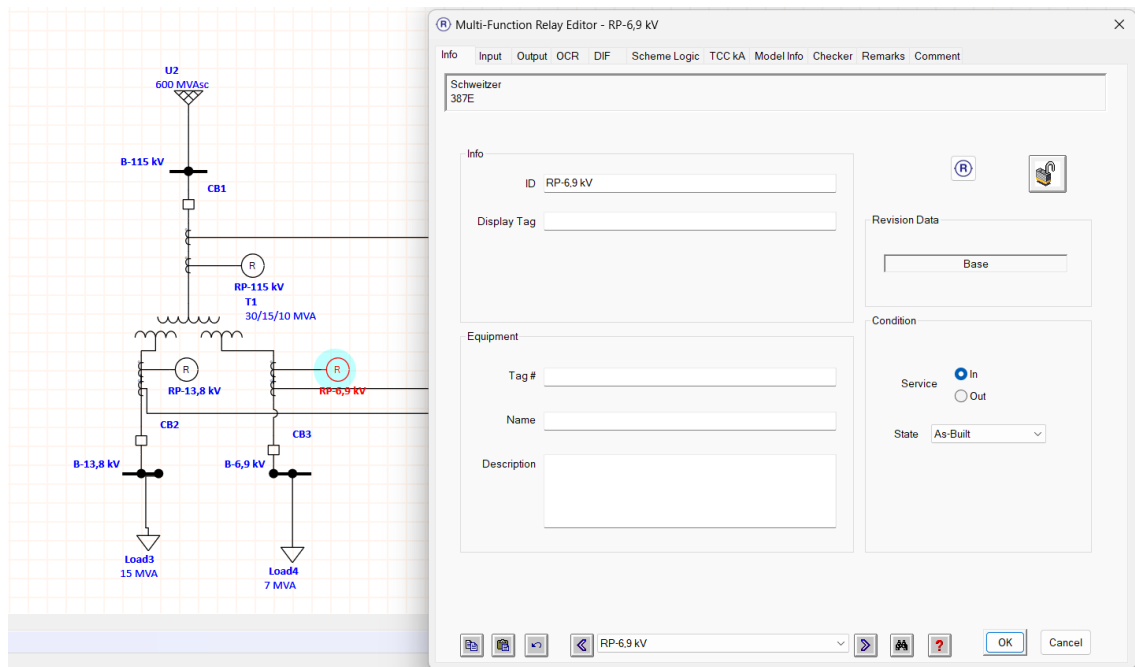


Figura 53. Entrada: Confirmación de la Conexión del CT con el Relé de Protección

Fuente: elaborado por autor

Al igual que en la Figura anterior, aquí se ratifica que el CT está correctamente enlazado con el relé de protección, asegurando una respuesta eficiente del sistema ante condiciones de sobrecorriente o fallas eléctricas.

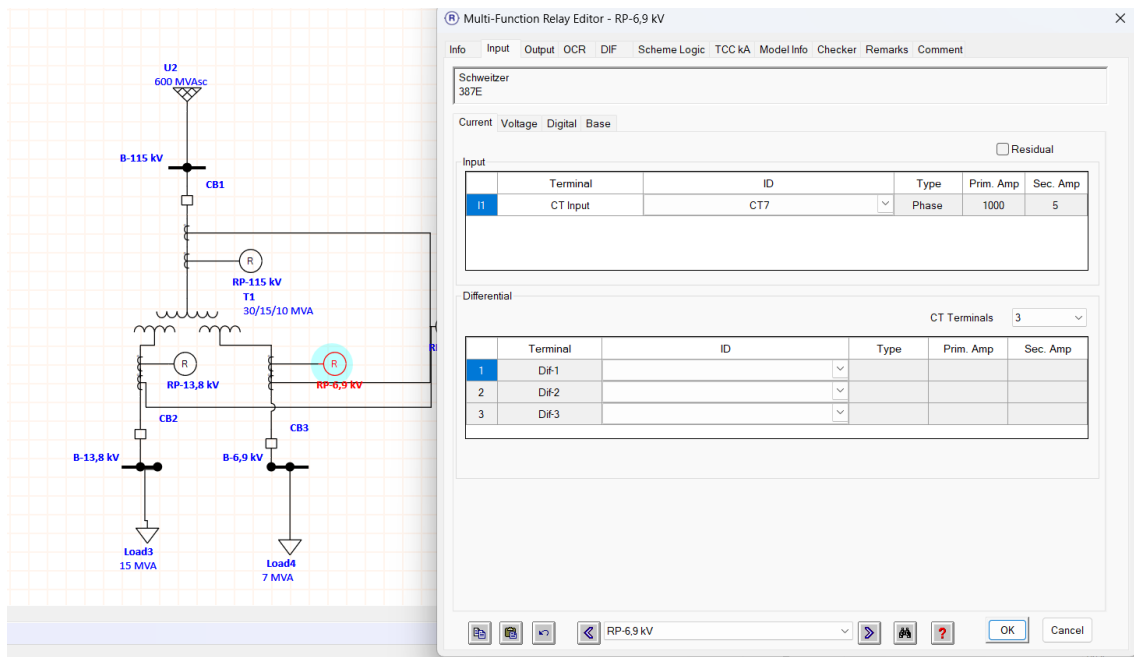
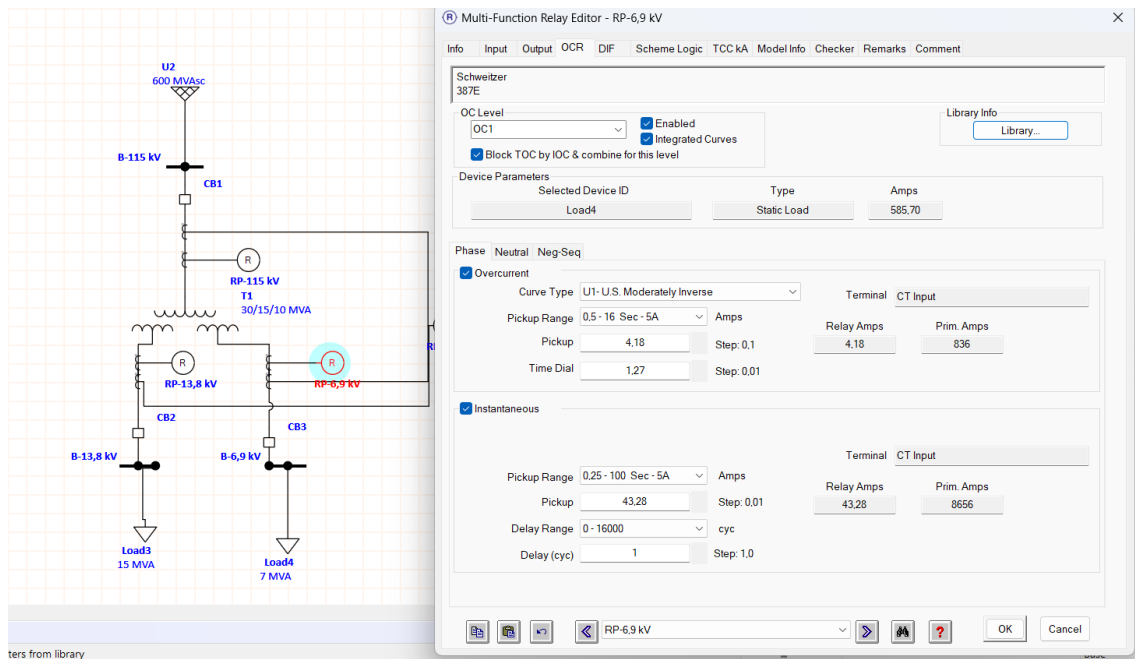


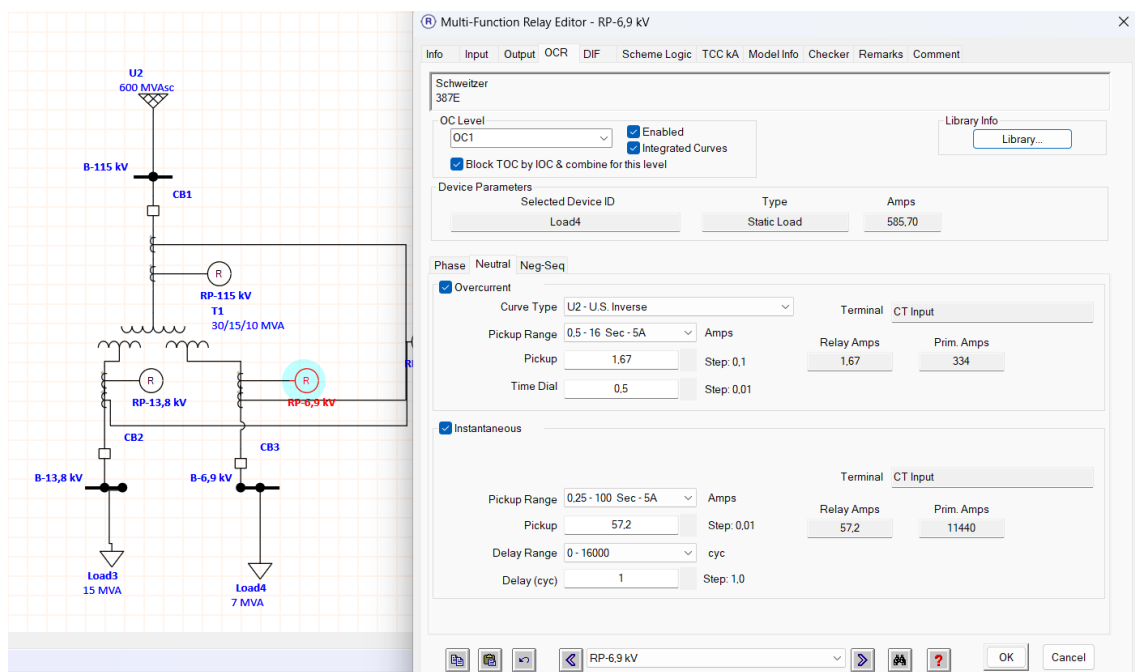
Figura 54. Entrada: Confirmación de la Conexión del CT con el Relé de Protección (Repetición de conexión) Fuente: elaborado por autor

Esta Figura 55 muestra la configuración del OCR de Phase para el sistema de 6.9 kV. En este apartado, se ingresan los valores nominales de corriente por fase, lo que permite establecer los límites en los que el relé deberá actuar para proteger el sistema contra sobrecargas o cortocircuitos en cualquier de sus fases.



**Figura 55. OCR de Fase: Ingreso de los Valores Nominales de Corriente Fuente:
elaborado por autor**

En esta Figura 56 se muestra la configuración del OCR de Neutral en el nivel de 6.9 kV. Se ingresan los valores de corriente que circulan por el neutro, permitiendo la detección de fallas a tierra y posibles desequilibrios en el sistema.



**Figura 56. OCR de Neutral: Ingreso de los Valores de Corriente por el Neutro
Fuente: elaborado por autor**

Esta Figura 57 muestra la configuración del Relé de sobrecorriente de secuencia negativa, un componente esencial en la protección del sistema eléctrico. En esta etapa, se ingresan los valores de corriente de secuencia negativa, los cuales permiten detectar desequilibrios en la red eléctrica.

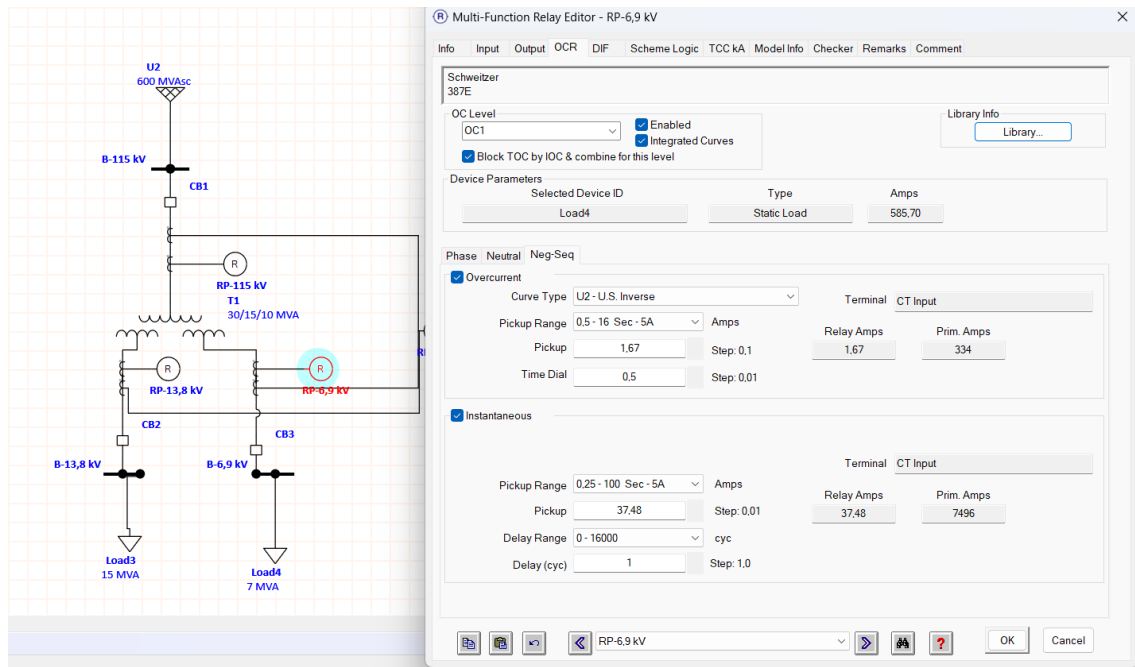


Figura 57. OCR de Secuencia Negativa: Ingreso de los Valores de Corriente de Secuencia Negativa Fuente: elaborado por autor

3.4. Prueba de Ómicron

Para validar la configuración y el correcto funcionamiento del relé SEL-387, se llevaron a cabo pruebas utilizando el equipo de prueba Ómicron. Este dispositivo permite simular condiciones reales de operación del sistema eléctrico, inyectando señales de corriente y tensión con precisión para evaluar la respuesta del relé ante distintos escenarios de falla y operación normal.

Las pruebas se realizaron con el software Test Universe de Ómicron, asegurando una evaluación detallada de los tiempos de respuesta, ajuste de protección y correcto funcionamiento del esquema de protección diferencial.

3.4.1. Verificación de Conexión y Configuración del Sistema de Prueba

Para la ejecución de las pruebas. Se utilizó el equipo de prueba de Omicron CMC 356, el cual permite la simulación de condiciones de falla y la verificación del comportamiento del relé de protección. La configuración inicial del equipo incluyó:

- Conexión del Ómicron a la bahía del transformador mediante cables de prueba adecuado.
- Configuración de los niveles de tensión y corriente nominales del sistema.
- Definición de los valores de referencia según los ajustes del relé SEL-387.

Se realizó una verificación de las conexiones entre el Omicron y el relé Sel-387, asegurando que los terminales estuvieran correctamente asignados según el esquema de pruebas. Posteriormente, se ejecutó una prueba de cableado para confirmar la integridad de las conexiones.

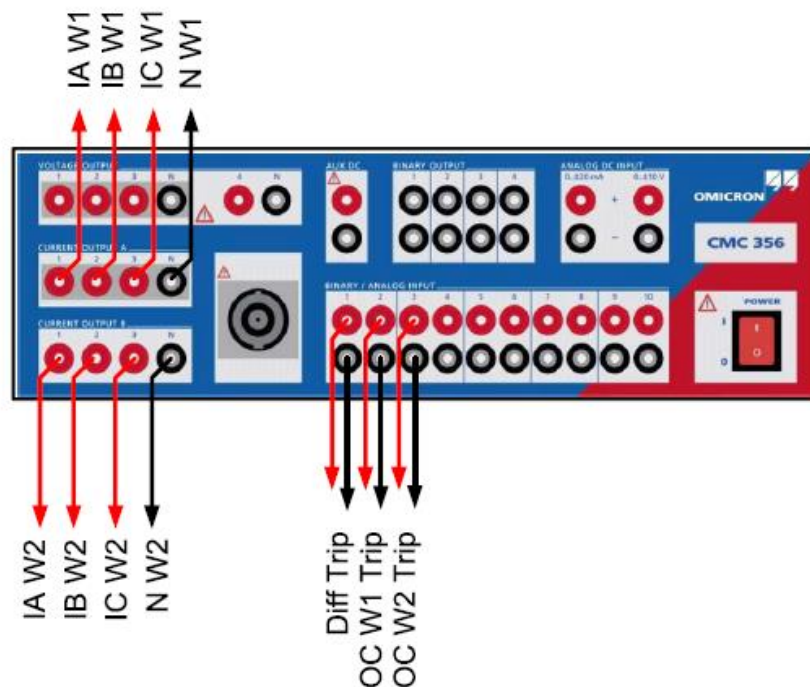


Figura 58. Diagrama de conexión del Omicron al transformador

Fuente: elaborado por autor

3.4.2. Simulación de condiciones Nominales

Se aplicaron valores nominales de tensión y corriente para verificar la respuesta del relé en condiciones normales de operación. Los valores aplicados fueron:

- Tensión nominal primaria: 115 kV

- Tensión nominal secundaria: 13.8kV
- Corriente nominal primaria: 200 A
- Corriente nominal secundaria: 5 A

Se verificó la correcta configuración del Ómicron y la estabilidad de las mediciones.

Equipo en prueba - Ajustes del dispositivo

Subestación/Bahía:

Subestación:	Substation	Dirección de subestación:	Substation address
Bahía:	bay	Dirección de bahía:	bay address

Dispositivo:

Nombre/descripción:	SEL-387	Fabricante:	SEL
Tipo de dispositivo:	Transformer differential protection	Dirección del dispositivo:	device address
No de serie:	serial no.		
Info adicional 1:	Protected object name		
Info adicional 2:	information		

Valores nominales:

f nom:	60,00 Hz	Número de fases:	3
V nom (secundario):	110,0 V	V primario:	115,0 kV
I nom (secundario):	5,000 A	I primario:	200,0 A

Factores de tensión/corriente residuales:

VLN / VN:	1,732	IN / I nom:	1,000
VN (secundario):	36,67 V	IN (secundario):	5,000 A
Dirección de la tensión residual:	3 * V0	Dirección de la corriente residual:	-3 * I0

Límites:

V máx:	600,0 V	I máx:	75,00 A
--------	---------	--------	---------

Filtros antirrebote y antirruido:

Tiempo de antirrebote:	3,000 ms	Tiempo de antirruido:	0,00 s
------------------------	----------	-----------------------	--------

Detección de sobrecarga:

Tiempo de supresión:	50,00 ms
----------------------	----------

Otras propiedades de dispositivo:

Tiempo de reposición:	20,00 ms
-----------------------	----------

Figura 59. Valores Nominales

Fuente: elaborado por autor

3.4.3. Prueba de elemento Diferenciales

Se programaron fallas simuladas en distintos devanados del transformador para evaluar la respuesta del sistema de protección. Se llevaron a cabo las siguientes pruebas:

- Simulación de fallas internas aplicando corriente diferencial controlada.
- Simulación de fallas externas para verificar el correcto bloqueo del relé
- Ajuste de verificación de los umbrales de disparo diferencial.

Los parámetros aplicados fueron:

- Umbral de activación diferencial: 034 In
- Umbral de activación diferencial instantáneo: 10 In
- Tiempos de disparo programados en el Ómicron según la configuración del relé.

3.4.4. Procedimientos de evaluación de Pruebas

Para garantizar un análisis estructurado, se implementó el siguiente protocolo:

- 1) Captura de datos: Se registraron los valores de tensión, corriente y tiempos de respuesta en cada prueba.
- 2) Comparación con parámetros configurados: Se contrastaron los valores obtenidos con los ajustes del relé.
- 3) Análisis de secuencias de eventos: Se verificó que las señales de disparo y bloqueo del relé correspondieran a los escenarios de prueba.
- 4) Evaluación de la estabilidad del sistema: se realizaron múltiples iteraciones para garantizar la repetibilidad de las pruebas
- 5) Documentación de curvas y eventos: se registraron graficas de corriente y tensión para su posterior análisis. (ver figura 60).

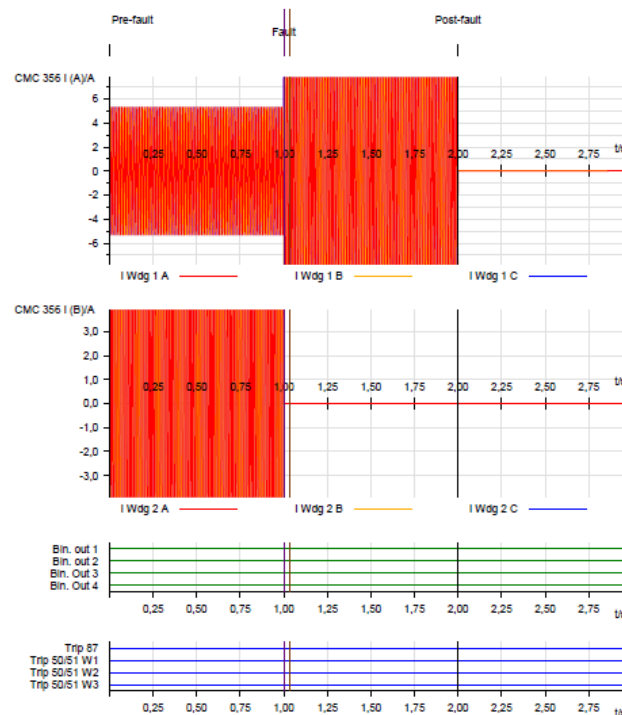


Figura 60. Corriente en los devanados del transformador antes, durante y después de la falla (Pre-fault, Fault, Post-fault)

Fuente: elaborado por autor

Esta Figura 60 presenta las corrientes medidas en cada devanado, incluyendo los valores registrados en el pre-falla, falla y post-falla. Se observan las magnitudes de corriente en cada fase, permitiendo analizar el comportamiento del sistema y la respuesta del Relé ante una condición de falla interna.

Diff configuration W1 A-N:

Equipo en prueba - Parámetros de diferencial

Equipo protegido:

Equipo protegido: Transformador
Grupo vectorial: YY0D1

Nombre de devanado:	Winding 1	Winding 2	Winding 3
Tensión:	115,00 kV	13,80 kV	6,90 kV
Potencia:	30,00 MVA	30,00 MVA	30,00 MVA
Pto. estrella a tierra:	SI	SI	No
TC de conexión en triángulo:	No	No	No

TC:

Nombre de devanado:	Winding 1	Winding 2	Winding 3
Corriente del TC Prim:	200,00 A	800,00 A	1000,00 A
Corriente del TC Sec:	5,00 A	5,00 A	5,00 A
Puesta a tierra del TC:	Hacia equipo prot.	Hacia equipo prot.	Hacia equipo prot.
I prim de TC tierra:	200,00 A	800,00 A	1000,00 A
I sec de TC tierra:	5,00 A	5,00 A	5,00 A
Puesta a tierra de TC tierra:	n/a	n/a	n/a

Figura 61. Formas de onda de corriente de los devanados Winding 1, Winding 2 y Winding 3

Fuente: Elaborado por autor

En esta Figura se ilustran las tensiones nominales en los tres devanados, así como los valores registrados durante las pruebas realizados con el Omicron CMC 356. Esta información es clave para evaluar la estabilidad del sistema y la correcta configuración del relé de protección.

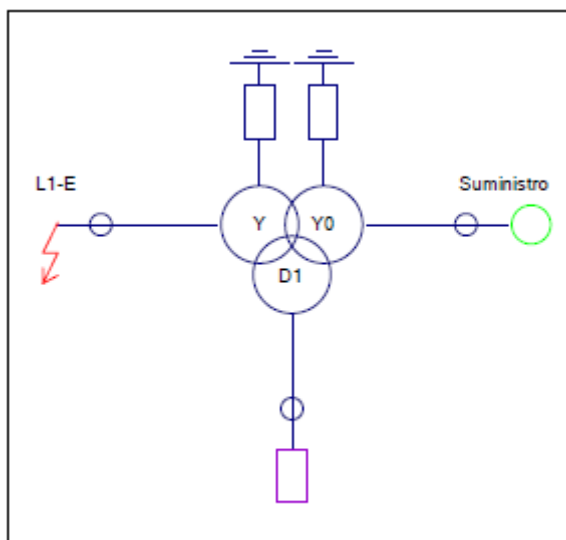


Figura 62. diagramas unifilares del transformador en prueba

Fuente: elaborado por autor

La Figura muestra el diagrama unifilar, donde se presentan los tres devanados del sistema. En este esquema se visualiza las conexiones de los transformadores de medición utilizados en la configuración del relé SEL-387 para la protección diferencial.

3.5. Ingresos de datos y ejecución en el OMICRON

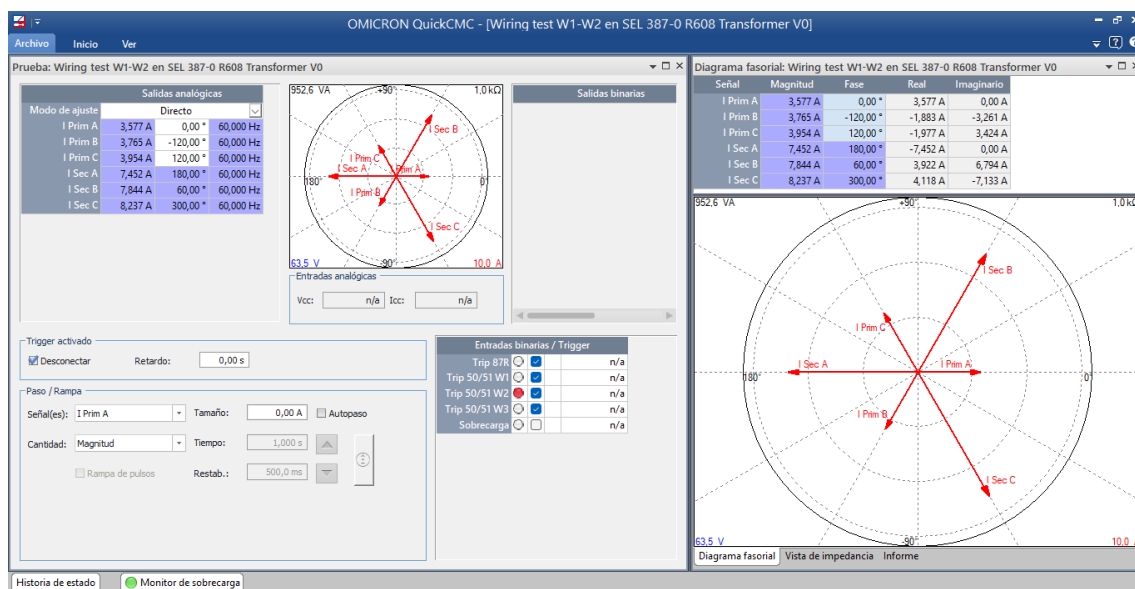


Figura 63. Wiring Test W1 – W2

Fuente: elaborado por autor

Se verifica la correcta conexión y polaridad entre los devanados del transformador, asegurando mediciones precisas antes de las pruebas de protección diferencial.

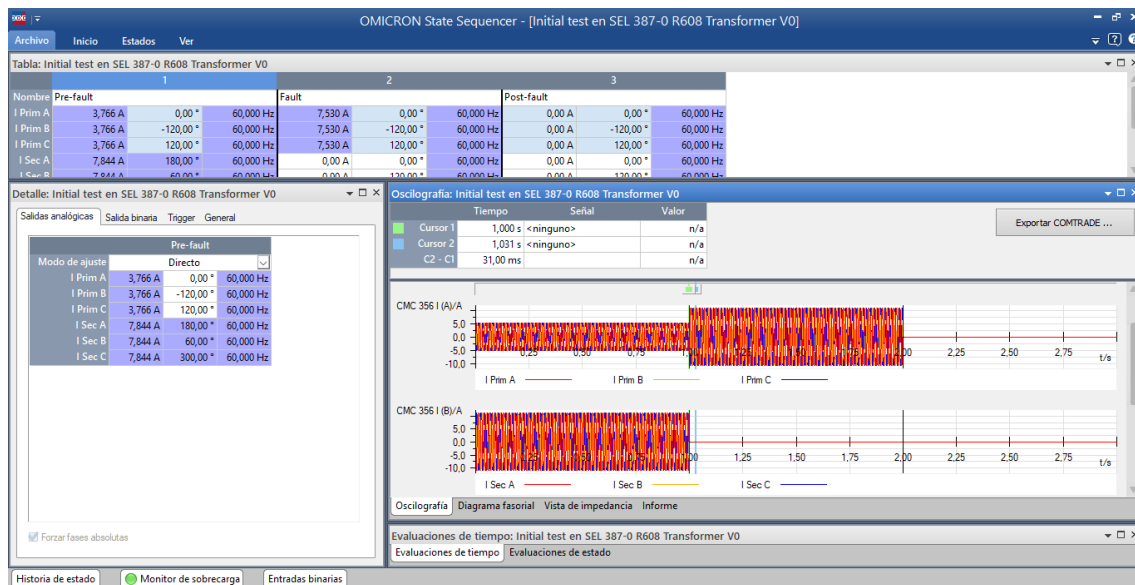


Figura 64. Omicron State Sequencer - Prueba Inicial en SEL 387-0 R608

Fuente: elaborado por autor

Se evalúa la respuesta del relé bajo condiciones predefinidas, verificando tiempos de activación y estabilidad antes de pruebas avanzadas.

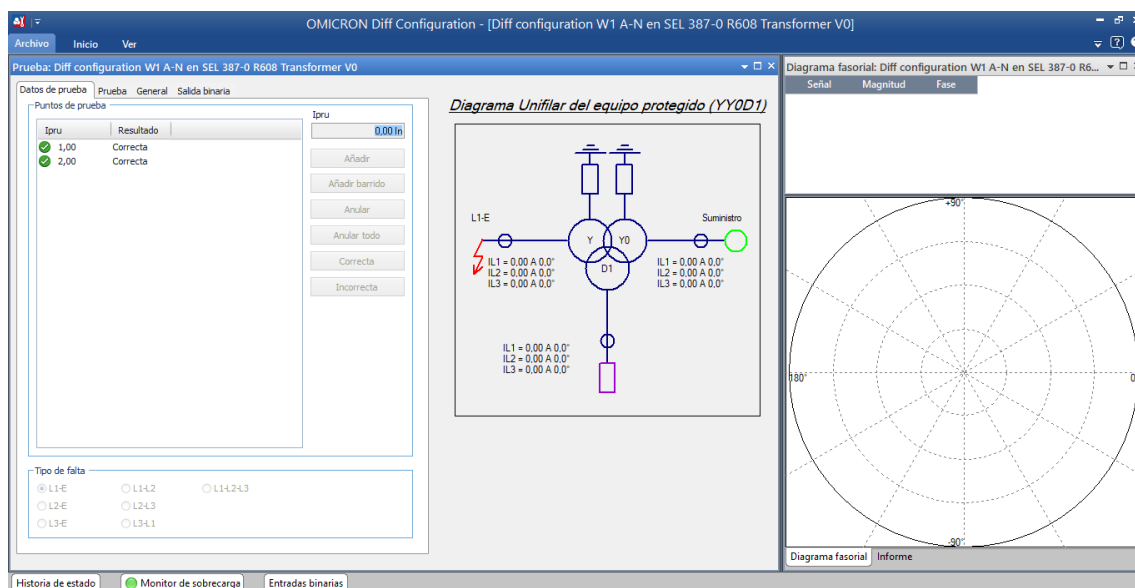


Figura 65. Diff Configuration W1 A-N

Fuente: elaborado por autor

Se verifica la correcta operación de la protección diferencial, evaluando la respuesta del relé ante corrientes de fallas en el devanado W1 respecto al neutro (A-N).

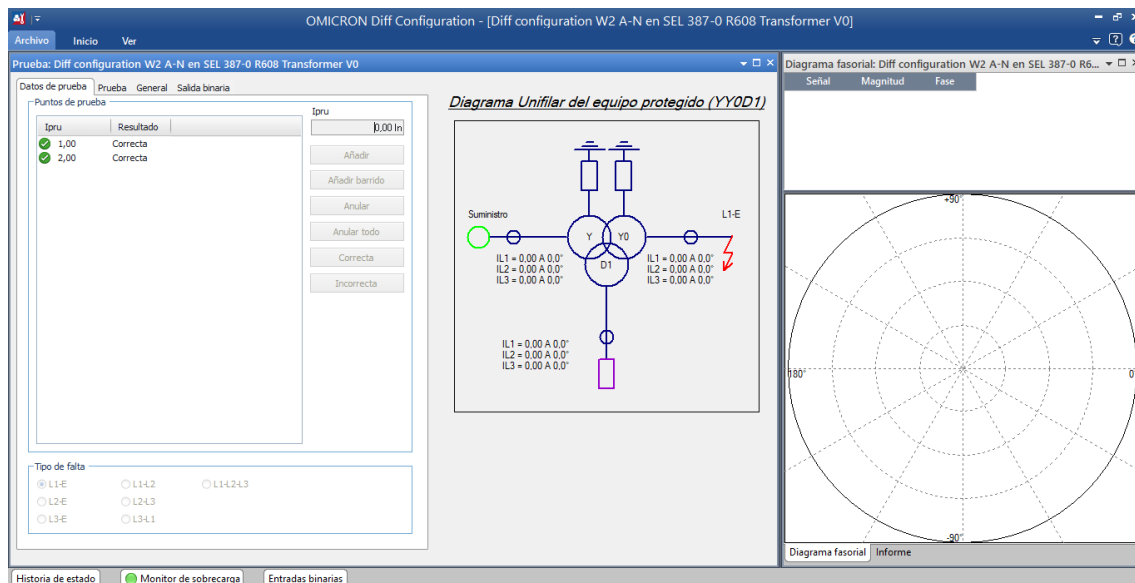


Figura 66. Diff Configuration W2 A-N

Fuente: elaborado por autor

Se evalúa la respuesta del relé ante fallas en el devanado secundario W2 respecto al neutro (A-N), asegurando la correcta configuración de la protección diferencial.

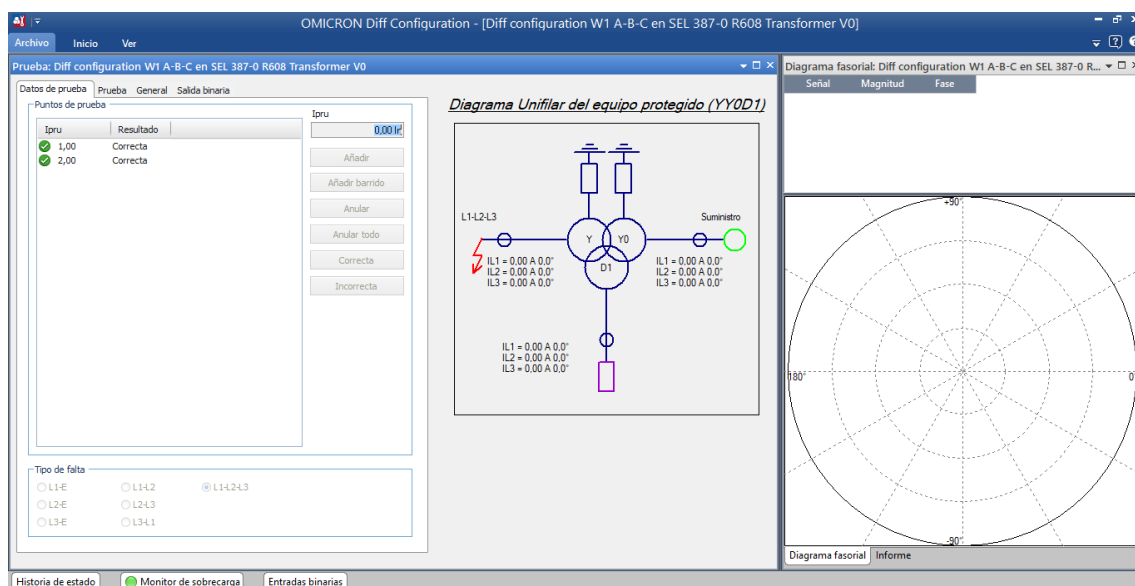


Figura 67. Diff Configuration W1 A-B-C

Fuente: elaborado por autor

En el SEL 387 verifica la respuesta del relé ante la falla trifásicas en el devanado primario W1, asegurando la correcta operación de la protección diferencial.

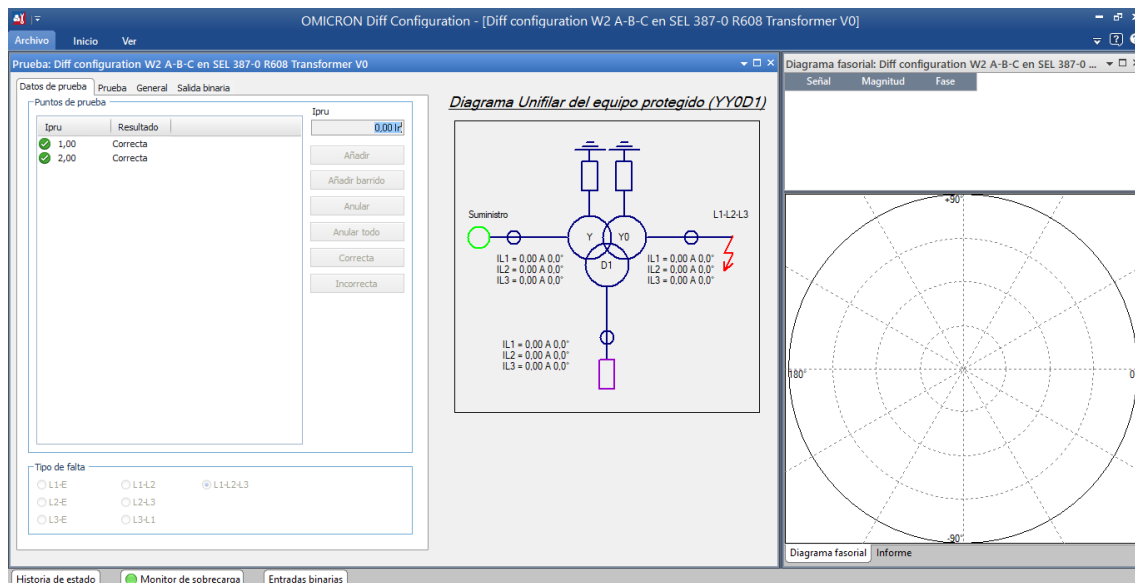


Figura 68. Diff Configuration W2 A-B-C

Fuente: elaborado por autor

Se evalúa la respuesta del relé ante fallas trifásicas en el devanado secundario W2, garantizando la correcta configuración de la protección diferencial.

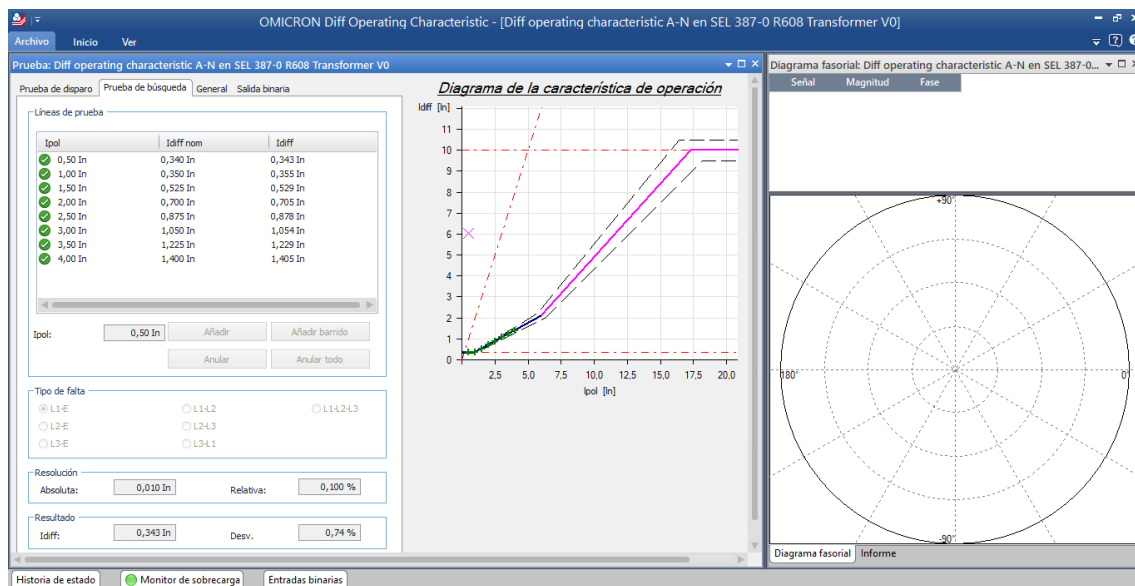


Figura 69. Diff Operating Characteristic A-N

Fuente: elaborado por autor

Se verificó la curva de operación diferencial ante fallas monofásicas A-N, asegurando la correcta sensibilidad y tiempo de respuesta del relé.

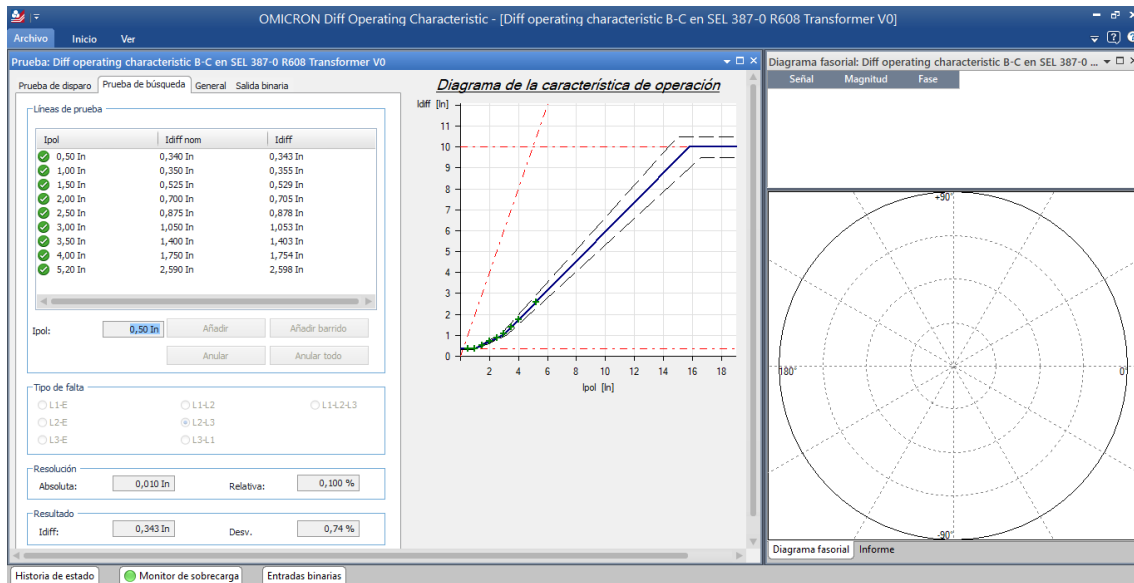


Figura 70. Diff Operating Characteristic B-C

Fuente: elaborado por autor

Se evaluó la respuesta del relé ante fallas bifásicas B-C, verificando la correcta operación y selectividad de la protección diferencial.

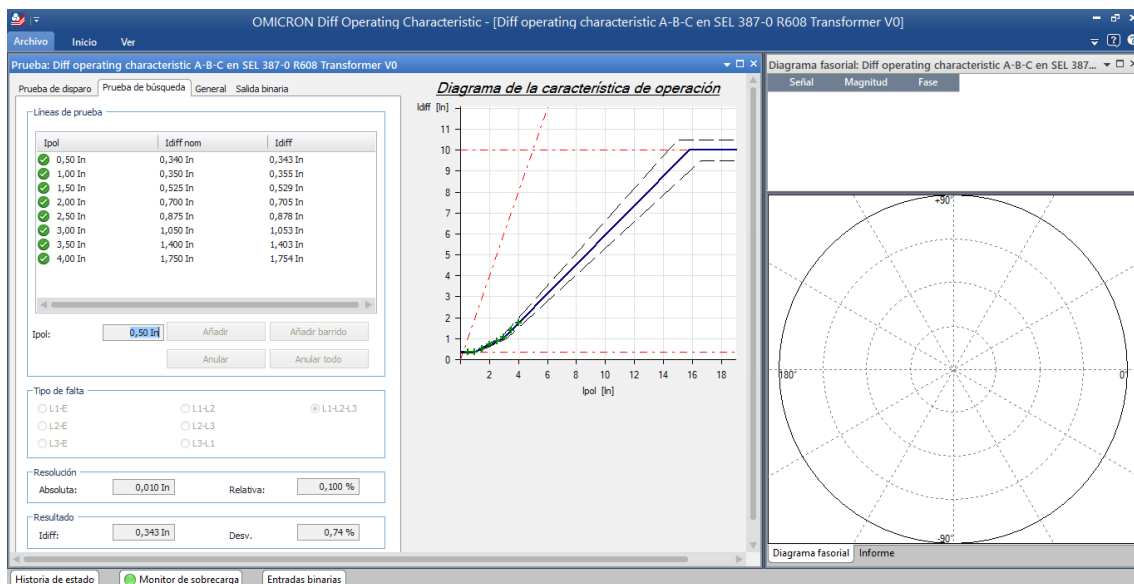


Figura 71. Diff Operating Characteristic A-B-C

Fuente: elaborado por autor

Se verificó la respuesta del relé ante fallas trifásicas, asegurando la correcta operación y ajuste de la protección diferencial.

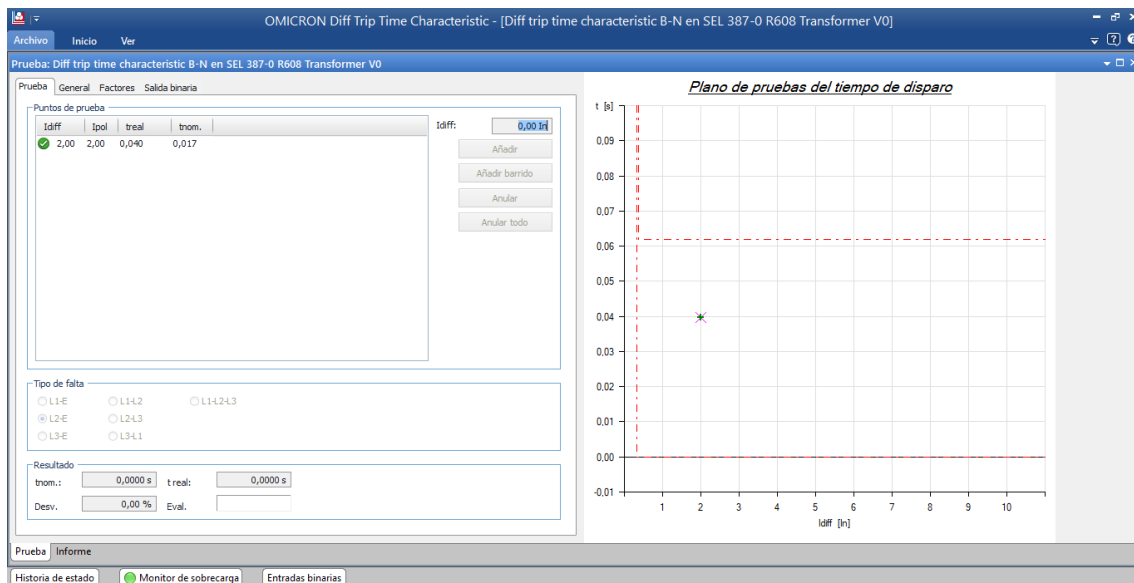


Figura 72. Diff Trip Time Characteristic B-N

Fuente: elaborado por autor

Se mide el tiempo de disparo del relé ante una falla monofásica entre la fase B y el neutro, asegurando una respuesta rápida y precisa de la protección diferencial.

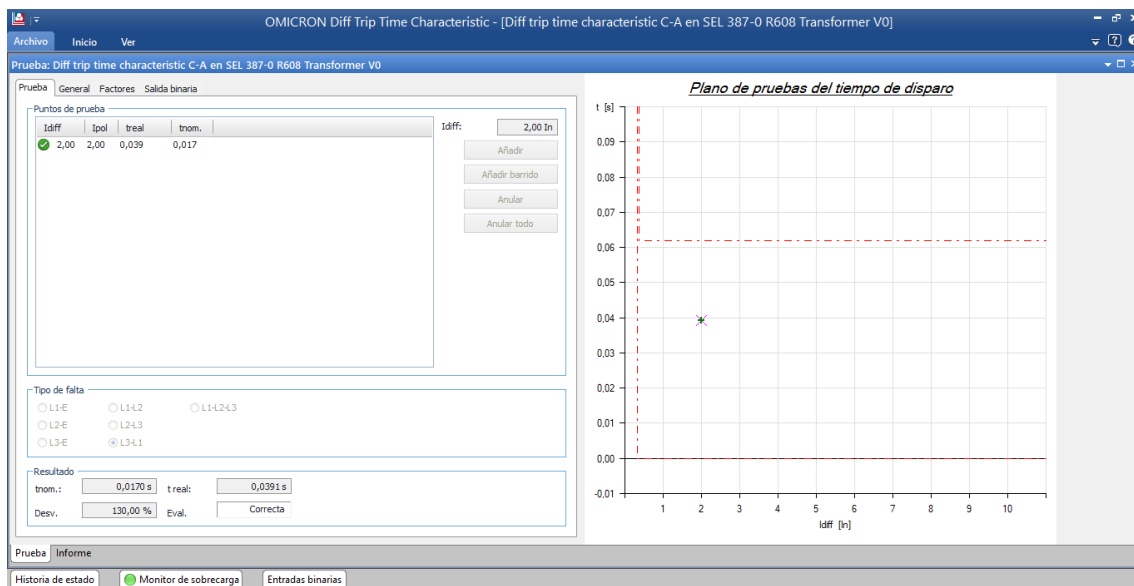


Figura 73. Diff Trip Time Characteristic C-A Fuente: elaborado por autor

Se evalúa el tiempo de disparo del relé ante una falla bifásica entre las fases C y A, garantizando una respuesta adecuada de la protección diferencial.

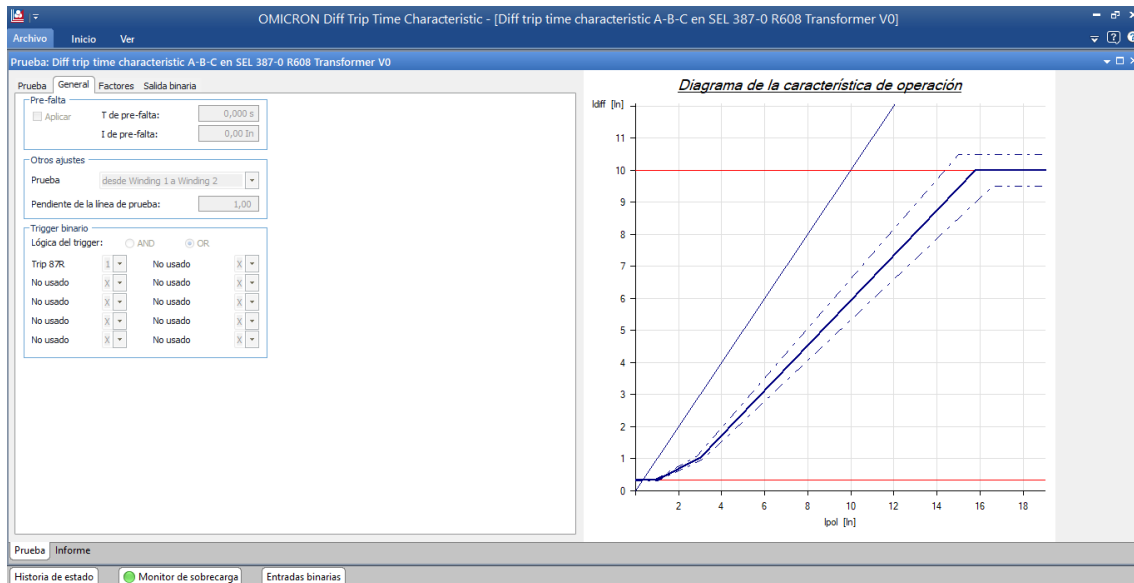


Figura 74. Diff Trip Time Characteristic A-B-C Fuente: elaborado por autor

Se mide el tiempo de disparo del relé ante una falla trifásica, asegurando una respuesta rápida y efectiva de la protección diferencial.

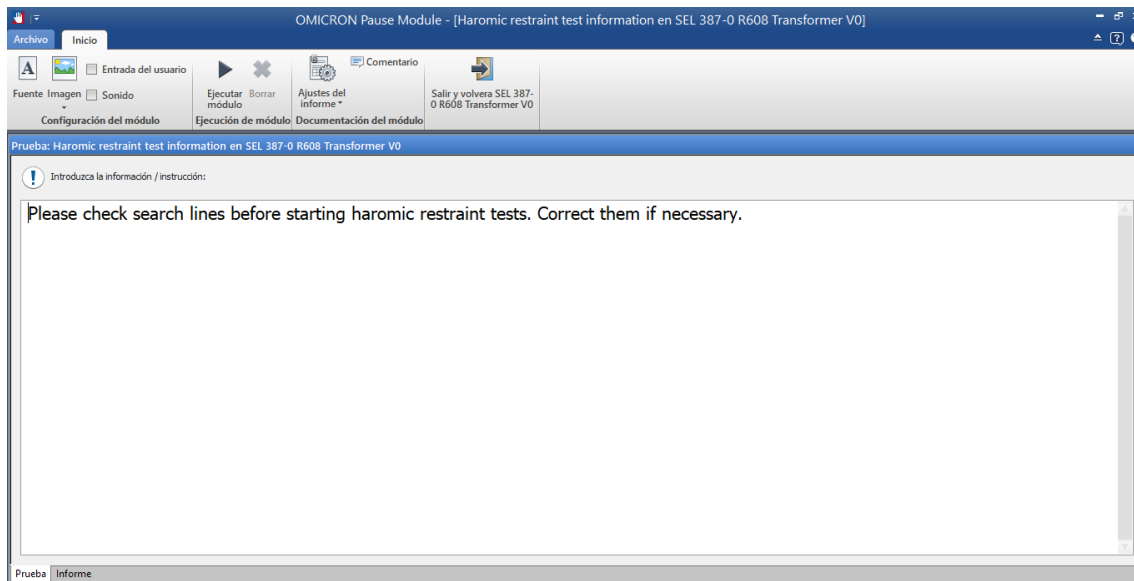


Figura 75. Harmonic Restraint Test Information Fuente: elaborado por autor

Se evaluó la capacidad del relé para restringir disparos indebidos ante altos contenidos armónicos, asegurando una operación estable de la protección diferencial.

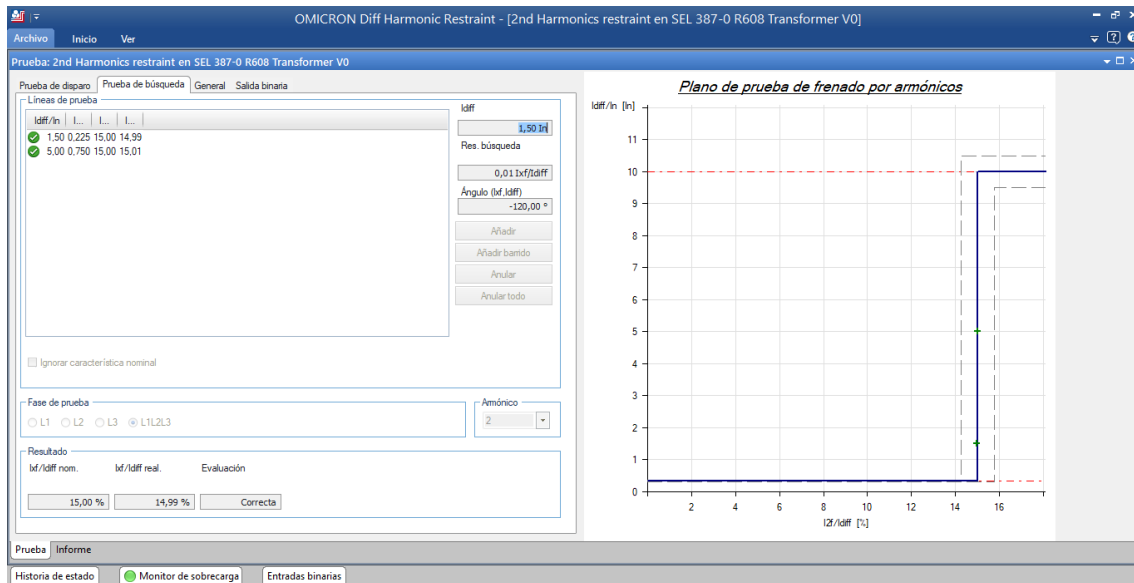


Figura 76. 2nd Harmonics Restraint Fuente: elaborado por autor

Se verificó la capacidad del relé para bloquear disparos ante la presencia de armónicos de segunda orden, evitando falsas activaciones en condiciones transitorias.

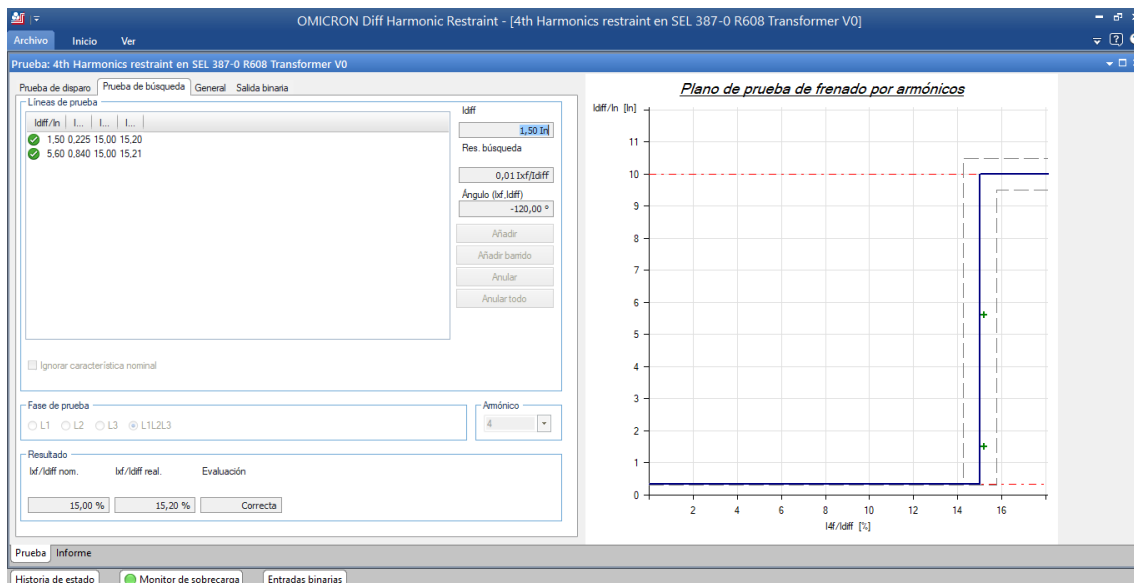


Figura 77. Restricción por el 4º armónico Fuente: elaborado por autor

La restricción diferencial evita disparos indebidos durante la irrupción del transformador. La prueba de omicron verifica su correcta actuación, asegurando selectividad en la protección.

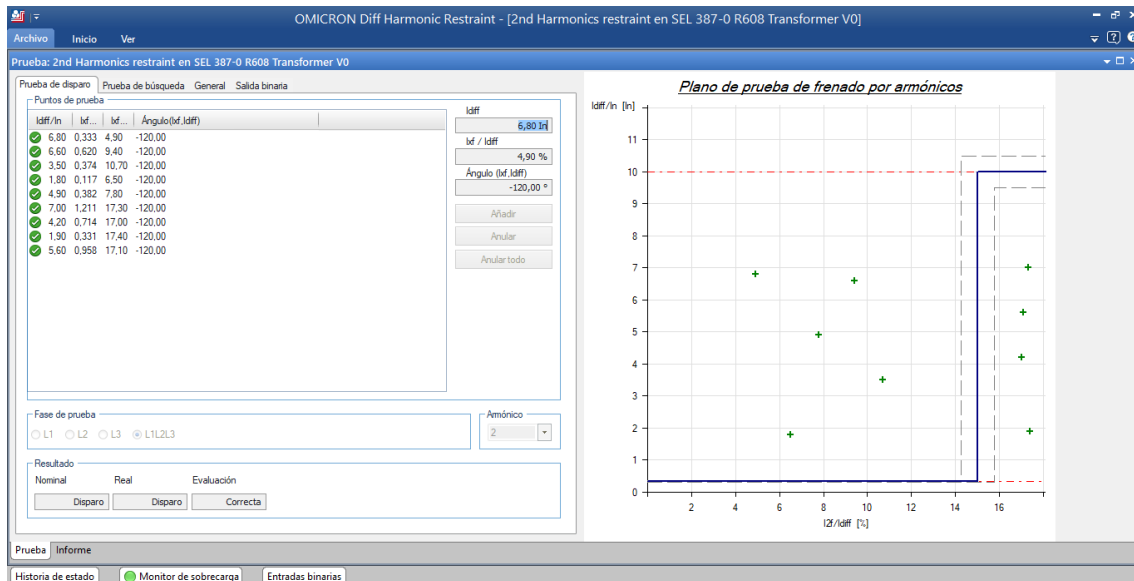


Figura 78. 2ND Harmonics Restraint Fuente: elaborado por autor

Se previno disparos indebidos durante la irrupción del transformador. La prueba con Omicron valida su configuración correcta y respuesta ante eventos transitorios.

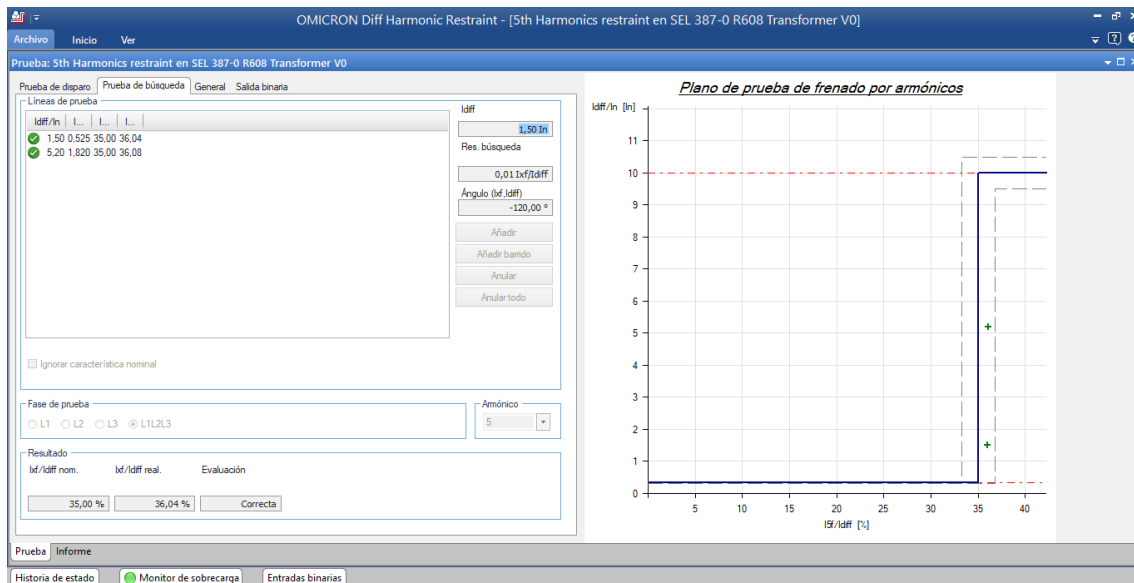


Figura 79. restricción de 5.º Armónico Fuente: elaborado por autor

Mejoró la discriminación de fallas internas y transitorias. La prueba con OMICRON se verificó su correcta actuación para evitar disparos erróneos.

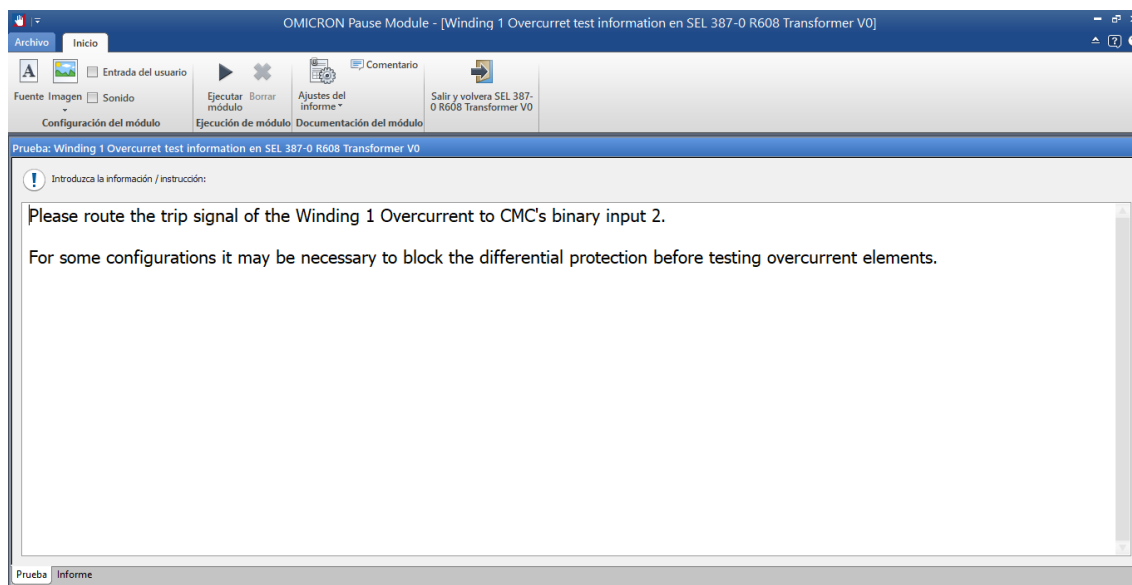


Figura 80. Winding 1 Overcurrent Fuente: elaborado por autor

Se evaluó la respuesta del relé ante sobrecorrientes en el primer devanado. Omicron verifica su correcto umbral de operación y tiempo de actuación.

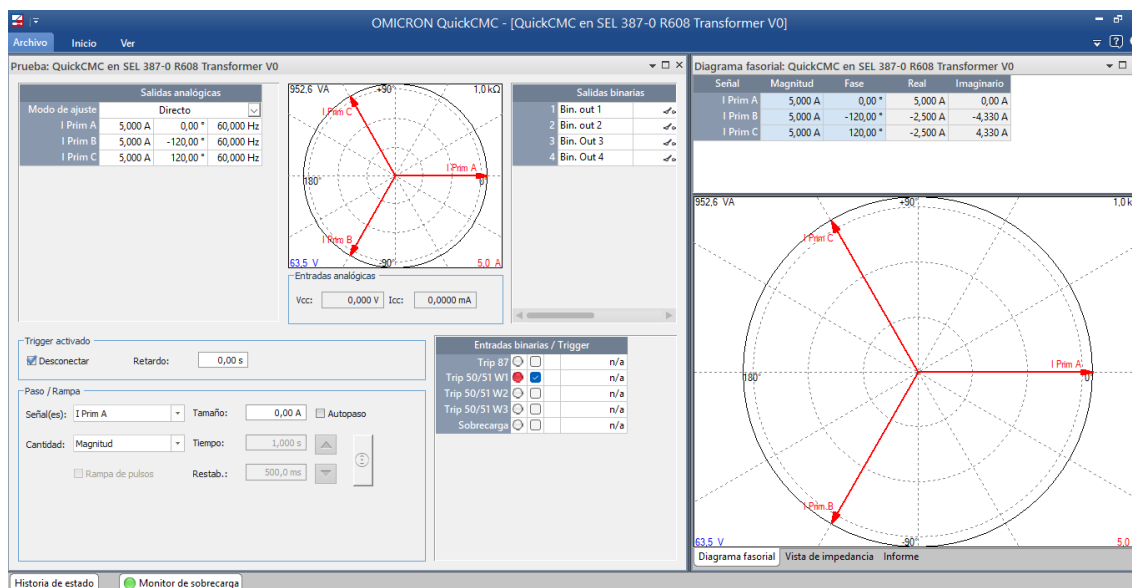


Figura 81. QuickCMC en el SEL-387E Fuente: elaborado por autor

Se verificó rápidamente la configuración y respuesta del relé ante diversas condiciones de falla. OMICRON facilitó la inyección de señales para evaluar su desempeño.

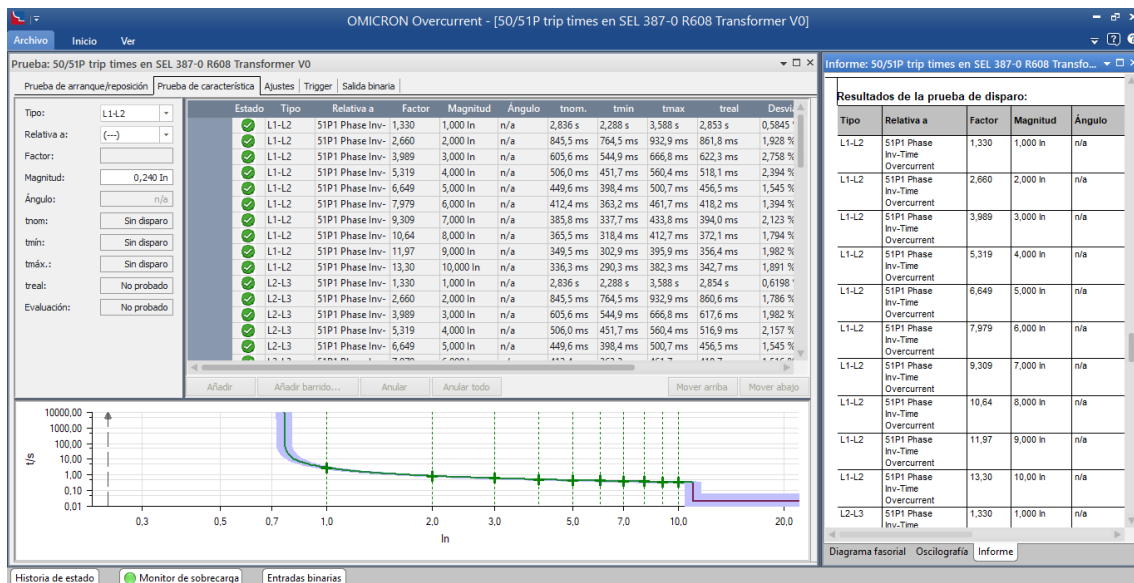


Figura 82. Overcurrent 50/51P Trip Times Fuente: elaborado por autor

Se verificó los tiempos de disparo ante sobrecorrientes de fase, asegurando la correcta coordinación y selectividad del sistema de protección.

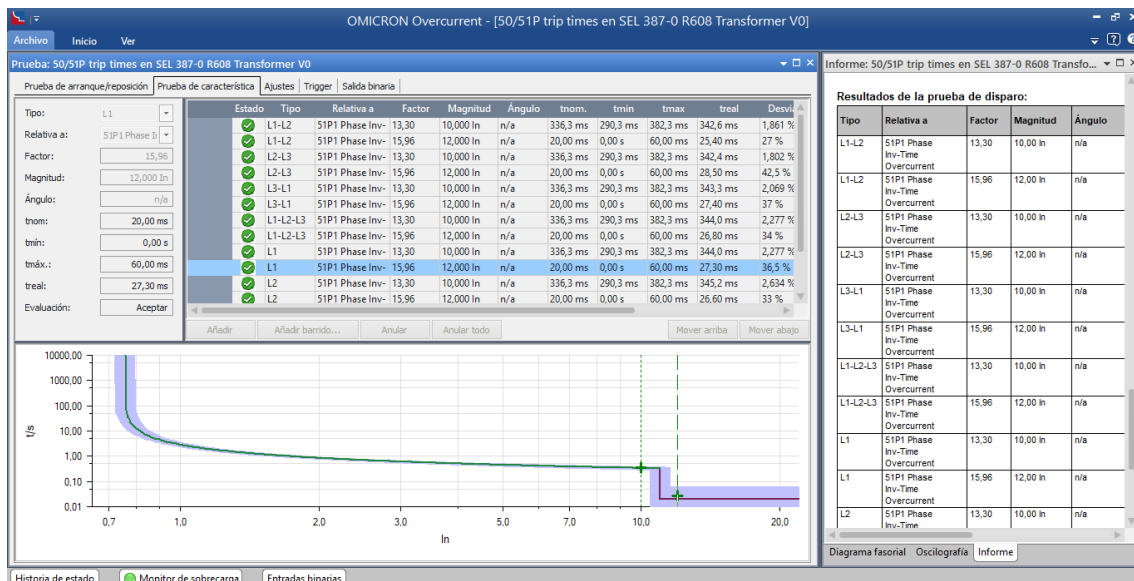


Figura 83. Overcurrent 50/51P Trip Times Fuente: elaborado por autor

Se evaluó los tiempos de respuesta del relé ante sobrecorrientes de fase, validando su correcta operación y coordinación con el sistema de protección.

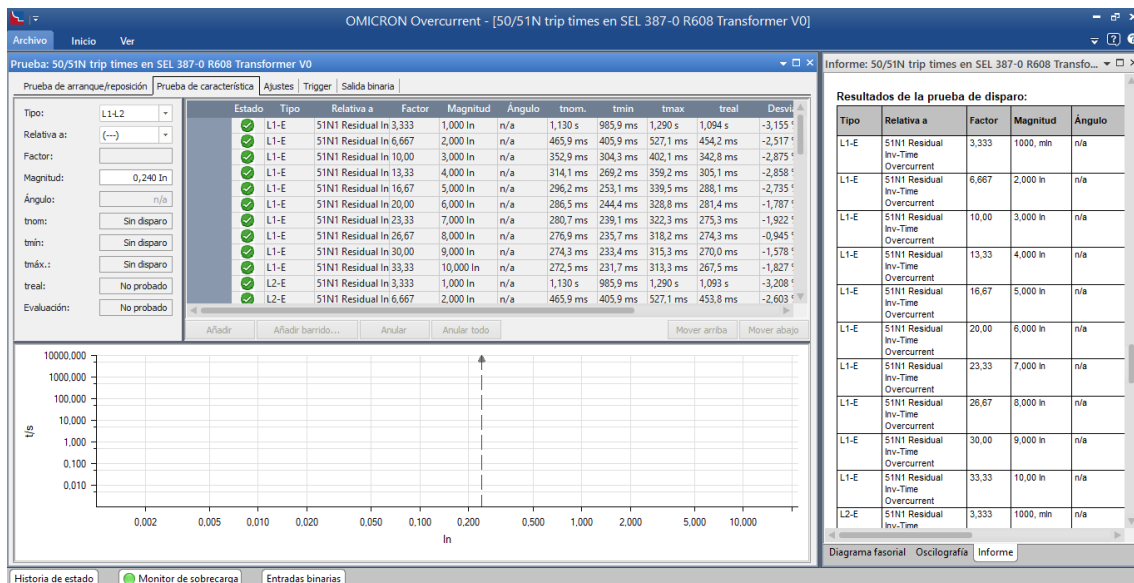


Figura 84. Overcurrent 50/51N Trip Times Fuente: elaborado por autor

Se verificó los tiempos de disparo ante sobrecorrientes en el neutro, asegurando su correcta operación y coordinación en la protección del transformador.

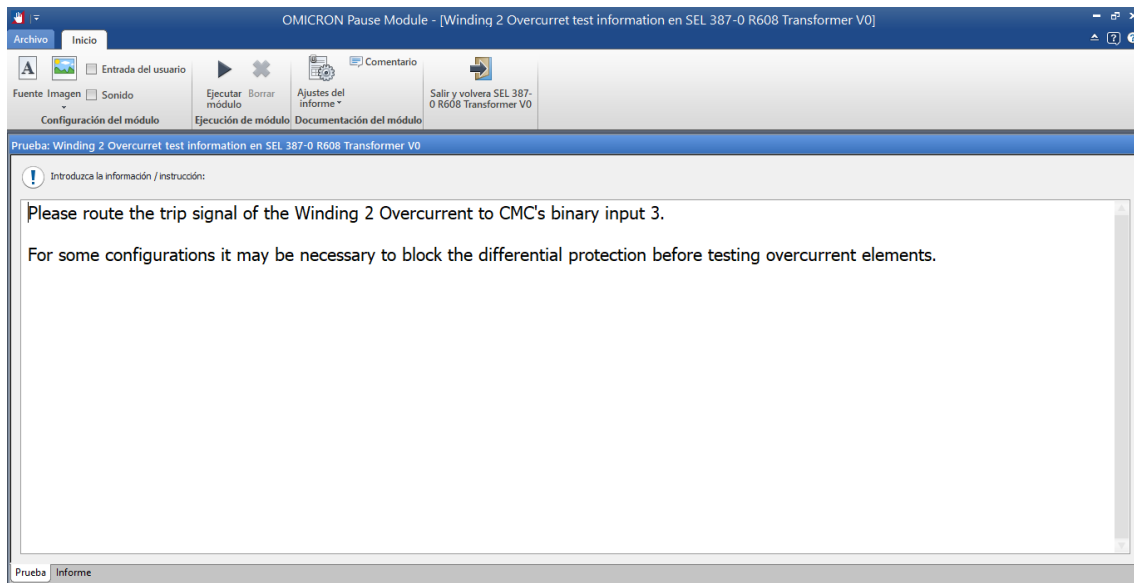


Figura 85. Pause Module – Winding 2 Overcurrent Fuente: elaborado por autor

Se evaluó la respuesta del relé ante sobrecorrientes en el segundo devanado, garantizando su correcta configuración y tiempo de actuación.

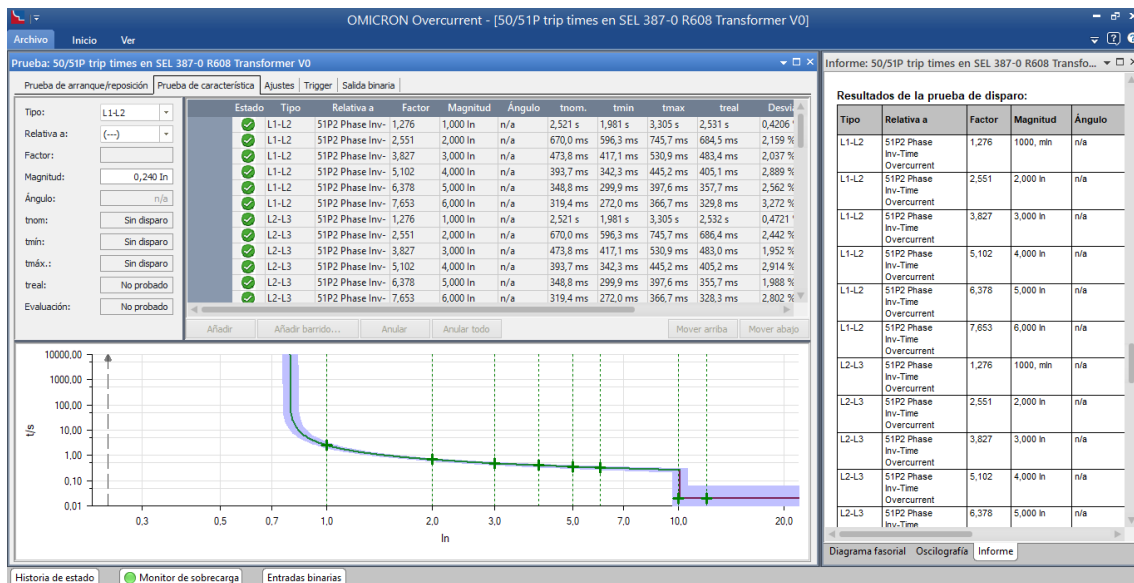


Figura 86. Overcurrent 50/51P Trip Times Fuente: elaborado por autor

Se verificó los tiempos de disparo ante sobrecorrientes de fase en el transformador, garantizando su correcta respuesta y coordinación con el sistema de protección.

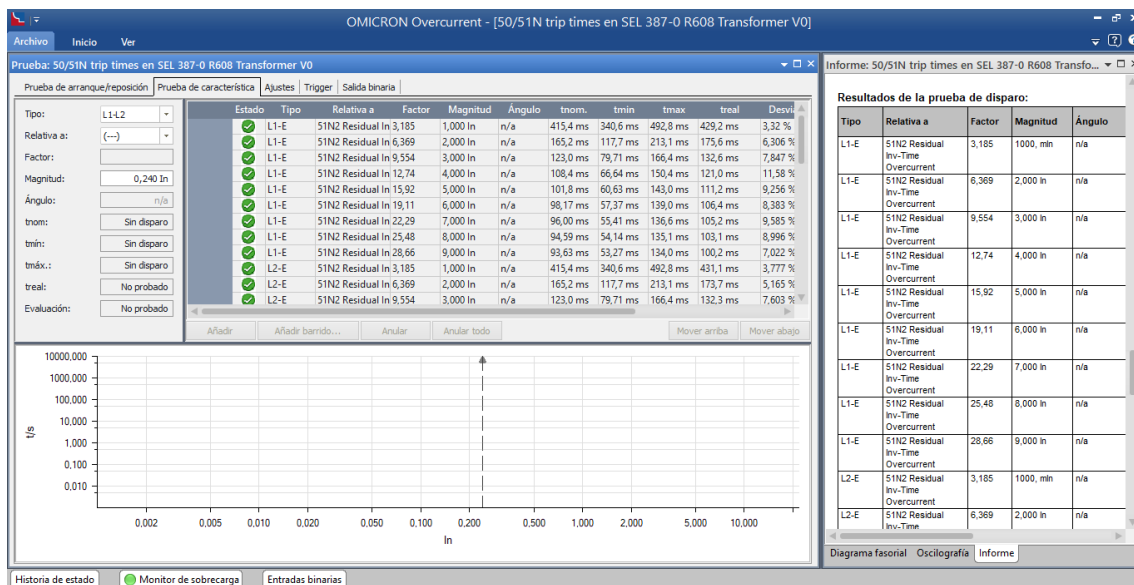


Figura 87. Overcurrent 50/51N Trip Times Fuente: elaborado por autor

Se evaluó los tiempos de disparo ante sobrecorrientes en el neutro, asegurando una correcta coordinación y selectividad en la protección del transformador.

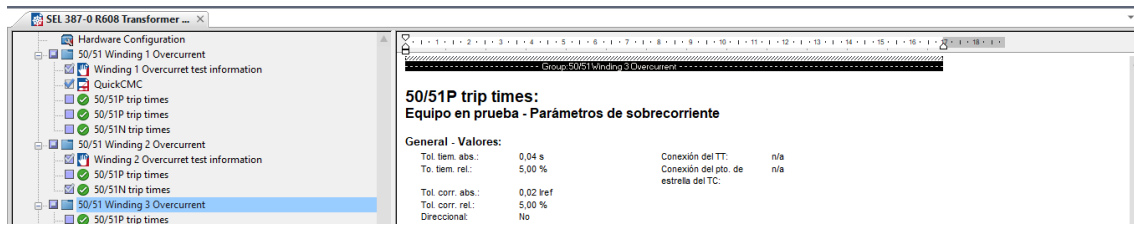


Figura 88. los parámetros de sobrecorriente en el SEL-387E Fuente: elaborado por autor

Se verificó la correcta configuración de los elementos 50/51P y 50/51N, asegurando tiempos de disparo adecuados y una respuesta efectiva ante fallas.

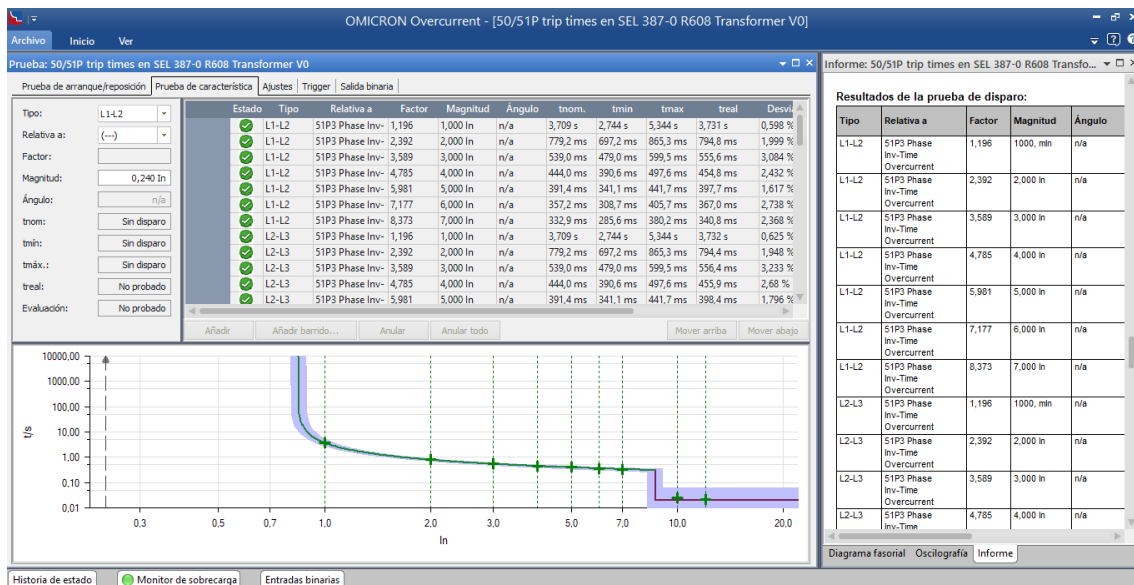


Figura 89. OMICRON Overcurrent-50/51P Trip Times Fuente: elaborado por autor

Se evaluó los tiempos de disparos de sobrecorriente 50P y 51P. los resultados indicaron tiempos de activación dentro de los límites esperados, asegurando una respuesta efectiva ante sobrecargas y fallas en el sistema.

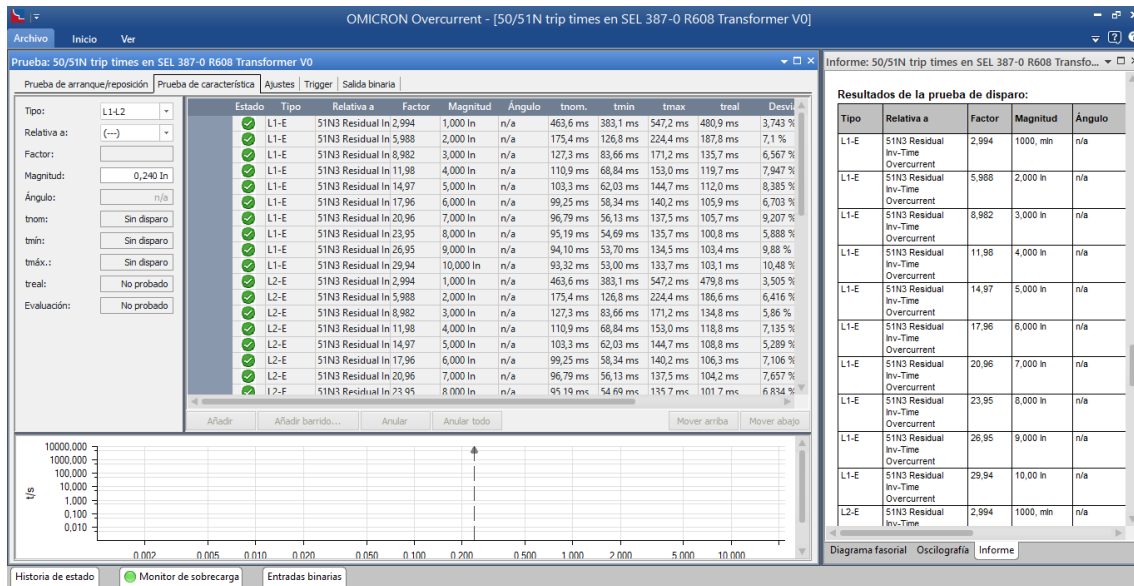


Figura 90. Overcurrent-50/51N Trip Times Fuente: elaborado por autor

Se midió los tiempos de disparo por sobrecorriente residual o de secuencia cero. Los resultados confirman una respuesta adecuada del relé ante fallas a tierra, asegurando la protección del transformador.

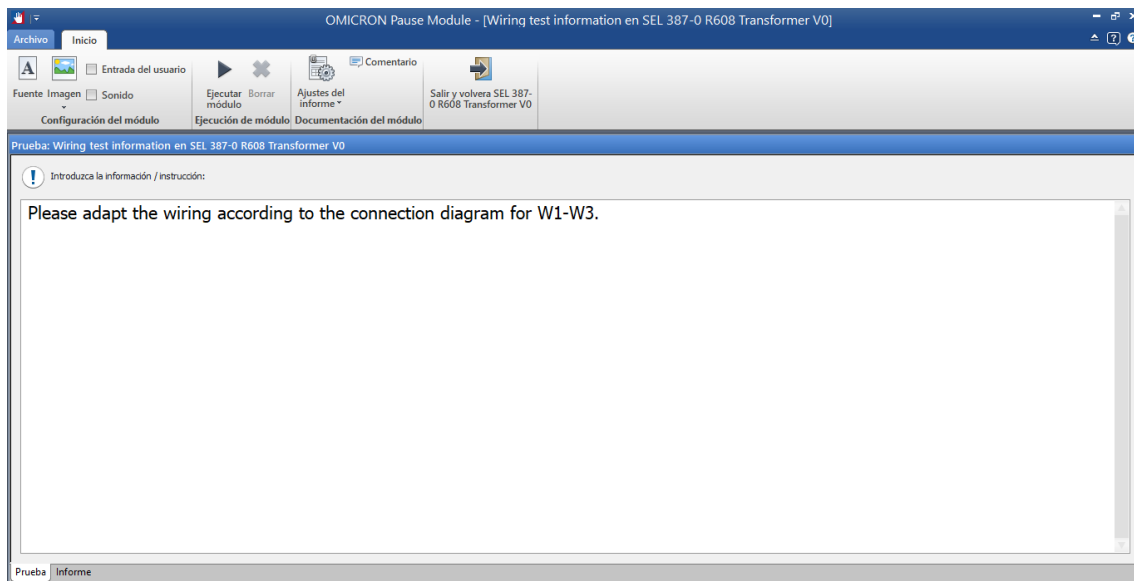


Figura 91. OMICRON Pause Module-Winding Test Fuente: elaborado por autor

Se verificó la respuesta del relé ante pausas en las pruebas de devanado. Se evaluó la estabilidad y continuidad de la protección diferencial sin activaciones indebidas durante interrupciones momentáneas.

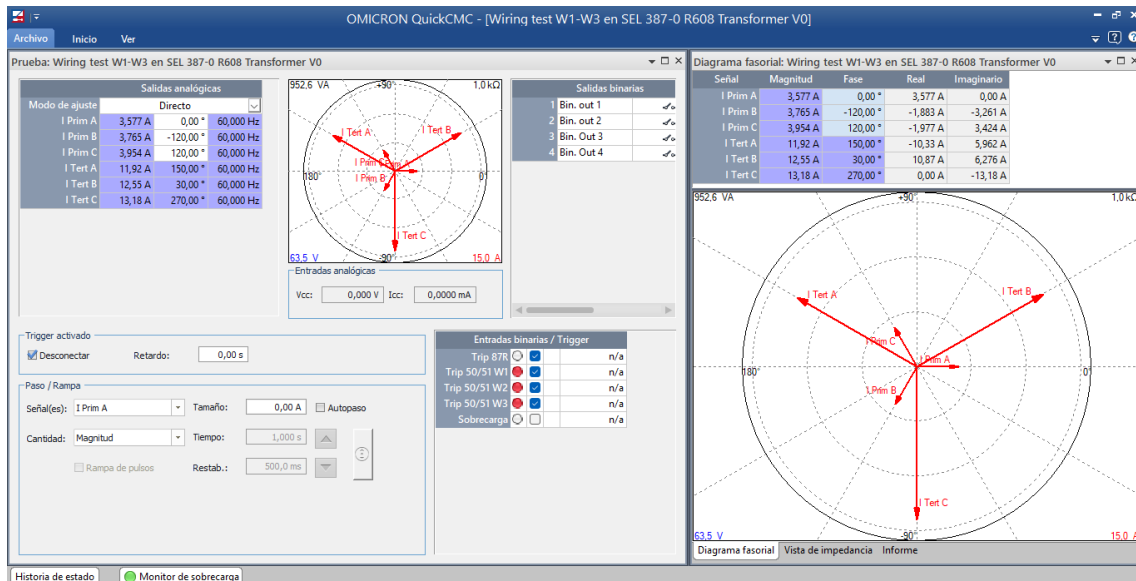


Figura 92. QuickCMC-Winding Test W1-W3 Fuente: elaborado por autor

Se evaluó la respuesta del relé ante corrientes inyectadas en los devanados primario W1 y terciario W3. Los resultados verificaron la correcta configuración y sensibilidad del sistema de protección del sistema de protección diferencial.

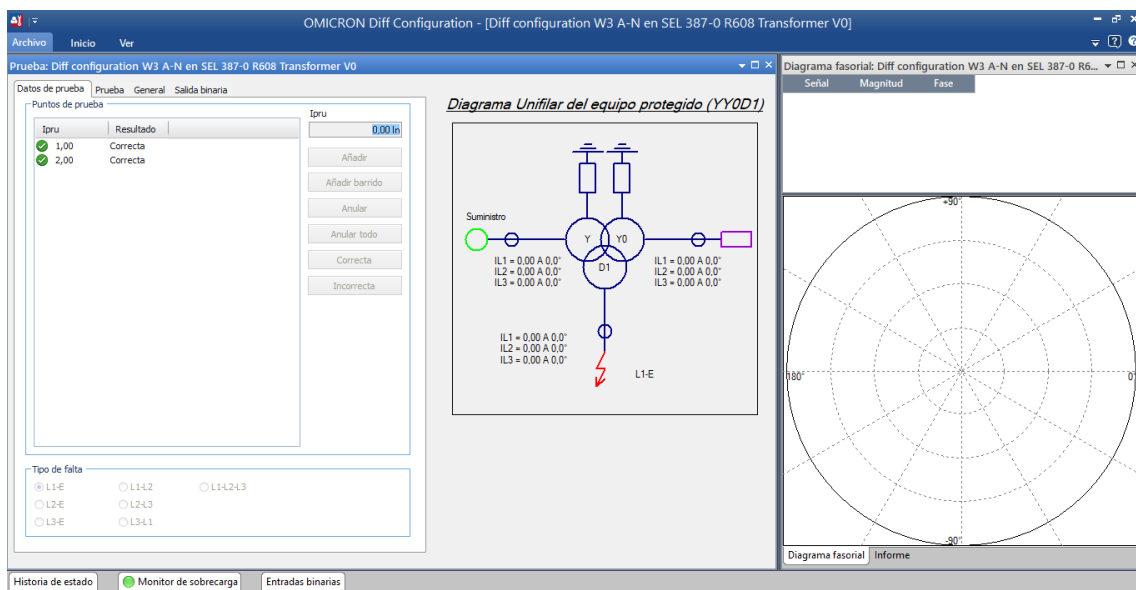


Figura 93. OMICRON Diff Configuration - W3 A-N Fuente: elaborado por autor

Se evaluó la respuesta del relé ante una falla de fase a neutro en el devanado W3. Los resultados confirman la correcta operación de la protección diferencial sin activaciones indebidas.

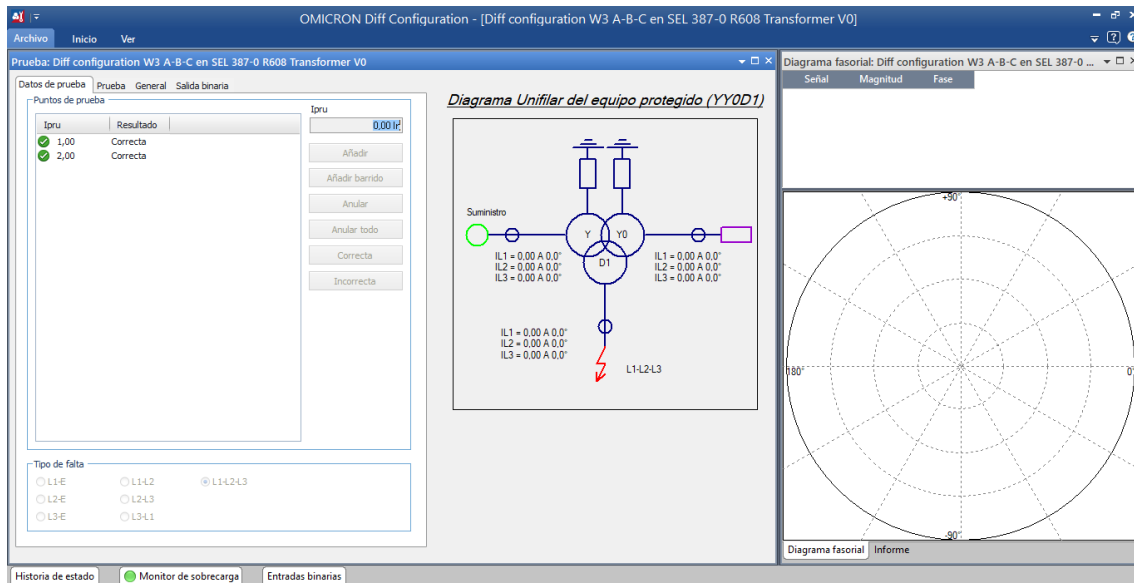


Figura 94. OMICRON Diff Configuration - W3 A-B-C Fuente: elaborado por autor

Se evaluó la respuesta del relé ante una falla trifásica en el devanado W3. Los resultados verificaron el correcto desempeño de la protección diferencial, asegurando una detección precisa y oportuna de fallas.

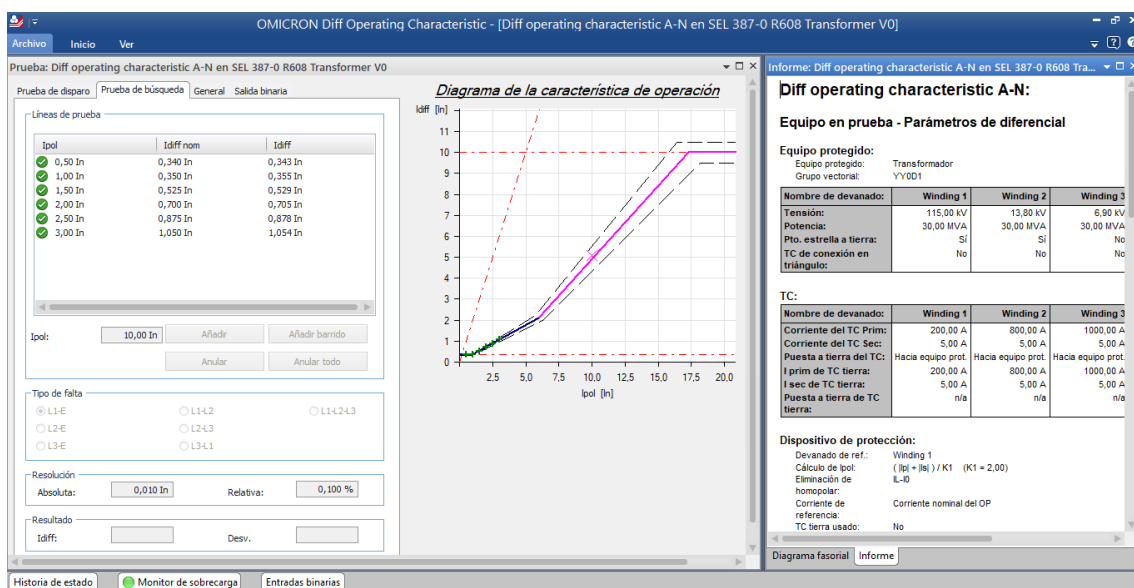


Figura 95. OMICRON Diff Operating Characteristic - A-N E Fuente: elaborado por autor

Se evaluó la curva de operación diferencial ante una falla de fase neutro. Los resultados confirmaron que el relé actúa dentro de los parámetros configurados, asegurando una detección precisa de fallas internas.

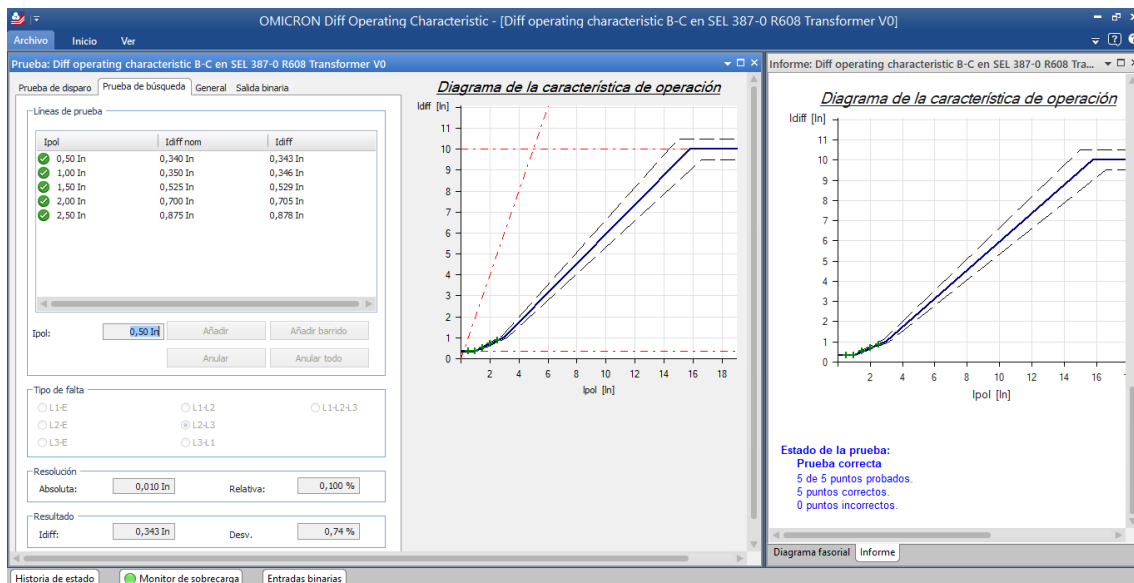


Figura 96. OMICRON Diff Operating Characteristic - B-C Fuente: elaborado por autor

Se evaluó la respuesta del relé ante una falla entre fases B y C. Los resultados verificaron que la protección diferencial opera correctamente dentro de sus límites, garantizando la detección y aislamiento de fallas internas.

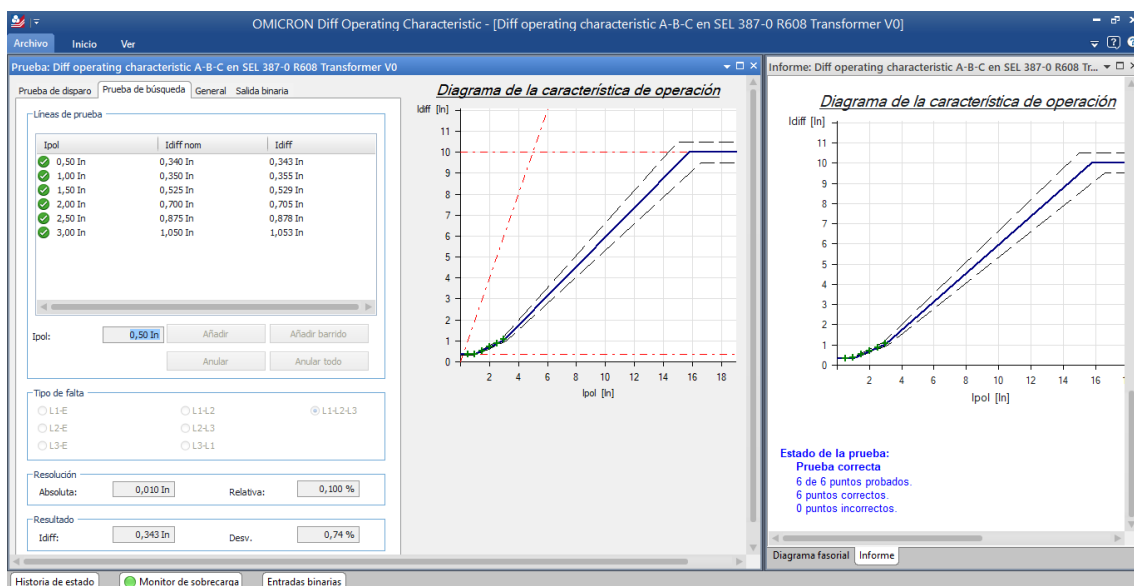


Figura 97. OMICRON Diff Operating Characteristic - A-B-C Fuente: elaborado por autor

Se evaluó el ensayo de la curva de operación diferencial ante una falla trifásica (A-B-C). Los resultados confirmaron que el relé actúa correctamente dentro de sus parámetros, asegurando la detección y protección ante la falla internas.

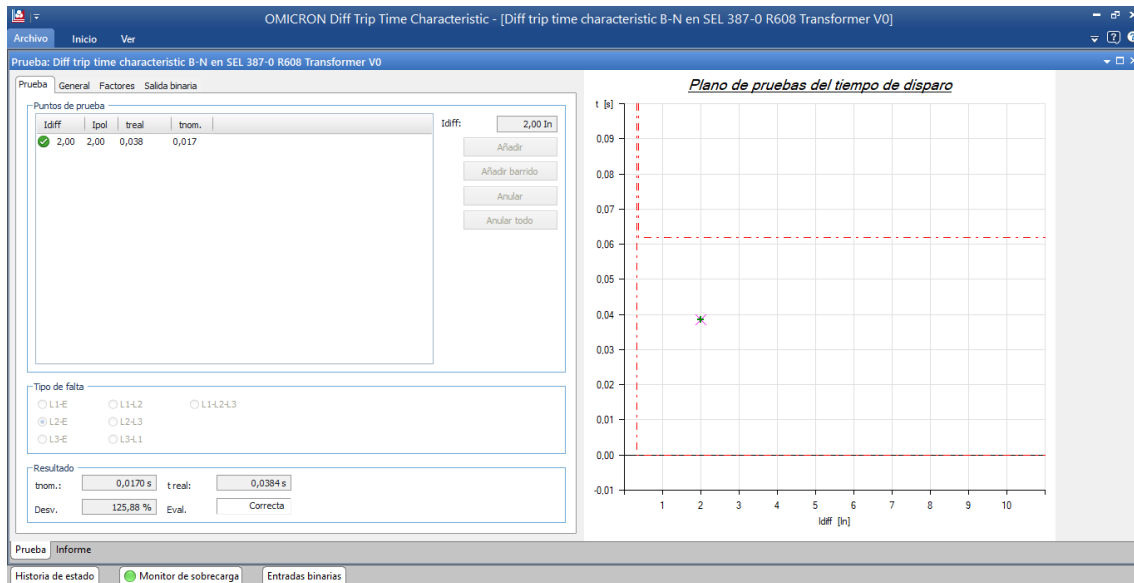


Figura 98. OMICRON Diff Trip Time Characteristic - B-N Fuente: elaborado por autor

En la prueba midió el tiempo de disparo del relé ante una falla de fase B a neutro. Los resultados verificaron una respuesta rápida y precisa del sistema de protección diferencial.

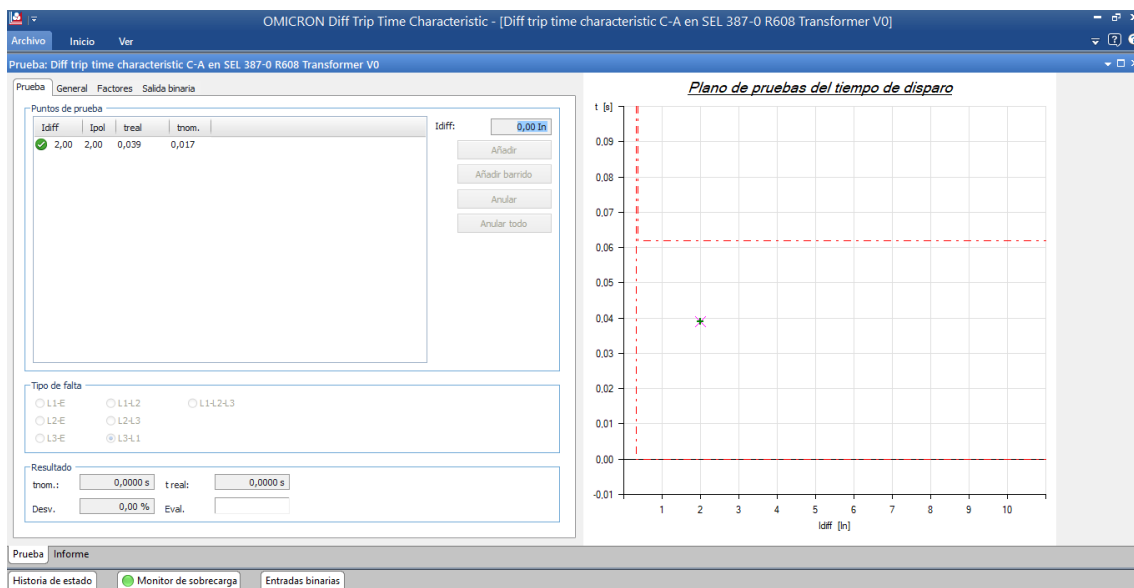


Figura 99. OMICRON Diff Trip Time Characteristic - C-A Fuente: elaborado por autor

Este ensayo se evaluó el tiempo de respuesta del relé ante una falla entre las fases C y A. los resultados aseguraron que el disparo se realiza dentro de los tiempos establecidos para proteger el transformador.

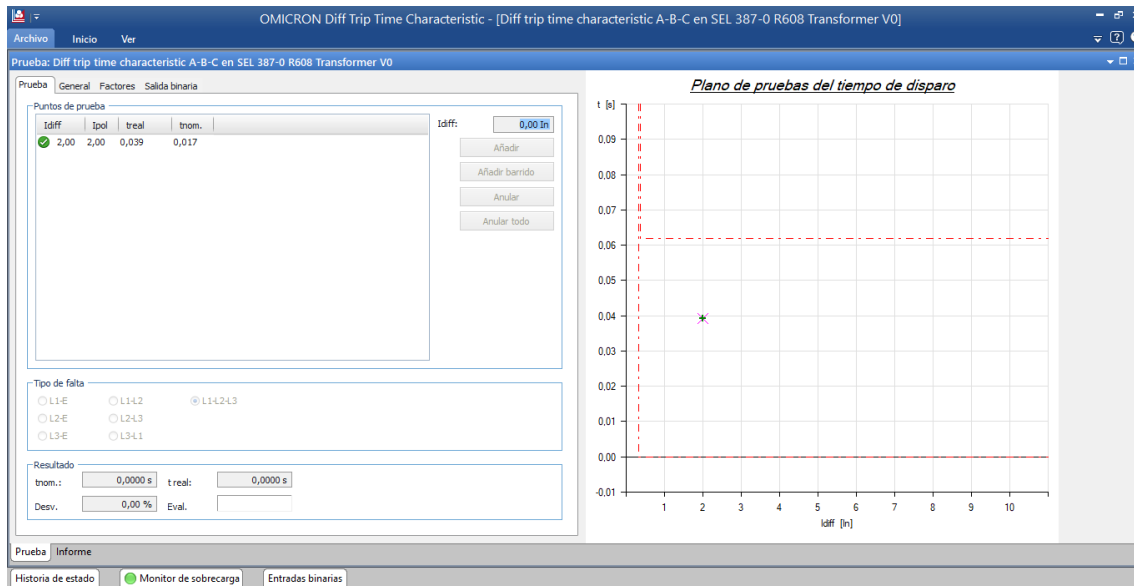


Figura 100. OMICRON Diff Trip Time Characteristic - A-B-C Fuente: elaborado por autor

La prueba analizó el tiempo de disparo del relé ante una falla trifásica. Los resultados confirmaron que la protección diferencial actúa de manera eficiente, asegurando la desconexión oportuna del transformador en caso de falla grave.

Capítulo IV

4. Análisis de Resultados

4.1. Resultados del ETAP

Short-Circuit Summary Report

1.5-4 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
Bus3	6.900	0.643	-8.632	8.656	0.000	0.000	0.000	7.476	0.557	7.497	7.476	0.557	7.497
Bus4	115.000	0.495	-2.971	3.012	0.502	-3.077	3.118	2.573	0.429	2.609	2.319	2.024	3.078
Bus5	13.800	0.679	-8.079	8.107	0.766	-9.120	9.152	6.996	0.588	7.021	6.557	5.823	8.769

All fault currents are symmetrical (1.5-4 Cycle network) values in rms kA.

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Relay ID	CT Ratio	Device Function	Trip Element	Level	Curve	Tap (Pickup)			Time Dial / Mult.	
						Range	Setting	Primary	Range	Setting
RP-13,8 kV	800:5	Overcurrent	Phase	OC1	U1- U.S. Moderately Inverse	0,5 - 16 Sec - 5A	3,920	627,200	0,5-15	1,170
RP-13,8 kV	800:5	Overcurrent	Neutral	OC1	U2 - U.S. Inverse	0,5 - 16 Sec - 5A	1,570	251,200	0,5-15	0,500
RP-13,8 kV	800:5	Overcurrent	Negative Sequence	OC1	U2 - U.S. Inverse	0,5 - 16 Sec - 5A	1,570	251,200	0,5-15	0,500
RP-6,9 kV	1000:5	Overcurrent	Phase	OC1	U1- U.S. Moderately Inverse	0,5 - 16 Sec - 5A	4,180	836,000	0,5-15	1,270
RP-6,9 kV	1000:5	Overcurrent	Neutral	OC1	U2 - U.S. Inverse	0,5 - 16 Sec - 5A	1,670	334,000	0,5-15	0,500
RP-6,9 kV	1000:5	Overcurrent	Negative Sequence	OC1	U2 - U.S. Inverse	0,5 - 16 Sec - 5A	1,670	334,000	0,5-15	0,500
RP-115 kV	200:5	Overcurrent	Phase	OC1	U1- U.S. Moderately Inverse	0,5 - 16 Sec - 5A	3,760	150,400	0,5-15	1,540
RP-115 kV	200:5	Overcurrent	Neutral	OC1	U2 - U.S. Inverse	0,5 - 16 Sec - 5A	1,500	60,000	0,5-15	1,470
RP-115 kV	200:5	Overcurrent	Negative Sequence	OC1	U2 - U.S. Inverse	0,5 - 16 Sec - 5A	1,500	60,000	0,5-15	1,400

Relay ID	Instantaneous			Inst. Delay		Block TOC by IOC	Device Parameters FLA/Amps	Fault Current (kA)	Base kV
	Range	Settings	Primary	Range	Setting				
RP-13,8 kV	0,25 - 100 Sec - 5A	50,670	8107,20	0 - 16000	1 Cycles	Enabled	627,60	8,55 3 ph, UD	13,800
RP-13,8 kV	0,25 - 100 Sec - 5A	57,200	9152,00	0 - 16000	1 Cycles	Enabled	627,60	9,67 LG, UD	13,800
RP-13,8 kV	0,25 - 100 Sec - 5A	43,880	7020,80	0 - 16000	1 Cycles	Enabled	627,60	8,55 3 ph, UD	13,800
RP-6,9 kV	0,25 - 100 Sec - 5A	43,280	8656,00	0 - 16000	1 Cycles	Enabled	585,70	9,35 3 ph, UD	6,900
RP-6,9 kV	0,25 - 100 Sec - 5A	57,200	11440,00	0 - 16000	1 Cycles	Enabled	585,70	0 LG, UD	6,900
RP-6,9 kV	0,25 - 100 Sec - 5A	37,480	7496,00	0 - 16000	1 Cycles	Enabled	585,70	9,35 3 ph, UD	6,900
RP-115 kV	0,25 - 100 Sec - 5A	75,000	3000,00	0 - 16000	1 Cycles	Enabled	150,61	3,01 3 ph, UD	115,000
RP-115 kV	0,25 - 100 Sec - 5A	77,950	3118,00	0 - 16000	1 Cycles	Enabled	150,61	3,13 LG, UD	115,000
RP-115 kV	0,25 - 100 Sec - 5A	65,220	2608,80	0 - 16000	1 Cycles	Enabled	150,61	3,01 3 ph, UD	115,000

Figura 101. Resumen de Corrientes de Cortocircuito

Fuente: elaborado por autor

La Figura 63 presenta el resumen de las corrientes de cortocircuito para diferentes tipos de fallas en las barras del sistema eléctrico (Bus3, Bus4 y Bus5) en términos de sus componentes real, imaginaria y magnitud en kA. En una falla trifásica, Bus3 muestra mayor corriente (8.656 kA), mientras que Bus4 registra la menor (3.012 kA), lo que indica que Bus3 tiene mayor capacidad de conducción en caso de cortocircuito. Para fallas monofásica a tierra, Bus5 presenta la corriente mas elevada (9.152 kA), reflejando una mayor contribución de corriente a tierra en este nodo, mientras que en Bus3 no se observa corriente de falla a tierra, lo que sugiere una alta impedancia de conexión.

En fallas bifásicas, los valores de corrientes son similares a los de la falla trifásica, con Bus3 registrando la mayor magnitud, seguido por Bus5 (7.021 kA) y Bus4 (2.609 kA). Para fallas bifásicas a tierra, Bus5 exhibe la mayor corriente (8.769 kA), lo que indica una mayor susceptibilidad a estos eventos. En conclusión, Bus3 requiere una mayor capacidad de interrupción en sus protecciones, Bus4 presenta menores corrientes de falla, y Bus5 muestra altas corrientes en eventos monofásicos y bifásicos a tierra, lo que debe considerarse en el ajuste de protecciones para evitar desconexiones innecesarias o daños en el sistema.

4.2. Curvas de protecciones del transformador antes fallas

4.2.1. Curva de secuencia positiva 51P

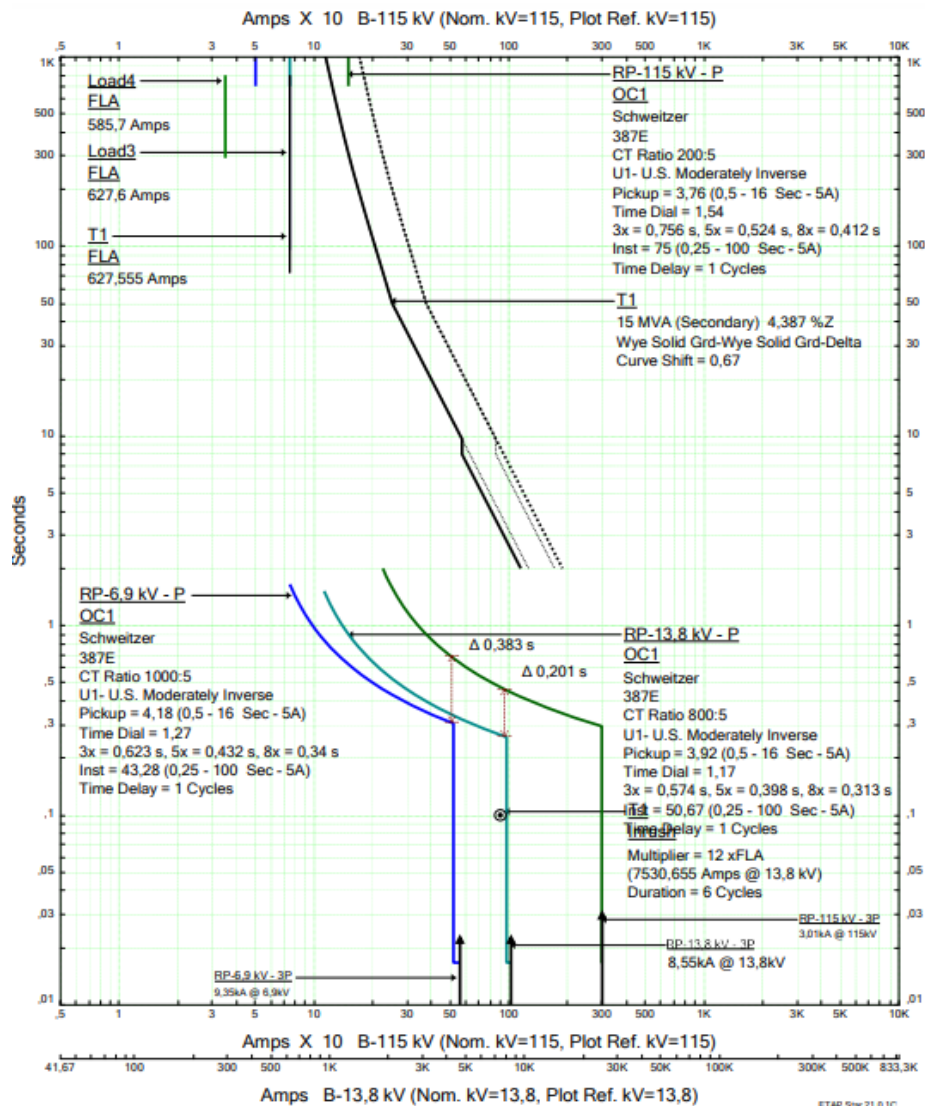


Figura 102. curva de tiempo-corriente de la protección 51P.

Fuente: elaborado por autor

La figura 64 corresponde a la curva de tiempo-corriente de la protección 51P, utilizada para la coordinación y ajuste de las protecciones en el sistema eléctrico. En la grafica se observa la relación entre la corriente de falla y el tiempo de operación del relé, destacando los puntos de ajuste en distintos valores de múltiplos de la corriente nominal. La curva presenta una característica de tiempo inverso, lo que significa que, a mayor corriente de falla, menor tiempo de despeje, garantizando una rápida actuación en condiciones de sobrecorriente severas. Este comportamiento es fundamental para minimizar daños en los equipos y asegurar la estabilidad del sistema. La configuración del relé SEL-387E se basa

en parámetros definidos según la normativa aplicable, considerando los valores de captación, tiempos de operación y el ajuste de la curva de disparo.

4.2.2. Curva de secuencia negativa 51Q

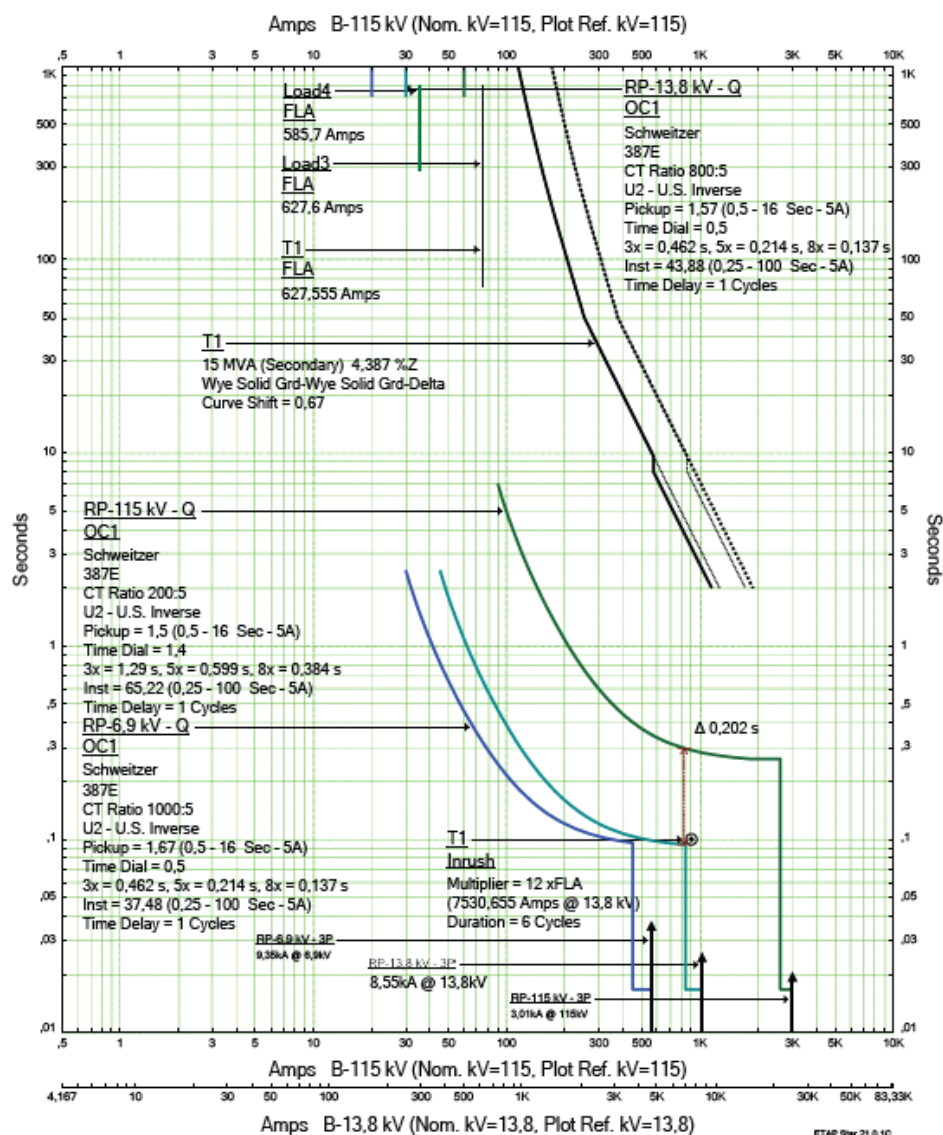


Figura 103. curva de tiempo-corriente de la protección 51Q

Fuente: elaborado por autor

La curva de protección negativa muestra los valores de corriente y tiempo para la activación de los relevadores antes fallas de secuencia negativa. En este caso, se han establecido diferentes parámetros para cada nivel de tensión, incluyendo los valores de pastilla, dial de tiempo y activación instantánea. Se observa que la configuración de protección en 115 kV presenta un pickup de 1,5, con un tiempo de respuesta de 1,29 s para 3x la corriente nominal y una activación instantánea en 65,22 A. Para los niveles de 6,9 kV y 13,8 kV, los tiempos de actuación son menores, lo que indica una respuesta más

rápida ante sobrecorrientes en estos niveles. Estos valores permiten una protección selectiva de las fallas, asegurando que la operación del sistema eléctrico sea eficiente y confiable.

4.2.3. Curva de secuencia 51N

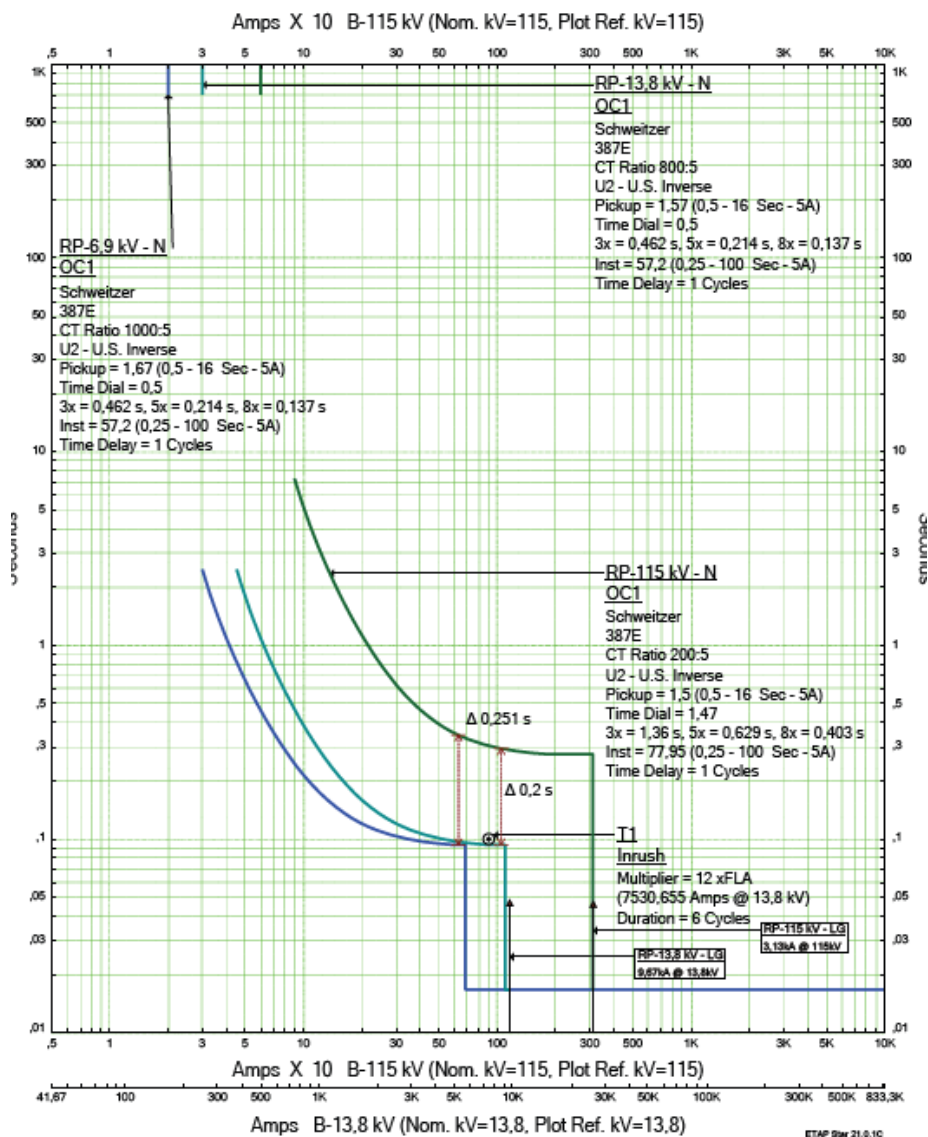


Figura 104. curva de tiempo-corriente de la protección 51N

Fuente: elaborado por autor

La curva de protección 50/51N muestra el comportamiento de la protección ante corrientes de falla en el neutro en diferentes niveles de tensión (6.9 kV, 13.8 kV y 115 kV). Se utiliza un relé SEL 387E con diferentes relaciones de transformación de corriente (1000:5, 800:5 y 200:5, respectivamente). La configuración incluye ajustes de recogida de corriente en valores entre 1.5 y 1.67, con una característica de tiempo inverso tipo US Inverse y un dial de tiempo ajustado entre 0.5 y 1.47. Se registran tiempos de operación

para valores de corriente de 3x, 5x y 8x la corriente de recogida, con tiempos más rápido en niveles de menor tensión. Además, configura una versión profesional.

4.3. Interpretación de los Resultados del OMICRON.

El análisis de los eventos registrados en el relé de protección SEL-387E permite evaluar la respuesta del sistema ante diferentes tipos de fallas en el transformador. Los resultados muestran que la protección diferencial operó de manera eficiente en todas las pruebas, garantizando la detección y el aislamiento de condiciones anómalas dentro de los tiempos esperados.

4.3.1. SEL387E_W1-W3 A-B-C.CEV.SESSION-SYNCHROWAVE EVENT



Figura 105. SEL387E_W1-W3 A-B-C.CEV.SESSION-SYNCHROWAVE EVENT
Fuente: elaborado por autor

En el caso del evento SEL387E_W1-W3 A-B-C. CEV, se analizó una falla trifásica entre los devanados W1 y W3, una de las condiciones más críticas en un sistema eléctrico. La activación del relé ocurrió en un tiempo de 700 ms a 900 ms, lo que demuestra una respuesta rápida para evitar daños en el transformador. La ausencia de bloqueos por armónicos indica que la protección diferencial discriminó correctamente la falla.

4.3.2. SEL387E_W1-W3 B-C.CEV.SESSION-SYNCHROWAVE EVENT



Figura 106. SEL387E_W1-W3 B-C.CEV.SESSION-SYNCHROWAVE EVENT
Fuente: elaborado por autor

En el caso del evento SEL387E_W1-W3 A-B-C. CEV, se analizó una falla trifásica entre los devanados W1 y W3, una de las condiciones más críticas en un sistema eléctrico. La activación del relé ocurrió en un tiempo de 700 ms a 900 ms, lo que demuestra una respuesta rápida para evitar daños en el transformador. La ausencia de bloqueos por armónicos indica que la protección diferencial discriminó correctamente la falla.

4.3.3. SEL387E_W1-W2 B-C.CEV.SESSION-SYNCHROWAVE EVENT



Figura 107. SEL387E_W1-W2 B-C.CEV.SESSION-SYNCHROWAVE EVENT
Fuente: elaborado por autor

Se registró una falla bifásica B-C entre los devanados W1 y W2. En este caso, el tiempo de disparo fue más rápido, situándose entre 750 ms y 950 ms. dentro de los valores aceptables para este tipo de contingencia. La corriente diferencial alcanzó niveles significativos, activando la protección sin retardos indebidos. Se recomienda analizar las condiciones de carga y el estado del aislamiento para determinar la causa de la falla.

4.3.4. CEV_DIF_S8_L15_1.CEV.SESSION-SYNCHROWAVE EVENT



Figura 108. CEV_DIF_S8_L15_1.CEV.SESSION-SYNCHROWAVE EVENT

Fuente: elaborado por autor

En el evento CEV_DIF_S8_L15_1.CEV, se registró un disparo de protección diferencial en la subestación A. La frecuencia del sistema se mantuvo en 60 Hz con una tasa de muestreo de 8 muestra por ciclo, mientras que el relé actuó en un tiempo de 700 ms a 900 ms. La corriente diferencial superó el umbral de disparo, confirmando que la protección respondió adecuadamente sin bloqueos inesperados.

Capítulo V

5. Conclusión y Recomendaciones

5.1. Conclusiones

- ✓ La implementación del esquema de protección diferencial con el relé SEL-387E demostró ser eficiente en la detección y aislamiento de fallas internas en el transformador de tres devanados, cumpliendo con los parámetros establecidos en la norma IEEE Std C37.91 y validando su desempeño mediante pruebas en OMICRON.
- ✓ Las simulaciones realizadas en ETAP permitieron evaluar diferentes escenarios de operación y falla del transformador, verificando que los ajustes del relé fueron adecuados para proteger el equipo sin generar disparos indebidos o tiempos de activación excesivos.
- ✓ La coordinación entre las protecciones diferencial y de sobrecorriente mejoró la confiabilidad del sistema eléctrico, asegurando que el transformador se desconecte oportunamente ante fallas severas sin comprometer la estabilidad operativa de la red.

5.2. Recomendaciones

- ✓ Optimizar la configuración del relé SEL-387E ajustando los parámetros de disparo diferencial y de sobrecorriente para mejorar la selectividad y evitar activaciones innecesarias ante corrientes transitorias o condiciones normales de operación.
- ✓ Realizar pruebas periódicas de inyección secundaria con OMICRON para verificar el correcto funcionamiento de la protección y detectar posibles desviaciones en la respuesta del sistema, asegurando así una mayor confiabilidad en la operación del transformador.
- ✓ Implementar un plan de mantenimiento preventivo para el transformador y su sistema de protección, incluyendo la inspección de los dispositivos de medición, el monitoreo del aislamiento y la revisión de las configuraciones del relé, con el fin de prevenir fallas inesperadas y garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

REFERENCIAS

- [1] J. L. Blackburn y T. J. Domin, “Protective Relaying”.
- [2] T. Bednarczyk, M. Szablicki, A. Halinka, P. Rzepka, y P. Sowa, “Phase Shifting Transformer Electromagnetic Model Dedicated for Power System Protection Testing in a Transient Condition”, *Energies*, vol. 14, núm. 3, p. 627, ene. 2021, doi: 10.3390/en14030627.
- [3] M. A. V. Sampedro, “ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA ZONA NORTE CONSIDERANDO LA INFLUENCIA DEL INGRESO EN OPERACIÓN DEL SISTEMA DE 500 kV”.
- [4] “CMC-356-Technical-Data-ESP”.
- [5] SEL-387E Relay, “SEL-387E Current Differential and Voltage Relay”, *Instruction Manual*, 2019.
- [6] M. Meira, C. R. Ruschetti, R. E. Álvarez, y C. J. Verucchi, “Power transformers monitoring based on electrical measurements: state of the art”, *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, núm. 12, pp. 2805–2815, jul. 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.2086.
- [7] Hernán Hernández y Erick Hernández, “SUBESTACIONES ELÉCTRICAS Transformando y distribuyendo energía”, *Revista electrica*, vol. 7, núm. 34. [En línea]. Disponible en: www.revistaelectrica.com.mx
- [8] D. F. Huerta, “Subestaciones eléctricas Ing. José Ernesto Daza Merino”.
- [9] F. A. C. Tello, “Universidad de San Carlos de Guatemala Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica”.
- [10] Johan Vargas, “Esquema de Barras de una Subestación”. 2020. [En línea]. Disponible en: <https://ingenieriadesubestaciones.com/esquema-de-barras-de-una-subestacion/>
- [11] Ezequiel Méndez Vicente, “Protección diferencial de barras”, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, 2016.
- [12] E. F. Tapias, “Propuesta metodológica para determinar las capacidades tecnológicas estratégicas necesarias del montaje de una subestación eléctrica de transformación, con configuración Europea de doble barra (barra principal y de transferencia)”, vol. 10, núm. 5, 2018.
- [13] A. Barzkar y M. Ghassemi, “Electric Power Systems in More and All Electric Aircraft: A Review”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 169314–169332, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3024168.
- [14] H. A. P. Velásquez, “ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS FALLAS SIMÉTRICAS APLICANDO LAS NORMAS ANSI/IEEE C37.10, IEC 60909 - 909 CON EL PAQUETE COMPUTACIONAL NEPLAN”, 2015.
- [15] D. Alcala-Gonzalez, E. M. García Del Toro, M. I. Más-López, y S. Pindado, “Effect of Distributed Photovoltaic Generation on Short-Circuit Currents and Fault Detection in Distribution Networks: A Practical Case Study”, *Appl. Sci.*, vol. 11, núm. 1, p. 405, ene. 2021, doi: 10.3390/app11010405.

- [16] L. F. Tamura, “Análise de falhas e vida útil de transformadores de potência por meio de estudo de casos.”, Doutorado em Sistemas de Potência, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022. doi: 10.11606/T.3.2022.tde-21112022-100008.
- [17] Promelsa, “CATALOGO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA”. 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.promelsa.com.pe/media/PDF/catalogos/catalogotransformadores.pdf?srsltid=AfmBOoo6R5d-oCpDLbJujw6ITdHaggN0IyU8PZZYgE27A4-q2jwEh5k0>
- [18] Miguel Ángel Rodríguez Pozueta, *Máquinas Eléctricas II*, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria (España), 2018. [En línea]. Disponible en: <http://personales.unican.es/rodrigma/primer/publicaciones.htm>
- [19] L. L. Grigsby, Ed., *Electric Power Generation, Transmission, and Distribution*, 0 ed. CRC Press, 2007. doi: 10.1201/9781420009255.
- [20] “IEEE Std C37.91-2008 (Revision of IEEE Std C37.91-2000), IEEE Guide for Protecting Power Transformers”.
- [21] S. Salamanca, A. Céspedes, y G. Aponte, “Monitoreo en línea de transformadores de potencia. Una revisión crítica de sensores de temperatura, humedad del aceite y gases disueltos”, *Rev. Tecnol. En Marcha*, dic. 2021, doi: 10.18845/tm.v34i7.6019.
- [22] Behnam Mahamedi, Jian Guo Zhu, Mohsen Eskandari, y Juan Edward Fletcher, “Protección de microrredes basadas en inversores contra fallas a tierra mediante un innovador elemento direccional”, *IET Generación, Transmisión y Distribución*, vol. 12, núm. 22, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5469>
- [23] G. Luna y F. Esteban, “Desarrollo del algoritmo para la protección diferencial de transformador de potencia aplicado a la subestación Azogues II, utilizando la transformada de Fourier”.
- [24] JONATHAN XAVIER CHILLÁN SIMBAÑA, “INCORPORACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS EN LA SOLUCIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA POR NEWTON-RAPHSON PARA CONEXIÓN DE EQUIPOS FACTS”, Tesis, UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE QUITO, QUITO, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19649>
- [25] P. Marcillo y T. Rodrigo, “Diseño e implementación de prueba de falla en una red de distribución empleando el equipo CMC 356 Omicron para el relé SEL 387E.”.
- [26] SEL-387E Current Differential and Voltage Relay, “Versatile Solution for Power Apparatus Protection”. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. [En línea]. Disponible en: <https://selinc.com/products/387E/docs/>
- [27] IEEE Std C37.91-2021, “Guía IEEE para la protección de transformadores de potencia”, *IEEE Std C37.91-2021*, pp. 1–160, el 29 de junio de 2021.

- [28] P. M. Anderson, *Power system protection*. en IEEE press series on power engineering. New York Hoboken, New Jersey: IEEE Press, Wiley-Interscience, 2020. doi: 10.1109/9780470545591.
- [29] N. Ramírez y J. Elias, “Aplicación de software DIgSILENT junto al equipo OMICRON CMC 356 para la coordinación de protecciones eléctricas en la subestación Durán sur de CNEI EP Guayas los Ríos”.

ANEXOS

ANEXO 1. Características del Relé y Hoja Técnica

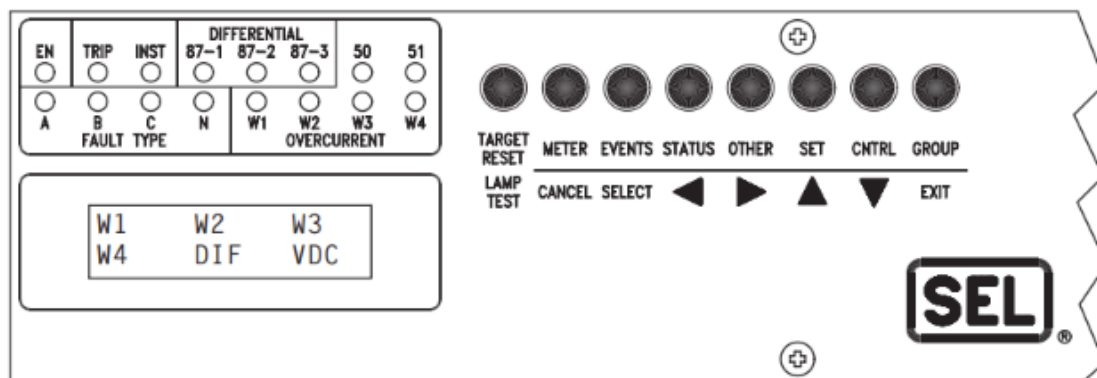


Figura 1. Lado frontal del Relé SEL-387 y Funcionamiento

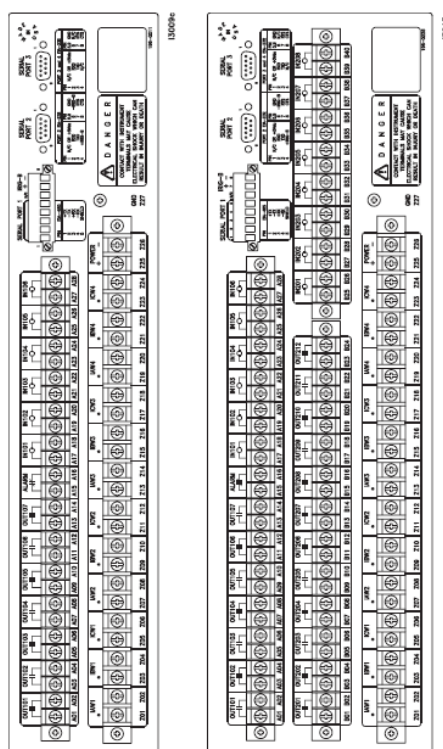


Figura 2. Lado posterior del Relé SEL-387 y Funcionamiento

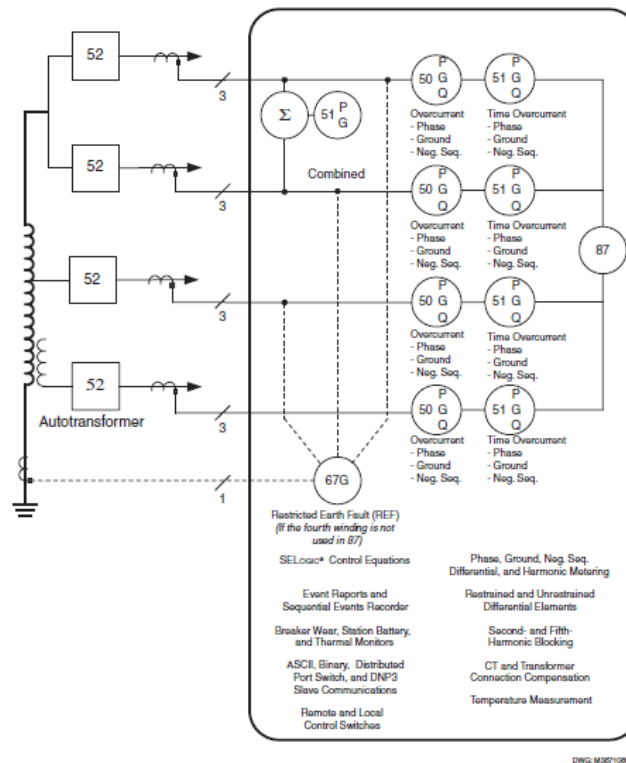


Figura 3. Presentación Funcional General

ESPECIFICACIONES GENERALES

Terminal de conexiones:	Torque de apriete de pernos del Torque block de terminales posterior: Mínimo: 8 lb/pulg (0.9 Nm) Máximo: 12 lb/pulg (1.4 Nm) Conectorizado (Connectorized*) (para mayor información, ver <i>SEL Application Guide 2001-03, Installing and Servicing Connectors for Connectorized Relays</i>): Mínimo: 4.4 lb/pulg (0.5 Nm) Máximo: 8.8 lb/pulg (1.0 Nm)
Entradas de corriente AC:	Terminales o cable multiconductor. Se recomienda uso de terminales de anillo. Temperatura mínima de 105°F. 5 A nominal: 15 A permanentes, 500 A por 1 s, lineal para 100 A simétricos. 1250 A por 1 ciclo. Carga: 0.27 VA a 5 A, 2.51 VA a 15 A. 1 A nominal: 3 A permanentes, 100 A por 1 s, lineal para 20 A simétricos. 250 A por 1 ciclo. Carga: 0.13 VA a 1 A, 1.31 VA a 3 A.
Fuente de poder:	Valor nominal: 125/250 Vdc o Vac Rango: 85–350 Vdc o 85–264 Vac Carga: <25 W Interrupción: 45 ms a 125 Vdc Rizado: 100% Valor nominal: 48/125 Vdc ó 125 Vac Rango: 38–200 Vdc u 85–140 Vac Carga: <25 W Interrupción: 160 ms a 125 Vdc Rizado: 100% Valor nominal: 24/48 Vdc Rango: 18–60 Vdc requieren polaridad Carga: <25 W Interrupción: 110 ms a 48 Vdc Rizado: 100%
Contactos de salida:	Nota: Interrupción y rizado según IEC 60255-11 [IEC 255-11]: 1979. Estándar: Cierre (make): 30 A; permanente (carry): 6 A permanentes a 70°C, 4 A permanentes a 85°C; Durante 1 s: 50 A; protección MOV: 270 Vac, 360 Vdc, 40 J; Tiempo de operación: menor que 5 ms; Tiempo de reposición: menor que 5 ms, típico. Capacidad de interrupción (10000 operaciones): 24 V 0.75 A L/R = 40 ms 48 V 0.50 A L/R = 40 ms 125 V 0.30 A L/R = 40 ms 250 V 0.20 A L/R = 40 ms Capacidad cíclica (2.5 ciclos/segundo): 24 V 0.75 A L/R = 40 ms 48 V 0.50 A L/R = 40 ms 125 V 0.30 A L/R = 40 ms 250 V 0.20 A L/R = 40 ms

Figura 4. Datos Técnicos del Relé SEL-421

ANEXO 2. Características del OMICRON y Accesorios



Figura 5. Característica y elementos frontal

Los siguientes accesorios están incluidos en el suministro estándar del CMC 356 pero también pueden pedirse por separado.

Descripción	Nº producto
 > Cable de alimentación específico de cada país de 3 m > Cable de conexión Ethernet de 1,5 m > Cable de conexión Ethernet de 3 m > Cable de conexión USB de 2 m > Cables con clavijas de seguridad de 4 mm (5 x rojo, 6 x negro) de 2 m > Adaptadores de terminal flexibles (1,2 x negro) > Puente flexible (4 x negro), 6 cm de largo > Adaptadores flexibles para cables de prueba con manguitos retráctil (5 x rojo, 6 x negro) > Cable de conexión a tierra con pinzas de batería y patilla de cable MS de 6 m > Bolsa de transporte	£1664300 £1664400 £1021101 £0006168 £0439201 £0439300 £0006167 £0349701 £0074602

Accesorios opcionales¹

Descripción	Nº producto
 Paquete de accesorios de cableado del CMC Para la conexión de dispositivos en prueba con los equipos de prueba CMC cuenta con: > 12 adaptadores flexibles para conexión a terminales estrechos > 12 adaptadores flexibles de cable de prueba con manguitos retráctil para conexiones a zócalos que no sean de seguridad > 4 puentes flexibles para conectar en paralelo salidas de corriente o cortocircuitar neutros de entradas binarias > 8 pinzas dentadas para contactar pines o pines de rosca > 12 adaptadores de terminal flexibles para terminales tipo tornillo > 20 adaptadores para patilla de cable MA > 10 adaptadores para patilla de cable MS > 10 fijaciones de cable de 150 mm de longitud > 1 bolsa para accesorios	£1764601
 Miniadaptador USB inalámbrico Para el control inalámbrico del CMC 356.¹	£1636800
 Cable combinado del generador Conexión entre el conector combinado del generador del CMC 356 y el equipo en prueba.	£1328100
 Maletín de transporte Maletín de transporte de equipo pesado con ruedas y asa extensible.	£0679403
 CMGPS 588 Referencia de tiempos sincronizada por GPS con antena integrada. Está optimizada para su uso en exteriores y funciona como un reloj patrón Gendimaster PTP según IEEE 1588-2008, (IEEE C37.238 (perfil eléctrico), IEC 61850-9-3 (perfil de compañía eléctrica)).	£0006433
 TVOX1 Para probar los relés de protección por onda viajera y los localizadores de fallas. Las señales transitorias y los pulsos de ondas viajeras se calculan automáticamente. TVOX1 es operada por RelaySimTest.	£0006385
 Comprobador de polaridad y cableado CPOL3 Para comprobar si el cableado es correcto en una serie de terminales. La señal puede inyectarse en el lado primario de un TC. Por lo tanto, puede incluirse en la prueba la polaridad correcta del cableado del TC.	£0009398

Figura 6. Accesorios