UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Impacto de la Corriente de Energización de Transformadores en la Protección Diferencial

Juan Carlos Osorio Restrepo

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Manizales, Colombia

2021

Impacto de la Corriente de Energización de Transformadores en la Protección Diferencial

Juan Carlos Osorio Restrepo

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería Eléctrica

Director:

PhD. Eduardo Antonio Cano Plata

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Manizales, Colombia

2021

A mis padres por todo su apoyo, amor y educación a través de su ejemplo. Y a mi esposa Claudia Milena e hijos Juan Martín y Luisa María por ser mi motivación.

Declaración de obra original

Yo declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.

Juan Carlos Osorio

Juan Carlos Osorio Restrepo

Fecha 13/08/2021

Resumen

Impacto de la Corriente de Energización de Transformadores en la Protección Diferencial

El presente documento se enfoca en estudiar el fenómeno transitorio de energización de transformadores de potencia, considerando particularmente la corriente INRUSH (efecto sobre el transformador energizado) y la corriente SIMPATETICA (efecto sobre transformador previamente en operación). Lo anterior con el fin de entender el efecto de las mencionadas corrientes sobre la protección diferencial de transformador ANSI 87T. Para el modelo detallado de transformadores de potencia, en el software DIgSILENT Power Factory, se utilizó información de transformadores instalados en las redes del operador CHEC, la cual incluye las características generales (nivel de tensión, potencia, taps, impedancia de cortocircuito, perdidas, entre otros), así como los resultados de pruebas, donde se destaca la curva de saturación, que permiten detallar el fenómeno transitorio de energización. Adicionalmente, en el presente trabajo de grado se analizó el fenómeno transitorio antes mencionado para diferentes condiciones o escenarios operativos, variando, entre otros, la capacidad de transformador, posición de taps, tiempos de cierre, impedancia de cortocircuito.

A partir del entendimiento del fenómeno transitorio de energización y el modelo detallado de la protección diferencial se logró identificar el efecto de la corriente de energización sobre la protección diferencial tanto del transformador energizado como del transformador en paralelo, planteándose una propuesta de parametrización que permita una adecuada operación de esta función de protección.

Palabras clave: Protecciones eléctricas, Transformadores, Energización, Inrush, Simpatética.

Abstract

Impact of the Energizing Current of Transformes on Differential Protection

This document focuses on studying the transient phenomenon of power transformer energization, particularly considering the INRUSH current (effect on the energized transformer) and the SYMPATHETIC current (effect on a transformer previously in operation). In order to understand the effect of mentioned currents on the ANSI 87T transformer differential protection. For power transformers detailed model, in the DIgSILENT Power Factory software, installed transformers information in CHEC operator networks was used, which includes the general characteristics (voltage level, power, taps, short-circuit impedance, losses, among others), as well as the test results, where the saturation curve is distinguishes, it´s allows to detail the energization transitory phenomenon. Additionally, in the present degree work, the aforementioned transitory phenomenon was analyzed for different conditions or operating scenarios, varying, among others, the transformer capacity, tap position, closing times, and short-circuit impedance.

Beginning with the understanding of the energization transitory phenomenon and the differential protection detailed model, it was possible to identify the effect of the energization current on differential protection of both the energized transformer and the parallel transformer, it can propose a parameterization that allows an adequate operation of this protection function

Keywords: Electrical protections, Transformers, Energization, Inrush, Sympathetic

Contenido

1. Capítulo 1: ESQUEMAS DE PROTECCIÓN 21
1.1 Criterios de selección de esquema de protecciones 22
1.2 Funciones de protección 24
1.2.1 Protección sobrecorriente (ANSI 50/51/67) 24
1.2.2 Protección Distancia (ANSI 21) 27
1.2.3 Protección diferencial (ANSI 87T/87L/87B) 30
1.3 Esquemas de protecciones según elemento a proteger 32
1.3.1 Esquema de protección para barraje 32
1.3.2 Esquema de protección para líneas de transmisión/distribución 35
1.3.3 Esquema de protección para transformadores de potencia 38

2. Capítulo 2: MODELO ELÉCTRICO 42
2.1 Modelo Transformador de potencia 43
2.1.1 Modelo de un transformador de potencia 43
2.1.2 Parámetros eléctricos de transformador modelados 52
2.2 Corriente de energización INRUSH 55
2.2.1 Características de la corriente INRUSH 56
2.2.2 Efectos de la corriente INRUSH 57
2.3 Corriente de energización SIMPATETICAS 57
2.4 Modelo de protección diferencial (ANSI 87T) 59
2.4.1 Configuración parámetros protección diferencial ANSI 87T 60

3. Capítulo 3: SIMULACIONES Y RESULTADOS 64
3.1 Validación software de simulación 65
3.2 Consideraciones en simulación transitoria 67
3.3 Caracterización corriente INRUSH por simulación 69
3.3.1 Corriente INRUSH para diferentes potencias 69
3.3.2 Corriente INRUSH para diferentes posiciones de taps 71
3.3.3 Corriente INRUSH para diferentes tiempos de cierre 73
3.3.4 Corriente INRUSH con y sin carga 75
3.3.5 Corriente INRUSH para diferentes Impedancias de cortocircuito 77
3.3.6 Corriente INRUSH para diferentes grupos vectoriales 80
3.4 Caracterización de corrientes SIMPATETICAS 81
3.5 Impacto corriente de energización sobre protección diferencial ANSI 87T 84
3.5.1 Impacto de energización de TRF sobre protección diferencial ANSI 87T propia 84

3.5.2 Impacto de energización de TRF sobre protección diferencial ANSI 87T de TRF paralelo 89

4. Conclusiones 97

Recomendaciones 99

5. Bibliografía 101

Lista de figuras

		Pág.
Figura 1-1.	**Criterios de selección esquema de protección**	24
Figura 1-2.	**Curvas típicas operación relés sobrecorriente**	25
Figura 1-3.	**Conexión protección sobrecorriente NO direccional**	26
Figura 1-4.	**Esquema de protección sobrecorriente direccional**	27
Figura 1-5.	**Características impedancia protección distancia**	28
Figura 1-6.	**Zonas de protección función distancia ANSI 21**	28
Figura 1-7.	**Esquema conexión y principio de operación protección diferencial**	31
Figura 1-8.	**Esquemas protección diferencial barra ANSI 87B**	33
Figura 1-9.	**ANSI 87B SE barra sencilla y bypass**	34
Figura 1-10.	**ANSI 87B SE barra principal y transferencia**	35
Figura 1-11.	**Opciones de esquemas de protección de líneas**	36
Figura 1-12.	**Selección esquema de protección de líneas**	38
Figura 1-13.	**Opciones de esquemas de protección de Transformadores**	39
Figura 1-14.	**Conexión protección diferencial ANSI 87T larga y corta**	40
Figura 1-15.	**Selección esquema de protección de transformador**	41
Figura 2-1.	**Transformador ideal con devanado primario y secundario**	44
Figura 2-2.	**Circuito eléctrico transformador ideal**	47
Figura 2-3.	**Transformador ideal Ley de Ampere**	47
Figura 2-4.	**Analogía circuito eléctrico y magnético**	48
Figura 2-5.	**Representación de circuito magnético transformador ideal**	49
Figura 2-6.	**Circuito electro - magnético transformador ideal**	50
Figura 2-7.	**Representación del flujo total en un TRF real**	50
Figura 2-8.	**Circuito electro - magnético transformador (Modelo ajustado)**	51
Figura 2-9.	**Circuito electro - magnético transformador real**	52
Figura 2-10.	**Circuito eléctrico simplificado - TRF real**	52
Figura 2-11.	**Interface gráfica software DIgSILENT modelo TRF**	53
Figura 2-12.	**Resultado protocolo de ensayos de fábrica TRF CHEC**	54
Figura 2-13.	**Circuito equivalente considerado en el Software**	54
Figura 2-14.	**Curva de saturación modelo de transformador**	55
Figura 2-15.	**circulación de corriente simpatética**	57
Figura 2-16.	**Forma de onda corriente Simpatética**	58
Figura 2-17.	**Componentes armónicas corrientes simpatética**	58
Figura 2-18.	**Curva que define la zona de protección función 87T**	61
Figura 3-1.	**Unifilar modelo ATP y DIgSILENT**	65
Figura 3-2.	**Curva característica de magnetización modelo ATP**	66

Figura 3-3. **Curva característica de magnetización modelo DIgSILENT** 66
Figura 3-4. **Resultados comparativos corriente INRUS (ATP-DIgSILENT)** 67
Figura 3-5. **Sistema modelado para simulaciones transitorias** 67
Figura 3-6. **Parámetros modelo fuente de generación** 68
Figura 3-7. **Parámetros línea de transmisión** 68
Figura 3-8. **Resultados de corriente (HV) de energización por fase** 70
Figura 3-9. **Corriente de desbalance para diferentes potencias** 71
Figura 3-10. **Resultados de corriente (HV) de energización por fase** 72
Figura 3-11. **Corriente de desbalance para diferentes potencias** 73
Figura 3-12. **Resultados corrientes (HV) energización diferentes tiempos de cierre** 74
Figura 3-13. **Resultados de corriente (HV) de energización por fase** 76
Figura 3-14. **Corriente de desbalance para diferentes potencias** 76
Figura 3-15. **Resultados de corriente (HV) de energización por fase diferentes Zcc** 79
Figura 3-16. **Corriente de desbalance para diferentes Zcc** 79
Figura 3-17. **Resultados corrientes (HV) de fase energización** 81
Figura 3-18. **Modelo de simulación con transformador en paralelo** 81
Figura 3-19. **Resultados corrientes (HV) TRF en paralelo (TRAFOS 150 MVA)** 82
Figura 3-20. **Efecto de corriente (HV) de energización sobre TRF Paralelo** 83
Figura 3-21. **Parametrización IED 87T - software DIgSILENT** 84
Figura 3-22. **Parametrización bloque diferencial IED 87T - software DIgSILENT** .. 85
Figura 3-23. **Curva característica de operación modelo DIgSILENT** 86
Figura 3-24. **Resultados de validación para fallas internas y externas** 87
Figura 3-25. **Condiciones consideradas para la simulación de energización.** 88
Figura 3-26. **Componente segundo armónico de la corriente de energización** 88
Figura 3-27. **Disparo durante energización - Sin restricción por 2do armónico** ... 89
Figura 3-28. **Energización exitosa - Con restricción por 2do armónico** 89
Figura 3-29. **circulación de corriente simpatética** 90
Figura 3-30. **Efecto corriente (HV) energización TRF 150 MVA sobre paralelo** 91
Figura 3-31. **Efecto corriente (HV) energización TRF 25 MVA sobre paralelo** 91
Figura 3-32. **Corriente Diferencial TRF 150 MVA paralelo maniobra energización** 92
Figura 3-33. **Corriente Diferencial TRF 25 MVA paralelo maniobra energización** . 92
Figura 3-34. **Componente de segundo armónico TRF 150 MVA paralelo** 93
Figura 3-35. **Componente de segundo armónico TRF 25 MVA paralelo** 93
Figura 3-36. **Corriente Diferencial TRF maniobra de energización TRF paralelo** . 95
Figura 3-37. **Disparo indeseado por protección 87T energización TRF paralelo** .. 95

Lista de tablas

Pág.

Tabla 1-1. **Ejemplo clasificación línea OR CHEC**..... 37
Tabla 2-1 **Parámetros eléctricos transformadores modelados** 53
Tabla 3-1. **Resultados corrientes (HV) de energización para diferentes potencias** 69
Tabla 3-2. **Resultados corrientes (HV) de energización diferente posición de tap** 71
Tabla 3-3. **Tiempo de cierre interruptor para energización TRF 150 MVA** 73
Tabla 3-4. **Resultados corrientes (HV) energización para diferentes tiempos de cierre** 74
Tabla 3-5. **Resultados corrientes (HV) de fase energización con y sin carga** 75
Tabla 3-6. **Resultados corrientes de desbalance energización con y sin carga** .. 75
Tabla 3-7. **Resultados corrientes (HV) de fase energización con y sin carga** 77
Tabla 3-8. **Resultados corrientes (HV) de fase energización con y sin carga** 78
Tabla 3-9. **Resultados corrientes (HV) de fase energización**..... 80
Tabla 3-10. **Resultados corrientes (HV) energización TRF en energización**..... 82
Tabla 3-11. **Resultados corrientes (HV) energización TRF PARALELO en operación** 83

Lista de Símbolos y abreviaturas

Abreviaturas

Abreviatura	Término
ANSI 21	Relé de protección distancia
ANSI 87B	Relé de protección diferencial de barra
ANSI 87L	Relé de protección diferencial de línea
ANSI 87L	Relé de protección diferencial de transformador
ANSI 51N	Relé Temporizado de sobrecorriente de Tierra
ANSI 51	Relé Temporizado de sobrecorriente
ANSI 67	Sobrecorriente de fase direccional
ANSI 67N	Sobrecorriente de falla a tierra direccional
CHEC.	Central Hidroeléctrica de Caldas
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CT's	Current Transformer
DPL	*DIgSILENT Programming Language*
IEC	International Electrotechnical Commission (Comité internacional de electrotécnica).
IED	Intelligent Electronic Device (Equipo electrónico Inteligente)
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers (Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos)
OR	Operador de Red
PT's	Potential Transformer
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SIR	Source to Line Impedance Ratio
STR	Sistema de transmisión regional
TRF	Transformador

Introducción

El transformador de potencia se define generalmente dentro de la literatura como una maquina estática, cuya función principal es la unión eléctrica y transmisión de potencia entre dos, o más, niveles de tensión diferente. Bajo los esquemas actuales de transmisión de energía alterna el transformador de potencia es uno de los elementos más importantes y costosos de un sistema eléctrico de Potencia (SEP). Teniendo en cuenta la importancia del transformador dentro de la cadena de suministro de energía eléctrica, se destaca la necesidad de que este equipo presente una operación continua, minimizando en la medida de lo posible, sus salidas no programadas [1].

Generalmente en transformadores de potencia cuya capacidad sea igual o superior a 10 MVA se utiliza como protección principal la función de protección diferencial (ANSI 87T), mientras para los equipos con capacidad inferior se suele utilizar función de sobrecorriente como protección principal [2]. La función de protección diferencial (ANSI 87T) basa su principio de operación en una corriente diferencial, donde una variación (en valores p.u.) entre la corriente del devanado primario y secundario (para transformadores bidevanados) generalmente corresponde a una falla interna del transformador y ocasiona la desconexión inmediata del equipo para evitar daños graves.

Considerando el costo del transformador y el impacto de la indisponibilidad de este equipo sobre el suministro de la energía surge la necesidad de contar con un esquema de protecciones, cuya finalidad y operación se centren por una parte en proteger el transformador y por otra evitar las salidas innecesarias (por operación errónea).

Durante la energización (sin carga) de un transformador de potencia se presentan, por el devanado primario, corrientes conocidas como de magnetización, Inrush, o de enganche, entre otros. Este fenómeno transitorio (de pocos ciclos) se origina debido principalmente a la característica no lineal del material del núcleo y a la saturación ocasionada por la componente DC del flujo debido al cambio en el voltaje de magnetización [3].

La corriente de energización fluye solo por el devanado primario y además puede alcanzar una magnitud de varias veces la corriente nominal de transformador. Las dos características mencionadas (altos valores de corriente y corriente por un solo devanado) por definición básica pueden ocasionar la operación de la función de protección diferencial (ANSI 87T), sin embargo, la corriente de energización no se considera una condición de falla, por lo que la función de protección debe tener la capacidad de identificar y diferenciar esta condición de una falla real y poder continuar en operación.

La corriente de energización es tomada del sistema, por lo cual algunas de sus características pueden ser vistas por equipos adyacentes al transformador energizado, por ejemplo, líneas, transformadores en serie, transformadores en paralelo, generadores, entre otros. De acuerdo a lo anterior, la corriente Inrush puede no solo tener efecto sobre el transformador a energizar, sino también sobre otros equipos del sistema, llegando a ocasionar en un caso determinado la operación indeseada del esquema de protección de los equipos.

Cuando se energiza un transformador con otro(s) previamente energizados se presenta una interacción entre la corriente Inrush del transformador que se energiza con el/los transformadores energizados, dicha interacción se conoce como corriente simpatética. La corriente simpatética vista por el transformador previamente energizado generalmente presenta características de amplitud y duración diferentes a los observados en la corriente Inrush [4].

Objetivos

Objetivo general

Desarrollar una metodología que permita ajustar la función de protección diferencial (ANSI 87T) a las condiciones de falla y al impacto de la corriente de energización, tanto propia como de transformadores adyacentes.

Objetivos específicos

- Describir la metodología de parametrización de la función de protección diferencial de transformador.
- Determinar el efecto de la corriente transitoria de energización de un transformador de potencia sobre transformadores adyacentes a este.
- Evaluar el desbalance y la corriente de neutro durante la energización de transformadores

Planteamiento del problema

En los sistemas eléctricos de potencia las fallas de cortocircuito (principalmente las desbalanceadas), la confiabilidad del suministro de energía, los esquemas de protección, enfocados en sensibilidad, velocidad, selectividad y bajo costo, constituyen importantes retos en cuanto a autotransformadores.

Considerando que la principal protección utilizada para transformadores de potencia es la función diferencial, resulta importante conocer, además del principio básico de operación de dicha función (diferencia de corrientes), su interacción con el fenómeno transitorio de corriente de energización de transformador. Ante dicho fenómeno transitorio, idealmente, esta función no debe operar. El fenómeno transitorio de corriente de energización de transformador, desde el punto de vista del funcionamiento básico de la función diferencial, puede ser confundido fácilmente con una condición de falla, considerando que ante este transitorio se presenta flujo de corriente solo por uno de los devanados (generalmente por el devanado primario). Sin embargo, las funciones de protección modernas incorporan algoritmos que consideran características de la corriente de energización de transformador, de tal forma que el relé pueda diferenciar la corriente de energización de una condición de falla y así evitar una operación errónea de la protección.

Considerando que la corriente Inrush puede presentar diferentes características dependiendo de las condiciones del sistema y las características propias del transformador a energizar, resulta importante mencionar que la parametrización de cada función de protección diferencial debe tener en cuenta las condiciones de los puntos de conexión del transformador asociado a dicha función. No obstante, durante el proceso de parametrización y ajustes de la función de protección diferencial, es común encontrar el uso de parámetros típicos lo cual bajo condiciones particulares puede conducir a una operación errónea de esta protección.

Además de la corriente de energización y su efecto sobre la función de protección diferencial propia del transformador que se está energizando, cabe mencionar que esta corriente es tomada del sistema, por lo cual es vista por elementos adyacentes al transformador. Sin embargo, esta corriente de energización vista desde otro equipo presenta características diferentes a la corriente Inrush [5] y puede llegar a ocasionar una operación errónea de las protecciones de dichos equipos adyacentes.

Justificación

Dentro de los requerimientos propios del sistema operado por CHEC, tales como la confiabilidad, o el abastecimiento de la demanda creciente, se hace necesario el planeamiento de la expansión del sistema y con esto la puesta en servicio de nuevos transformadores. La implementación de estos transformadores, lleva en muchos casos la implementación de protección diferencial de transformador (ANSI 87T), la cual debe estar parametrizada de manera que no se generen disparos indeseados al momento de la energización del transformador. En este contexto, este trabajo pretende abordar el estudio teórico básico de la corriente Inrush en transformadores y su influencia en los sistemas de protección, particularmente en la función de protección diferencial, resolviendo los siguientes cuestionamientos:

- ¿Cuál es el impacto de la corriente de energización de transformadores sobre la función de protección diferencial (ANSI 87T)?
- ¿Los ajustes de la protección diferencial, en primera instancia, pueden permitir disparo erróneo del transformador que se está energizando?
- ¿Cómo perciben los transformadores adyacentes y su función de protección diferencial los transitorios de la corriente de energización?
- ¿Se presenta desbalance de corriente durante el proceso de energización de transformadores, y de haberlo, que efecto tiene sobre las funciones de protección diferencial y sobrecorriente de neutro?

Alcance

Dentro de la elaboración del actual trabajo de grado se propone analizar el impacto del fenómeno de energización de transformadores sobre la protección diferencial de transformador (ANSI 87T), para lo cual se realizará la descripción del principio de operación y parametrización de un relé de protección diferencial de transformador ANSI 87T típicamente utilizado en CHEC. Adicionalmente se realizarán simulaciones que permitan visualizar el fenómeno de energización de transformador y el impacto de este fenómeno sobre otros equipos del sistema.

Metodología

El desarrollo metodológico propuesto para la realización del trabajo de grado es el siguiente: Con el fin de dar cumplimiento a los objetivos antes propuestos, se plantea la siguiente metodología:

1. Como primera medida se plantea la comprensión de la función diferencial de transformador (ANSI 87T), para lo cual se realizará la descripción del mecanismo físico de operación de dicha función, así como de los principales parámetros que hacen parte de la configuración de la función 87T, tomando como referencia un IED típicamente utilizado en CHEC.

2. A partir de información típica de transformadores y protecciones diferenciales de transformadores utilizados en CHEC, se realizará el modelo que servirá para el análisis transitorio del fenómeno de energización de transformador y a partir de estas simulaciones se evidenciará el posible impacto de las corrientes de fase que se presentan durante dicho fenómeno sobre la protección 87T y de esta manera poder validar la adecuada parametrización de este relé.

3. Con el modelo del sistema, se realizarán simulaciones de estado transitorio, durante la energización de un transformador de potencia, en esta ocasión enfocado en el desbalance de corrientes que se pueda presentar durante dicho fenómeno. A partir de los resultados obtenidos se realizará un reajuste en la parametrización de la función 87T, de ser necesario, y se realizará un análisis de resultados y el respectivo reporte

Todas las simulaciones se realizarán utilizando el software especializado de simulación DIgSILENT POWER FACTORY.

1. Capítulo 1: ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

De manera inicial, se consideran conceptos generales relacionados con los esquemas de protección para diferentes elementos de los sistemas eléctricos de potencia, con un mayor enfoque en transformadores de potencia y la protección diferencial de los mismos (ANSI 87T). Adicionalmente, en el actual capítulo se documentarán criterios generales de coordinación de protecciones y parámetros típicos de configuración de los diferentes IED's.

1.1 Criterios de selección de esquema de protecciones

Cuando se habla de un sistema eléctrico de potencia, se habla de redes, conformadas básicamente por generadores, líneas de transmisión/distribución, transformadores de potencia y cargas/demanda, las cuales en su conjunto contribuyen a satisfacer la necesidad de energía ya sea a nivel industrial, residencial, de comunicaciones entre otras. Considerando lo anterior, se hace necesario proteger cada uno de los componentes del sistema de potencia y adicionalmente garantizar que cada uno de estos permanezcan la mayor parte del tiempo en operación, cumpliendo su función principal. Con el fin de cumplir con los dos requerimientos antes mencionados se hace necesario contar con esquemas de protecciones eléctricas, los cuales de manera general deben cumplir con las siguientes exigencias:

- **Selectividad**: Habilidad de un sistema de protección para detectar una falla dentro de una zona específica de la red y disparar el interruptor apropiado para despejar la falla con un mínimo de disturbio para el resto de la red. Lo anterior busca tener una máxima continuidad de servicio con la mínima desconexión de elementos del sistema [6]
- **Seguridad**: Probabilidad de no tener un disparo indeseado
- **Fiabilidad**: Probabilidad de no tener una omisión de disparo. Corresponde al aseguramiento de la correcta operación de la protección [6].
- **Confiabilidad**: Probabilidad de no tener una operación incorrecta o sea es la probabilidad de ser seguro y fiable (generalmente asociado a tener redundancia). A partir de esta característica se suele hablar, en los esquemas de protección, de protección principal y protección de respaldo:
    - **Protección principal:** Es la encargada de operar en primera instancia cada vez que el equipo protegido falla. Una de sus principales características es su selectividad (sea relativa como en el caso de la ANSI 21 o absoluta como la ANSI 87L) [7]
    - **Protección de respaldo:** Instalada para actuar cuando la protección principal falla o no opera por alguna razón [7]
- **Velocidad:** Las protecciones deben tener la velocidad necesaria para proteger los equipos y despejando una falla en el menor tiempo posible, garantizando la ***estabilidad del sistema de potencia***. [6].

- **Sensibilidad:** Son los valores mínimos de la cantidad actuante (ajuste) que hacen operar la protección. Capacidad del sistema de protecciones de detectar todos los tipos de fallas, aun si la corriente de falla es menor que la corriente de carga.
- **Simplicidad:** Mínima cantidad de equipos y funciones de protección para lograr el objetivo deseado [6].
- **Economía:** Máximo nivel de protección con un costo total mínimo [6].

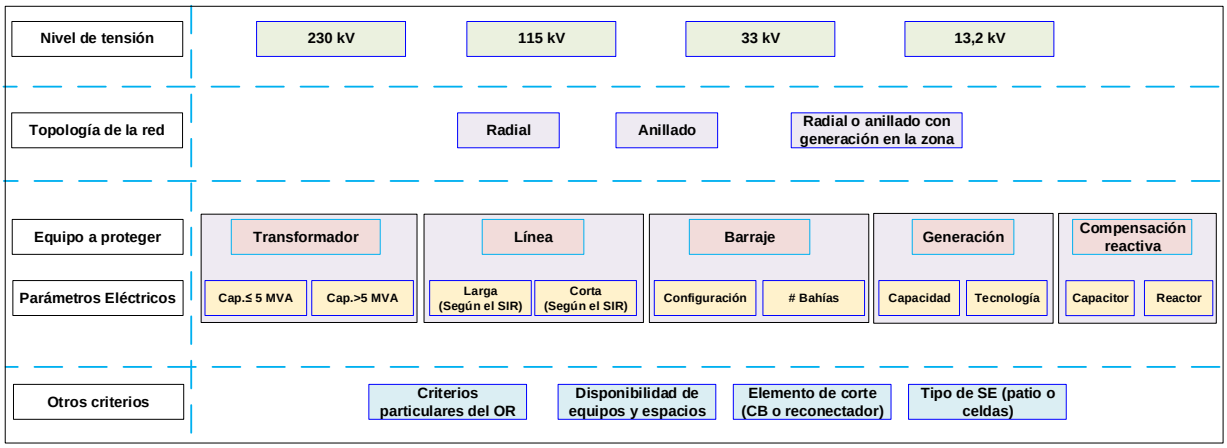
Durante la etapa de selección de un esquema de protección se debe buscar cumplir con las anteriores exigencias a costos admisibles.

Además de tener en consideración las exigencias de un sistema de protección antes mencionada, se debe tener en cuenta, al momento de seleccionar en esquema de protección, criterios tales como:

a) Elemento a proteger (barra, transformador, línea, entre otros)
b) Nivel de tensión del sistema
c) Topología del sistema
d) Elementos de corte (interruptor, reconectador)
e) Tipo SE (patio/celdas)
f) Parámetros eléctricos de la red/equipo protegido
g) Disponibilidad de equipos (CT’s-PT’s, canales de comunicación) y espacio físico
h) Políticas, criterios o experiencias propias del OR
i) Costos admisibles

En la Figura 1-1 se presentan, de manera gráfica, los criterios de selección de un esquema de protecciones, tomando como referencia el Operador de Red (OR) Central Hidroeléctrica de Caldas (en adelante CHEC):

Figura 1-1. Criterios de selección esquema de protección



Fuente: [Elaboración propia]

1.2 Funciones de protección

En este numeral se tratarán solo protecciones numéricas, con especial énfasis en las protecciones utilizadas por el OR CHEC. Cabe mencionar que considerando los niveles de tensión en los que CHEC tiene activos, solo se analizarán las protecciones relacionadas con los niveles 230 kV, 115 kV, 33 kV y 13,2 kV. Adicionalmente, son de interés del actual trabajo de grado las protecciones relacionadas con barrajes, líneas y transformadores, con énfasis en este último equipo.

En un sistema eléctrico de potencia existen fenómenos como el cortocircuito, cuya ocurrencia es impredecible, y su duración normalmente de décimas de segundo, pero su impacto sobre los equipos del sistema obligan a realizar constantemente estudios que permitan definir el mejor esquema de protecciones [8]. La selección de protecciones antes mencionada implica la escogencia adecuada, tanto de elementos de corte como los dispositivos y funciones de protección.

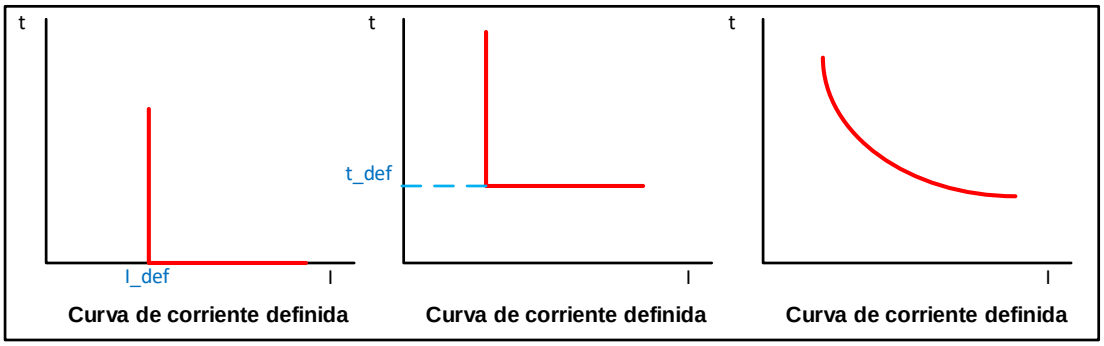
1.2.1 Protección sobrecorriente (ANSI 50/51/67)

Los relés de sobrecorriente resultan ser una de las soluciones más antiguas y simples, en cuanto a principio de operación, aplicadas en sistemas eléctricos de potencia. El principio de operación de este tipo de protección se basa en la magnitud de la corriente de falla y a

partir de este valor permite realizar ajustes que permitan desarrollar un esquema de protecciones coordinado (para mejorar la selectividad) [7].

Las protecciones sobrecorriente define su operación basado en una curva de tiempo vs corriente, encontrándose típicamente las curvas que se presentan a continuación:

Figura 1-2. Curvas típicas operación relés sobrecorriente



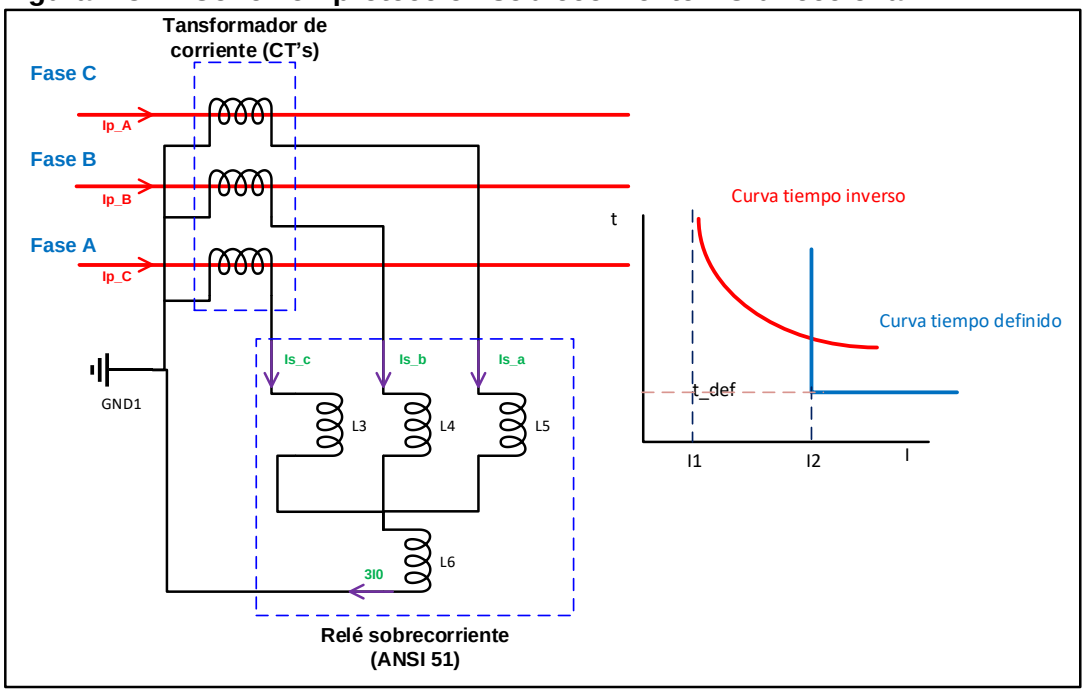
Fuente: [Elaboración propia]

Dependiendo de las características del sistema y de la coordinación (tiempos de operación respecto a otras protecciones) se selecciona la curva o combinación de curvas.

Dentro de los relés de sobrecorriente, dependiendo de su característica de operación, se tienen las siguientes clasificaciones:

- **Relé sobrecorriente NO direccional (ANSI 50/50N 51/51N)**: Toma en cuenta solo la magnitud de la corriente y de acuerdo a la curva seleccionada se presenta el despeje de la falla. Este tipo de relés son comúnmente utilizados en redes radiales, o aquellas donde se tiene claridad respecto al flujo de potencia y más aún el sentido de las corrientes de falla. Dada la característica de esta protección, de bajos niveles de selectividad, así como su sencillez en implementación (no requiere transformadores de tensión – PT's) suele utilizarse como protección de respaldo. En la Figura 1-3 se presenta un esquema de protección de sobrecorriente NO direccional:

Figura 1-3. Conexión protección sobrecorriente NO direccional

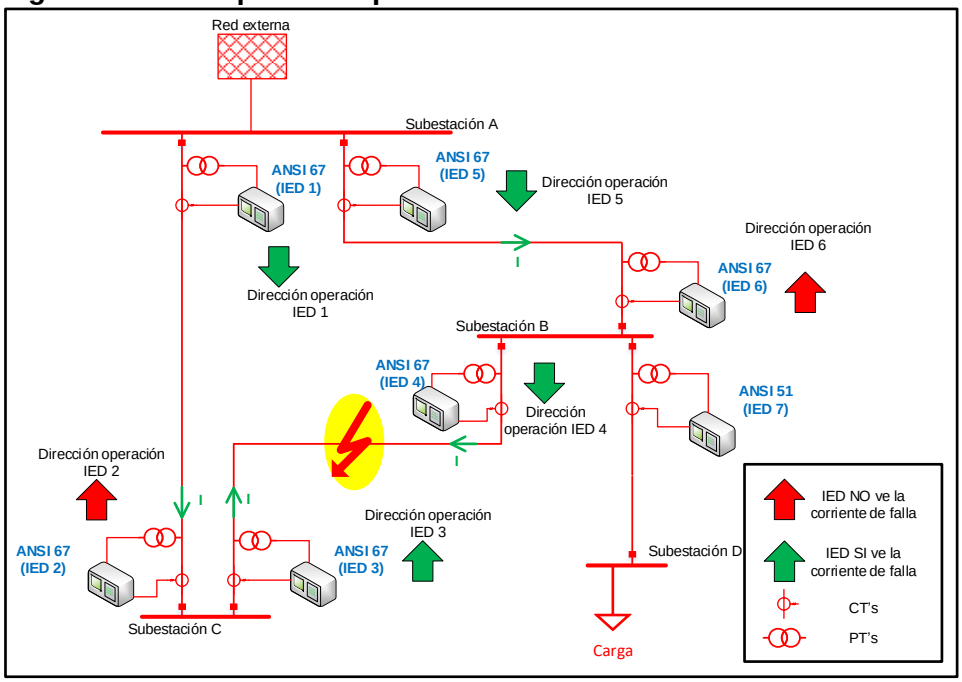


Fuente: [Elaboración propia]

- **Relé sobrecorriente Direccional (ANSI 67/67N)**: Bajo el principio de que en sistemas enmallados o radiales con múltiples fuentes se pueden presentar corrientes de falla que fluyen en diferente dirección, dependiendo del punto de falla, se hace necesaria la incorporación de relés que permitan identificar el sentido de la corriente y de esta manera mejor la SELECTIVIDAD del esquema de protección. Las protecciones sobrecorriente direccional, hacen uso de las mismas curvas de las protecciones NO direccionales y adicionalmente reciben tensiones (desde transformadores de potencial – PT's)

En la Figura 1-4 se presenta un esquema de protección con IED's sobrecorriente direccional. En este esquema se puede observar la selectividad de esta función, donde ante una falla en el circuito entra las subestaciones B y C, los IED 3 e IED 4 operaran considerando la magnitud y dirección de la corriente de falla vista por cada uno de estos IED's:

Figura 1-4. Esquema de protección sobrecorriente direccional



Fuente: [Elaboración propia]

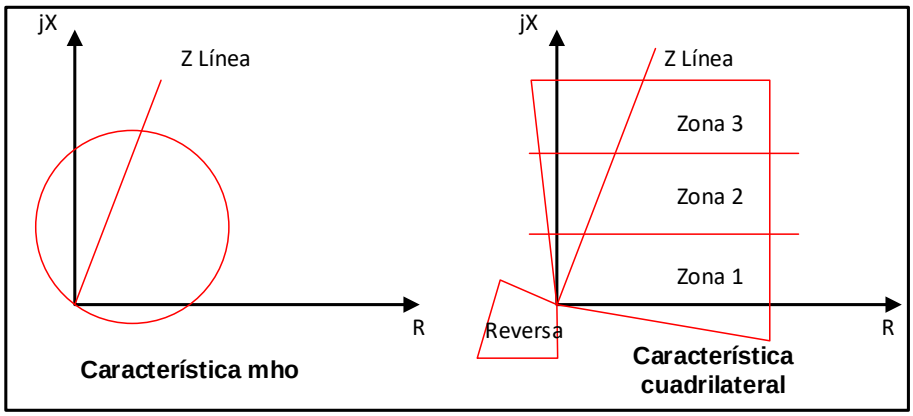
1.2.2 Protección Distancia (ANSI 21)

Durante una falla en un sistema eléctrico de potencia se presentan variaciones tanto en los niveles de corriente como de tensiones vistas por los IED's. Los valores de corriente y tensión vista por los IED's se puede expresar en forma de impedancia, la cual se puede traducir en distancia (conociendo la impedancia de la línea), lo cual da el nombre a la función ANSI 21 (protección distancia) [7].

Las protecciones distancia (ANSI 21) tienen como característica el poder identificar la ubicación aproximada de una falla a partir de los valores medidos (por CT's y PT's) de corriente y tensión (Z=V/I), teniendo como dato de entrada la impedancia de la línea asociada.

La característica de operación de un relé distancia se suele representar en un diagrama cartesiano (diagrama R-X), donde la resistencia (R) se ubica en las abscisas y la reactancia (X) en la ordenada [6]. En la Figura 1-5**Figura 1-5** se presentan de manea gráfica los diagramas de impedancia típicamente utilizados por el OR CHEC para las relés distancias ANSI 21 que normalmente utiliza para la protección de sus líneas:

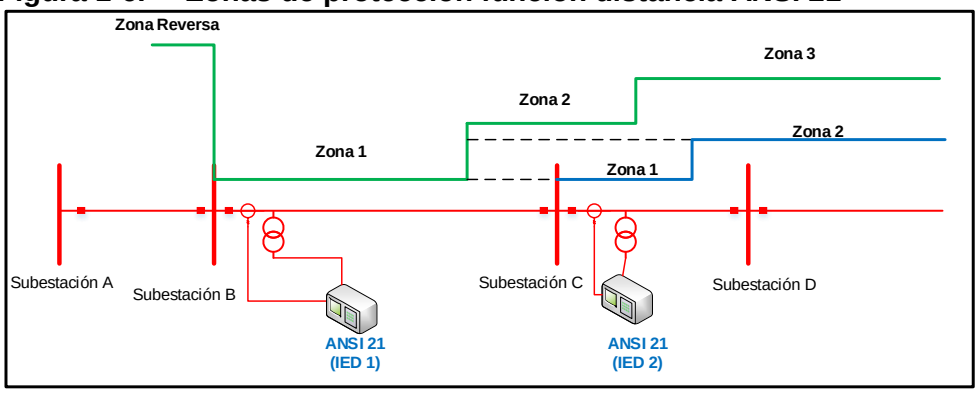
Figura 1-5. Características impedancia protección distancia



Fuente: [Elaboración propia]

En la Figura 1-6 se presentan las zonas de protección típicamente configuradas en los IED's ANSI 21 utilizados por el OR CHEC. En esta figura se aprecia que cada IED presenta cuatro (4) zonas, de las cuales tres (3) actúan hacia adelante (Zona 1, 2 y 3) y una (1) zona en reversa.

Figura 1-6. Zonas de protección función distancia ANSI 21



Fuente: [Elaboración propia]

Para la configuración y ajustes de cada una de las zonas de la función distancia ANSI 21, en CHEC se utilizan los siguientes criterios:

- **Zona 1 (Adelante):**
  - <u>Alcance reactivo ($Z1_{XL}$)</u>

    $Z1_{XL}$=85% XL de la línea protegida

  - <u>Alcance resistivo ($Z1_{RL}$)</u>

    $Z1_{RL}$ = 45% de la $Z_{MinCarga}$

$$Zc\arg a = 0,85 \times \frac{V_{LL}}{\sqrt{3} \times MCC}$$

Dónde:

MCC: Máxima corriente de carga

V_L: Tensión nominal

- **Zona 2 (Adelante):**
  - Alcance reactivo ($Z2_{XL}$)

    El alcance reactivo de la Zona 2 se recomienda ajustar al valor más bajo entre:

    $Z2_{XL}$ = 120% XL de la línea protegida.

    $Z2_{XL}$ = 100% XL de la línea protegida + 50% XL de la línea adyacente más corta.
  - Alcance resistivo ($Z2_{RL}$)

    $Z2_{RL}$ = 55% de la $Z_{MinCarga}$
- **Zona 3 (Adelante):**
  - Alcance reactivo ($Z3_{XL}$)

    El alcance reactivo de la Zona 3, se debe ajustar al valor más bajo entre:

    $Z3_{XL}$ = 120% (XL línea protegida + XL línea adyacente más larga).

    $Z3_{XL}$ = XL de la línea protegida + 80% XT de los transformadores en la barra remota.
  - Alcance resistivo ($Z3_{RL}$)

    $Z2_{RL}$ = 60% de la $Z_{MinCarga}$

- **Zona reversa (Atrás)**:

El propósito de esta zona es proveer un respaldo a la protección diferencial de barras de la subestación local.

  - Alcance reactivo (ZR_{XL})

El alcance reactivo de la Zona Reversa se debe ajustar al valor más bajo entre:

ZR_{XT} = 20% XT equivalente de los transformadores de la subestación local

ZR_{XL} = 20% XL de la línea reversa más corta

- Alcance resistivo (ZR_{RL})

  $Z2_{RL}$ = 50% de la $Z_{MinCarga}$

Los criterios y alcances mostrados son estándar en CHEC, sin embargo, están sujetos a resultados de simulaciones para cada escenario o proyecto en particular.

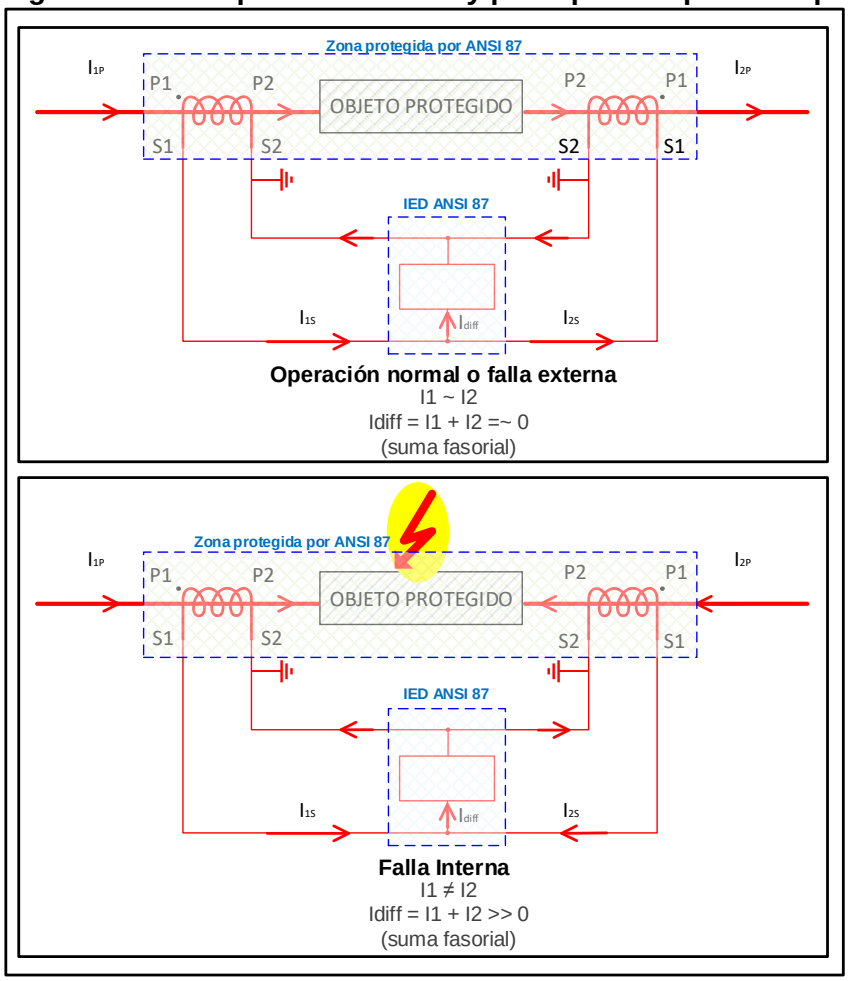
1.2.3 Protección diferencial (ANSI 87T/87L/87B)

Una protección diferencial tiene como principio el cálculo de la diferencia de las corrientes que entran y salen de la zona protegida. [9].Un esquema de protección diferencial se considera totalmente selectivo, es decir, es capaz de identificar y despejar fallas dentro de la zona protegida, sacando solamente el equipo protegido para aislar dicha falla [7].

Dentro de la parametrización de una función de la función diferencial se deben tener en cuenta la existencia de diferencias que no son atribuibles a una falla, tales como: error por la diferencia de relaciones de transformación de los equipos de instrumentación (CT's-PT's), error debido a cambiadores de taps (para el caso de diferencial de transformador), error debido a la precisión de PT's y CT's y saturación de los mismos [10].

En la Figura 1-7 se presenta el esquema de conexión básico de una protección diferencial así como su principio de operación:

Figura 1-7. Esquema conexión y principio de operación protección diferencial



Fuente: [Elaboración propia]

Como criterio de conexión, el OR CHEC tiene la conexión de P2 hacia el objeto protegido. Bajo la conexión mostrada, del IED diferencial ANSI 87, se presentan los siguientes escenarios:

Operación normal o falla externa: El IED ANSI 87 detectará una corriente de entrada (I_{S1}) aproximadamente igual, en magnitud, a la corriente de salida (I_{S2}), pero desfasada 180°, con lo cual la corriente diferencial será del orden de cero.

Operación con falla interna: El IED ANSI 87 detectará una corriente de entrada (I_{S1}) diferente a la corriente de salida (I_{S2}), con lo cual la corriente diferencial será mayor a cero. Bajo esta condición se genera un disparo comandado desde el IED hasta los elementos de corte (interruptores de potencia) de ambos extremos del objeto protegido.

La protección diferencial se suele usar normalmente en los siguientes equipos

- Transformador (ANSI 87T)
- Línea (ANSI 87L)
- Barra (ANSI 87B)
- Generador (ANSI (87G)

En capítulos posteriores se tratará con mayor detalle las características, ajustes y modelo de una protección diferencial, particularmente de las relacionadas con transformadores (ANSI 87T).

1.3 Esquemas de protecciones según elemento a proteger

El momento de seleccionar un esquema de protecciones uno de los criterios a tener en cuenta es el equipo a proteger. En este numeral se tratarán los principales esquemas de protección utilizados por el OR CHEC de acuerdo al equipo, en este caso solo se tratarán los elementos más relevantes, como son: barra, línea y transformador.

1.3.1 Esquema de protección para barraje

Típicamente, el OR CHEC, para protección de barra no utiliza CT's en la misma, por lo cual, para la protección de barras solo utiliza protección diferencial de barra ANSI 87B (no requiere CT's de barra) [11]. El OR CHEC tiene en cuenta las siguientes consideraciones o criterios al momento de la implementación de una protección diferencial de barra ANSI 87B:

- Se instalará diferencial de barra cuando a la barra se tengan asociadas cuatro (4) bahías o más. Aplica para niveles de tensión iguales o superiores a 33 kV.
- La protección diferencial de barras ANSI 87B podrá ser conectada de un núcleo de corriente independiente o compartido con la protección principal o la protección de respaldo. Para niveles iguales o superiores a 115 kV se debe tener núcleo independiente para la protección ANSI 87B

Las protecciones diferenciales numéricas se pueden clasificar en dos esquemas:

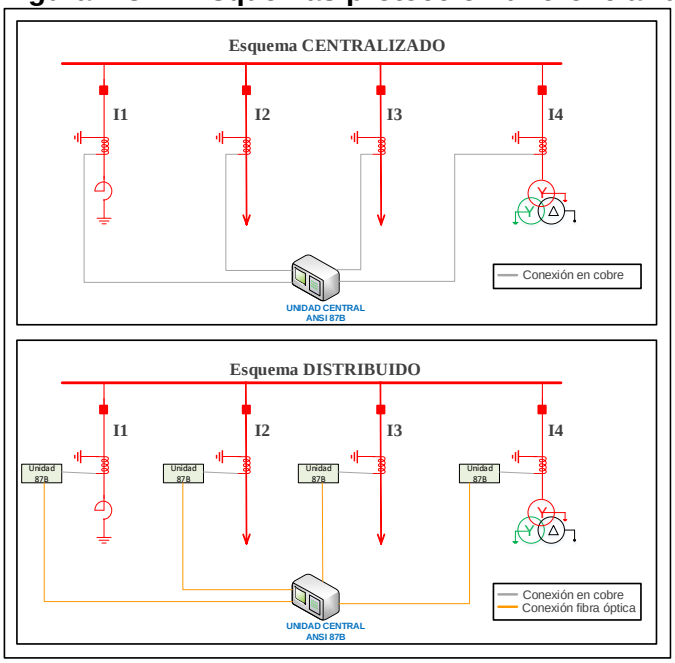
- **Esquema Centralizado**: usadas normalmente para barras con una cantidad de bahías entre cuatro (4) y ocho (8). En esta configuración se tiene un solo módulo,

que maneja entradas y procesamiento. Para la protección ANSI 87B centralizada se lleva cableado de cobre desde los CT's de cada bahía hasta el módulo central.

- **Esquema Distribuido**: Se recomienda utilizarlo para barras con más de ocho (8) bahías. Consiste en tener en el gabinete de protección de cada bahía una unidad de adquisición de corriente y posición de seccionadores, la cual se comunica a través de fibra óptica con una unidad central encargada de tomar las decisiones para aclarar las fallas. Como ventajas se tiene que disminuye considerablemente el cableado, las lógicas externas y el tamaño de la protección diferencial.

En la Figura 1-8 se presentan los esquemas de protección diferencial de barra ANSI 87B utilizadas en CHEC de acuerdo a los criterios antes expuestos:

Figura 1-8. Esquemas protección diferencial barra ANSI 87B

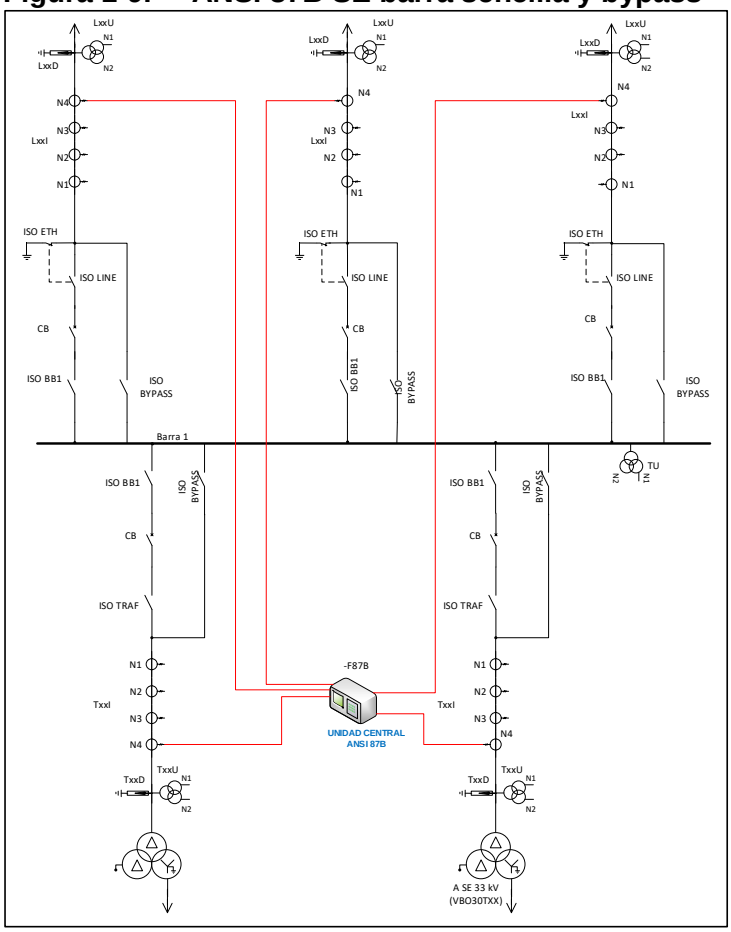


Fuente: [Elaboración propia]

Típicamente en las subestaciones del OR CHEC se pueden encontrar los siguientes tipos de configuraciones de barras y la posible configuración de la protección diferencial de barras:

- ✓ **Barra sencilla**: A nivel de 33 kV, típicamente en CHEC se utiliza configuración de subestaciones barra sencilla más seccionador de bypass. En la Figura 1-9 se presenta la protección diferencial de barras (87B) para esta configuración:

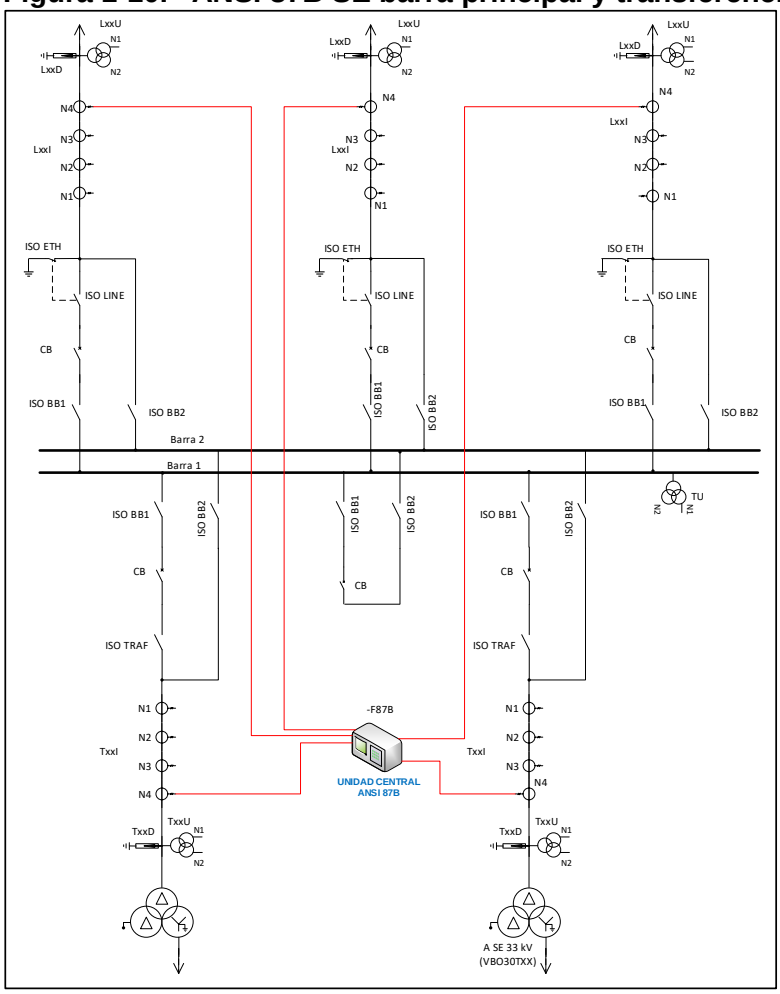
Figura 1-9. ANSI 87B SE barra sencilla y bypass



Fuente: [Elaboración propia]

- ✓ **Barra principal con transferencia**: A nivel de 115 kV, típicamente en CHEC se utiliza configuración de subestaciones barra principal más seccionador de transferencia. En la Figura 1-10 se presenta la protección diferencial de barras (87B) para esta configuración:

Figura 1-10. ANSI 87B SE barra principal y transferencia



Fuente: [Elaboración propia]

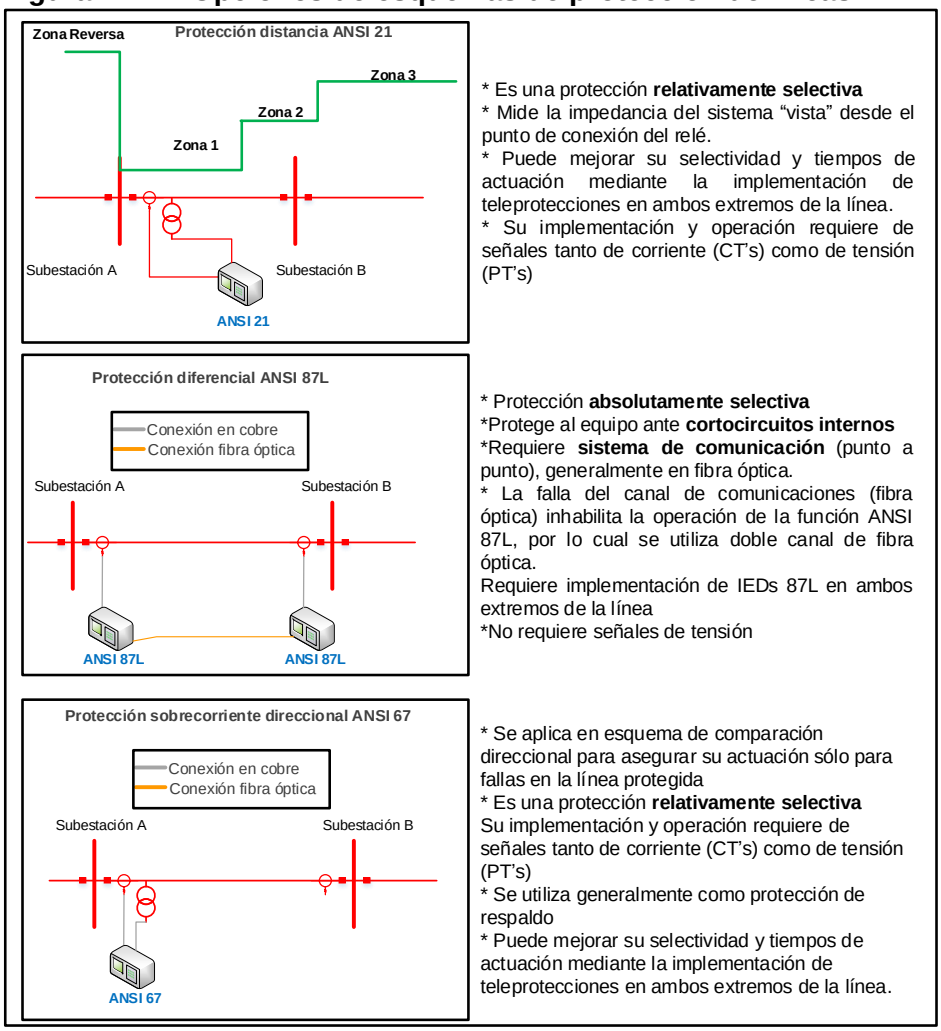
1.3.2 Esquema de protección para líneas de transmisión/distribución

Las líneas, por su longitud, son los elementos más expuestos a falla dentro del sistema de potencia, razón por la cual, su esquema de protección debe presentar especial cuidado y propender por mejorar las condiciones de servicio cumpliendo con los criterios de selección planteados en el numeral 1.1.

Para la protección de una línea de su sistema eléctrico de potencia, el OR CHEC maneja típicamente tres (3) opciones a saber:

- ***Protección sobrecorriente (ANSI 50/51/67)***
- ***Protección distancia (ANSI21)***
- ***Protección diferencial (ANSI 87L)***

Figura 1-11. Opciones de esquemas de protección de líneas



Fuente: [Elaboración propia]

La longitud de la línea constituye un importante parámetro a tener en cuenta en selección del esquema de protección de la misma. Existe un meto para la caracterización de una línea de transmisión el cual se basa en el SIR (por su siglas en inglés ***Source to line Impedance Ratio***) [12], el cual considera la relación entre la impedancia de la fuente situada detrás de la protección de línea (Z_G) y la impedancia de la línea (Z_L) para su clasificación ($SIR=Z_G/Z_L$). De acuerdo a lo anterior, una línea se clasifica como corta, media o larga según la relación SIR y no según su longitud. De acuerdo a IEEE Std.C37-113 [12], las líneas se clasifican de la siguiente manera:

- **Líneas Cortas**: SIR ≥ 4
- **Líneas Medias**: 0,5 < SIR < 4
- **Líneas Largas**: SIR ≤ 0,5

A continuación, se presenta a manera de ejemplo la clasificación de una de las líneas del OR CHEC a partir del SIR:

Se tiene una línea de 115 kV, con una reactancia de secuencia positiva de 0.396 Ω/km (0,002996 p.u./km con una base de 100 MVA). Si la impedancia de la fuente detrás del relé es 0.0406 p.u. (la cual corresponde a un nivel de falla de 2.980 MVA), se tendría la siguiente clasificación para las líneas:

Tabla 1-1. Ejemplo clasificación línea OR CHEC

Línea	Condición	Longitud [km]
Corta	**<=**	**3,3**
Media	**entre**	**(3,3-27,2)**
Larga	**>=**	**27,2**

SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS:

La selección de una determinada protección debe considerarse en conjunto con el sistema de protecciones en el que va a estar inmerso, desde este punto de vista, se habla de la selección de un esquema de protección, donde el esquema más adecuado está influenciado por varios factores, los cuales se describen a continuación:

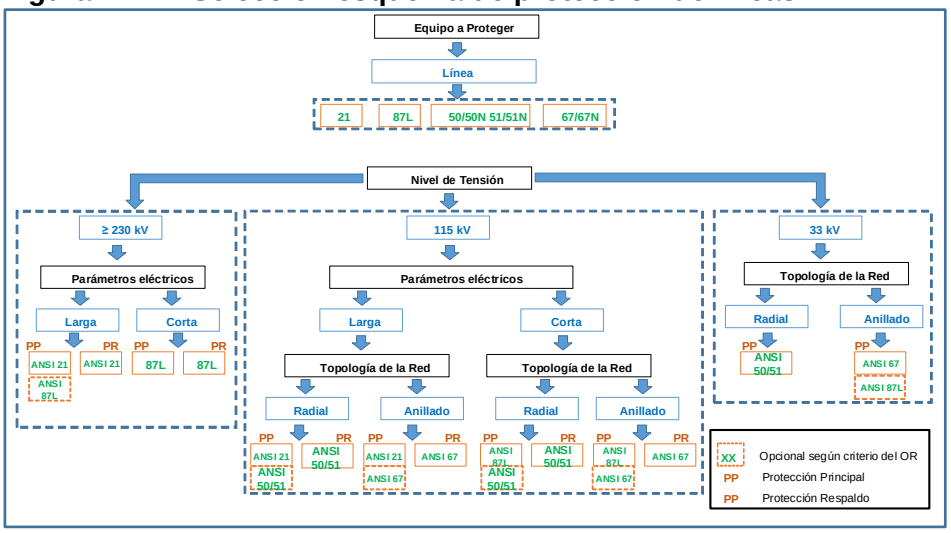
- ✓ Nivel de tensión
- ✓ Parámetros eléctricos (Según SIR: **Larga/Corta**)

SIR=Zg/ZL (**SIR≥4: Corta**, **SIR≤0,5: Larga**) (IEEE std. C37.113 del 2015)

- ✓ Topología de la Red (**Radial, anillado**)
- ✓ Políticas/Experiencia del OR
- ✓ **COSTOS ADMISIBLES**

En la Figura 1-12 se presenta de manera gráfica la selección del esquema de protección de líneas para diferentes condiciones:

Figura 1-12. Selección esquema de protección de líneas



Fuente: [Elaboración propia]

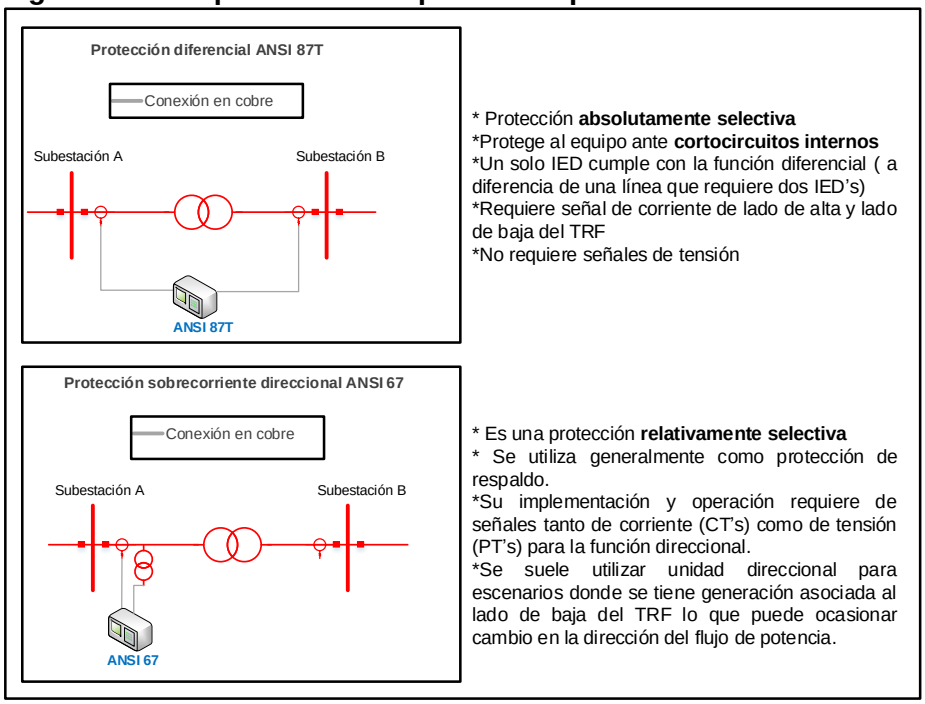
1.3.3 Esquema de protección para transformadores de potencia

El transformador de potencia es uno de los elementos más costosos del sistema. Adicionalmente, desde el punto de vista de atención de la demanda es un elemento muy crítico cuya protección requiere consideraciones especiales. De acuerdo a lo anterior, se hace necesario se debe tener especial cuidado en la selección de esquemas de protección de transformadores de potencia, particularmente los de mayor tamaño [13].

Para la protección de transformadores de su sistema eléctrico de potencia, el OR CHEC maneja típicamente dos (2) opciones a saber:

- ***Protección sobrecorriente (ANSI 50/51/67)***
- ***Protección diferencial (ANSI 87T)***

Figura 1-13. Opciones de esquemas de protección de Transformadores



Fuente: [Elaboración propia]

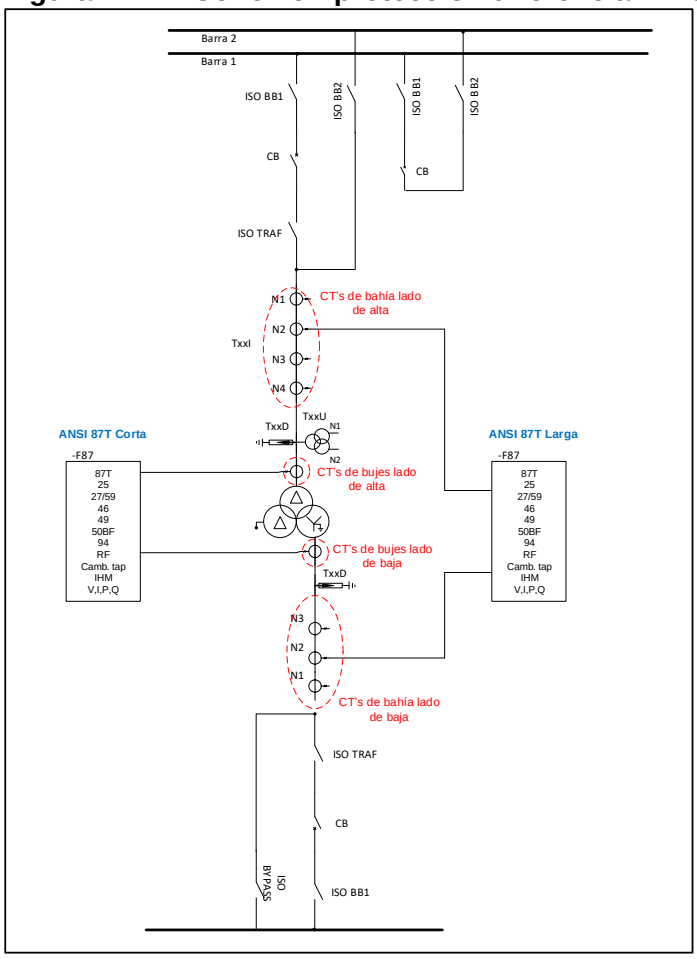
La capacidad, en potencia, de un transformador, constituye un importante parámetro a tener en cuenta al momento de seleccionar el esquema de protección del mismo. De acuerdo a IEEE Std.C37-91 [13], la protección diferencial ANSI 87T se debe utilizar en transformadores trifásicos con potencia igual o superior a 10 MVA, sin embargo, de acuerdo a criterios propios del OR CHEC, esta protección diferencial se aplica en transformadores con potencias superiores a 5 MVA.

Anteriormente se debía considerar el grupo de conexión e índice horario del transformador de potencia al momento de seleccionar y conectar los transformadores de corriente (CT's), por ejemplo, en un transformador de potencia D-Y, los CT's debían conectarse Y-D. Sin embargo, los relés diferenciales actuales (con microprocesador) tienen la capacidad de ajustar la diferencia angular del transformador (entre alta y baja tensión) lo que simplifica el uso, conexión y configuración de la protección ANSI 87T [13], con conexión típica de los CT's en Y.

Cabe mencionar, que al momento de utilizar un IED de protección, la zona protegida es definida por la ubicación de los transformadores de instrumentación, en particular los CT's, ya que estos constituyen "los ojos" del relé. Para el caso particular de una protección diferencial ANSI 87T, dependiendo de la ubicación de los CT's se puede configurar una protección diferencial larga o una protección diferencial corta. En la Figura 1-14 se presenta

el esquema de conexión de una protección diferencial de transformador ANSI 87T larga y corta:

Figura 1-14. Conexión protección diferencial ANSI 87T larga y corta



Fuente: [Elaboración propia]

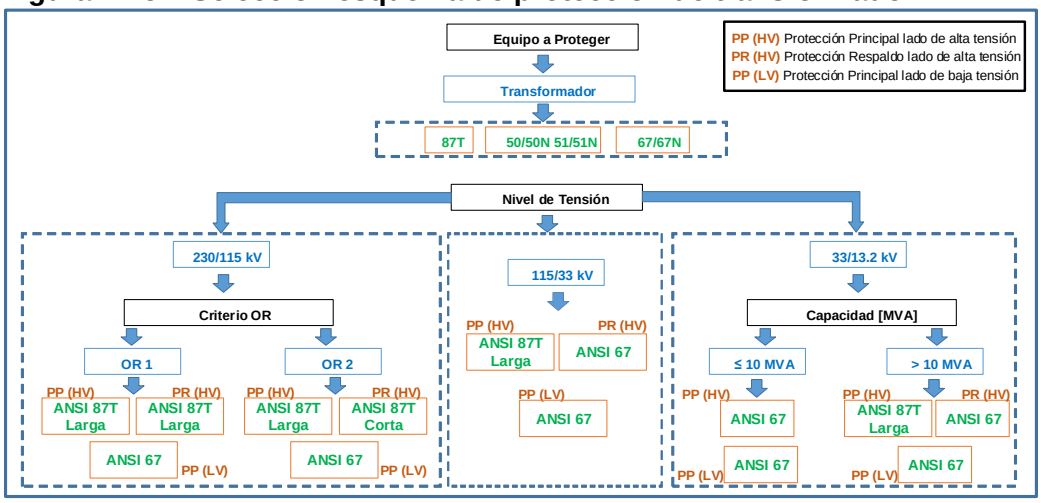
SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES:

La selección de una determinada protección debe considerarse en conjunto con el sistema de protecciones en el que va a estar inmerso, desde este punto de vista, se habla de la selección de un esquema de protección, donde, para el caso de transformadores de potencia, el esquema más adecuado está influenciado por varios factores, los cuales se describen a continuación:

- ✓ Nivel de tensión
- ✓ Capacidad nominal [MVA]
- ✓ Políticas/Experiencia del OR
- ✓ Costos admisibles

En la Figura 1-15 se presenta de manera gráfica la selección del esquema de protección de transformadores de potencia para diferentes condiciones:

Figura 1-15. Selección esquema de protección de transformador



Fuente: [Elaboración propia]

2. Capítulo 2: MODELO ELÉCTRICO

A partir de información típica de transformadores y de la protección diferencial de transformador ANSI 87T utilizados en CHEC, se realizará el modelo detallado de cada uno de estos equipos. Adicionalmente, en este capítulo se analizarán las principales características de las corrientes de energización, de manera que se pueda comprender de mejor manera este fenómeno.

Una vez se cuente con las condiciones para modelo de transformador y protección ANSI 87T, y conociendo las principales características del fenómeno de energización de transformador se elaborará un modelo detallado en el software DIgSILENT POWER FACTORY que permitirá realizar simulaciones para evidenciar el posible impacto de las corrientes de fase que se presentan durante dicho fenómeno sobre la protección 87T y de esta manera poder validar la adecuada parametrización de este relé.

2.1 Modelo Transformador de potencia

El transformador se puede definir como una máquina estática, que cuenta con uno, dos o más devanados que permite el acoplamiento mutuo entre circuitos eléctricos [14]. Los transformadores constituyen un elemento muy importante en los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica. En primera instancia se tienen los transformadores elevadores, cuya función, como su nombre lo indica, es elevar el nivel de tensión en los puntos de generación para disminuir las corrientes, y con esto reducir las pérdidas. Por otra parte, los transformadores reductores, se ubican generalmente cerca a los centros de consumo para reducir las tensiones, lo cual permite distribuir la energía de consumo con equipos con menor aislamiento y por tanto más económicos [15].

Adicionalmente, el transformador de potencia es uno de los equipos más costosos del sistema eléctrico. Considerando el costo de estos equipos, su importancia en la transmisión y distribución de energía, así como su papel determinante en la continuidad del servicio eléctrico, se hace necesario estudiar fenómenos que lo pueden afectar, para lo cual se requiere un modelo que permita un adecuado análisis de dichos fenómenos.

2.1.1 Modelo de un transformador de potencia

Aunque los transformadores se utilizan para deferentes propósitos (elevadores, reductores), cabe mencionar que los principios conceptuales teóricos de funcionamiento son los mismos y se basan en la teoría de inducción electromagnética.

Con el fin de facilitar el análisis del modelo y funcionamiento de un transformador de potencia. Inicialmente se considera un transformador “ideal”, es decir, bajo las siguientes consideraciones:

- Sin pérdidas en los devanados primarios o secundarios
- Sin disipación de energía de histéresis
- Sin inductancia de fuga (permeabilidad magnética del núcleo constante y perfecta)
- No se requieren corrientes de magnetización para la configuración del flujo magnético

Para un transformador de potencia ideal, la corriente nominal se puede expresar e términos de su potencia nominal (Capacidad MVA) y de la tensión nominal (V). En las ecuaciones (2.2) y (2.3) se presentan las corrientes nominales (primaria y secundaria respectivamente) asociadas a un transformador monofásico, sin considerar pérdidas, es decir, la potencia primaria es igual a la potencia secundaria:

$$S_n = V_1 I_1 = V_2 I_2 \tag{2.1}$$

$$I_1 = \frac{S_n}{V_1} \tag{2.2}$$

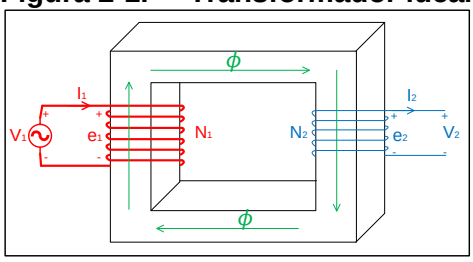
$$I_2 = \frac{S_n}{V_2} \tag{2.3}$$

Al dividir las ecuaciones (2.2) y (2.3) se obtiene:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{V_2}{V_1} \tag{2.4}$$

En la Figura 2-1 se presenta un esquema básico de un transformador ideal:

Figura 2-1. Transformador ideal con devanado primario y secundario



Fuente: [Elaboración propia]

De acuerdo a la ley de Faraday la tensión inducida en cada devanado es igual número de espiras multiplicado por la variación del flujo respecto al tiempo tal como se presenta en (2.5) y (2.6):

$$V_1(t) = e_1(t) = -N_1 \frac{d\phi_1(t)}{dt} \tag{2.5}$$

$$V_2(t) = e_2(t) = -N_2 \frac{d\phi_2(t)}{dt} \tag{2.6}$$

El signo negativo de la ecuación, de acuerdo a la ley de Faraday, indica que la fuerza electromotriz inducida se opone a la causa que la genera.

Considerando que el análisis se está realizando sobre un transformador ideal, donde la permeabilidad del núcleo es elevada, lo cual implica que la totalidad del flujo se queda confinada en el núcleo, se tiene:

$$\frac{d\phi_1(t)}{dt} = \frac{d\phi_2(t)}{dt} = \frac{d\phi(t)}{dt} \tag{2.7}$$

Considerando que el flujo magnético es generado por una corriente senoidal, se tiene:

$$\phi(t) = \phi_{max} * Sen(W * t) \tag{2.8}$$

$$\frac{d\phi(t)}{dt} = W * \phi_{max} * Cos(W * t) \tag{2.9}$$

Reemplazando (2.9) en (2.5) y (2.6):

$$V_1(t) = e_1(t) = -N1 * W * \phi_{max} * Cos(W * t) \tag{2.10}$$

$$V_2(t) = e_2(t) = -N2 * W * \phi_{max} * Cos(W * t) \tag{2.11}$$

A partir de las ecuaciones anteriores se puede obtener el valor eficaz (r.m.s.) de la tensión inducida, bajo la consideración de un transformador ideal:

$$e_{rms} = \frac{e_{max}}{\sqrt{2}} \tag{2.12}$$

Considerando que e_{max} se presenta cuando Cos(Wt) es 1 (t=0) se tiene:

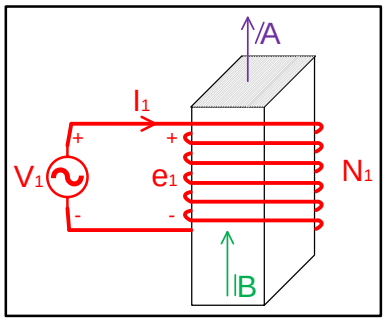
$$e_{1rms} = \frac{e_{1max}}{\sqrt{2}} = \frac{N_1 * W * \phi_{max}}{\sqrt{2}} \tag{2.13}$$

Con W=2πf

$$e_{1rms} = \frac{N_1 * 2\pi f * \phi_{max}}{\sqrt{2}} = 4{,}44 * f * N_1 * \phi_{max} \tag{2.14}$$

$$e_{2rms} = \frac{N_2 * 2\pi f * \phi_{max}}{\sqrt{2}} = 4{,}44 * f * N_2 * \phi_{max} \tag{2.15}$$

Teniendo en cuenta que el vector de flujo magnético ($\vec{B}$ (t)) es paralelo al vector de área o sección transversal ($\vec{A}$) se puede expresar lo siguiente:



$$\phi_{max} = \vec{B}.\vec{A} = B * A \qquad (2.16)$$

A partir de la ecuación (2.16) tiene que el valor r.m.s de la tensión inducida se puede expresar de la siguiente manera:

$$e_{1rms} = 4{,}44 * f * N_1 * B_{max} * A \qquad (2.17)$$

$$e_{2rms} = 4{,}44 * f * N_2 * B_{max} * A \qquad (2.18)$$

Al dividir la expresión (2.17) por la expresión (2.18), se obtiene la ecuación de la relación de transformación:

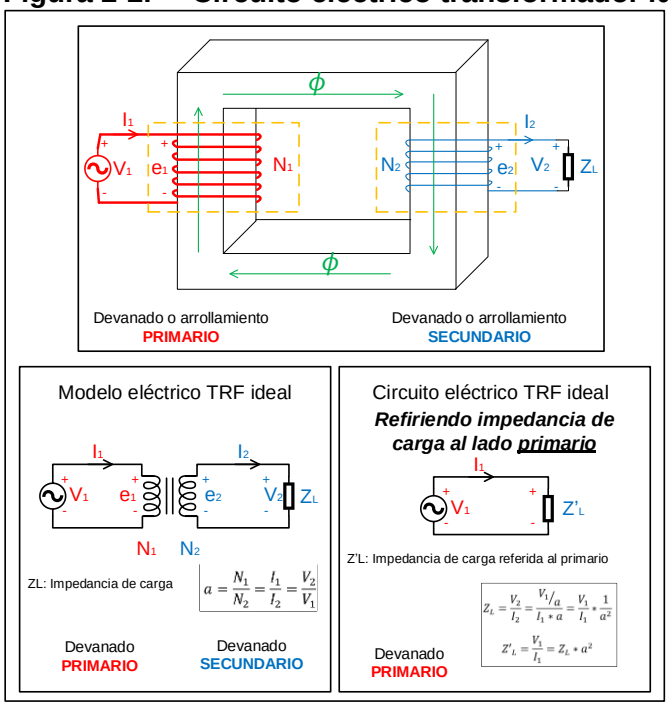
$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{e_{1rms}}{e_{2rms}} = \frac{N_1}{N_2} = a \qquad (2.19)$$

A partir de la ecuación (2.4) y de la ecuación (2.19) se puede deducir la siguiente expresión:

$$a = \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{V_2}{V_1} \qquad (2.20)$$

En la Figura 2-2 se muestra la representación, mediante circuito eléctrico, de un transformador ideal:

Figura 2-2. Circuito eléctrico transformador ideal



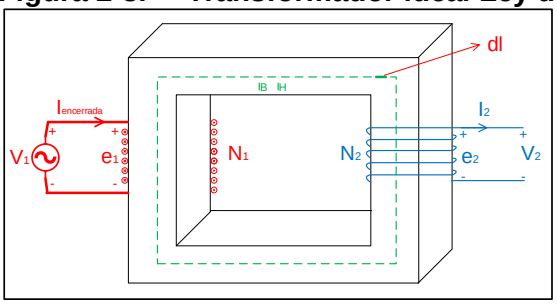
Fuente: [Elaboración propia]

Adicionalmente, el transformador de potencia se puede representar por un circuito eléctrico o un equivalente magnético. Para la determinación del campo del circuito magnético asociado al núcleo de un transformador se parte de la Ley de Ampere, la cual indica que una corriente puede generar un campo magnético. La fuente o fuerza magneto motriz (f.m.m) capaz de generar un flujo magnético entre dos puntos se deduce de la Ley de Ampere y se expresa como se indica a continuación:

$$\oint \vec{H}.\ \vec{dl} = i_{encerrada} \tag{2.21}$$

Donde H es la ***intensidad del campo magnético*** y representa el esfuerzo de la corriente para establecer un campo magnético, su unidad es [Amperios * vuelta/m]

Figura 2-3. Transformador ideal Ley de Ampere



Fuente: [Elaboración propia]

La ecuación (2.21) aplica para una espira (N=1). Considerando que los vectores $\vec{H}$ y $\vec{dl}$ son colineales (paralelos), se tiene la expresión:

$$\oint \vec{H}.\ \vec{dl} = \oint H * \ dl = N * i \tag{2.22}$$

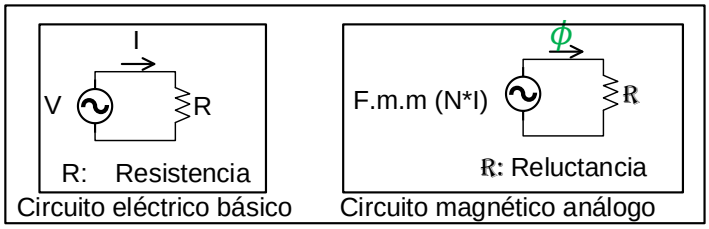
$$H * l = N * i \tag{2.23}$$

De acuerdo a la ecuación anterior, la fuerza electro motriz de un circuito magnético está dada por:

$$f.m.m = N * i \tag{2.24}$$

En el circuito magnético se tiene definida la fuente (f.m.m), adicionalmente la variable encargada de la transmisión de energía, en este caso el flujo magnético y finalmente una característica del material o medio de transmisión que se opone el flujo, que en este caso es la reluctancia. Considerando lo anterior y realizando una analogía con un circuito eléctrico se tiene:

Figura 2-4. Analogía circuito eléctrico y magnético



Fuente: [Elaboración propia]

De acuerdo al circuito magnético mostrado en la Figura 2-4 se tiene la siguiente ecuación:

$$f.m.m = N * i = \phi * \mathcal{R} \tag{2.25}$$

Donde:

$\boldsymbol{\phi}$ Flujo magnético está dado en Weber [Wb]

$\boldsymbol{\mathcal{R}}$ La reluctancia del circuito está dada en Amperios vuelta por Weber [A*vuelta/Wb]

La densidad de campo magnético (B) se puede expresar como:

$$B = \mu * H \tag{2.26}$$

Donde:

$\boldsymbol{B}$ Es la Densidad de flujo magnético y está dada en Weber/m^2 o Tessla ([Wb/m^2] o [T])

$\boldsymbol{\mu}$ La Permeabilidad magnética del material y representa el esfuerzo, por unidad de longitud, que debe ejercer la corriente para establecer un campo magnético en un determinado material. Su unidad es Henrio/metro [H/m].

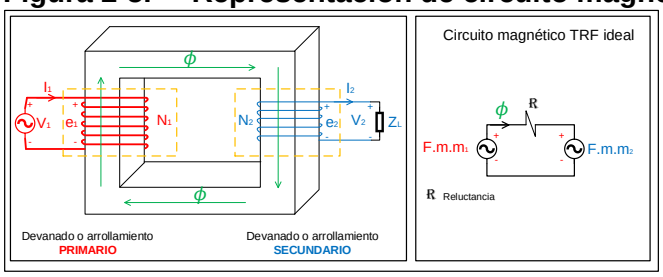
$\boldsymbol{H}$ es la ***intensidad del campo magnético*** y representa el esfuerzo de la corriente para establecer un campo magnético, su unidad es Amperios * vuelta/metro [A*vuelta/m]

De acuerdo a lo expresado en las ecuaciones (2.16), (2.23), (2.25) y (2.26) se tiene:

$$B = \frac{\emptyset}{A} = \frac{N * i}{\mathcal{R} * A} = \frac{H * l}{\mathcal{R} * A} = \mu * H \tag{2.27}$$

A partir de las ecuaciones y consideraciones anteriores se presenta el circuito magnético del transformador ideal en la Figura 2-5:

Figura 2-5. Representación de circuito magnético transformador ideal



Fuente: [Elaboración propia]

Teniendo en cuenta la ecuación (2.25) y la representación del circuito magnético mostrada en la Figura 2-5 se tiene:

$$f.m.m_1 - f.m.m_2 - \phi * \mathcal{R} = 0 \tag{2.28}$$

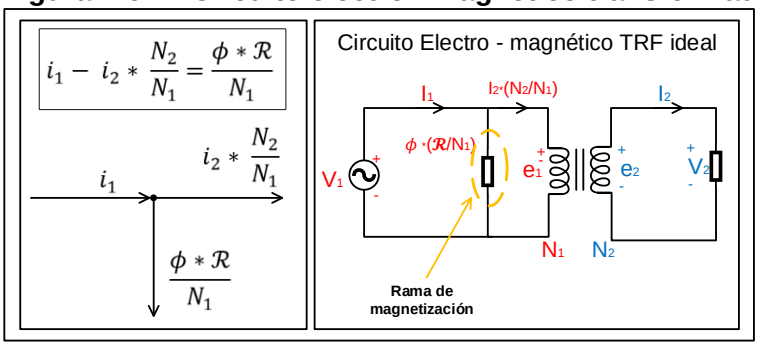
$$N_1 * i_1 - N_2 * i_2 - \phi * \mathcal{R} = 0 \tag{2.29}$$

$$N_1 * i_1 - N_2 * i_2 = \phi * \mathcal{R} \tag{2.30}$$

$$i_1 - i_2 * \frac{N_2}{N_1} = \frac{\phi * \mathcal{R}}{N_1} \tag{2.31}$$

La ecuación (2.31) relaciona el circuito magnético con el circuito eléctrico. En la Figura 2-6 se presenta la relación mencionada:

Figura 2-6. Circuito electro - magnético transformador ideal



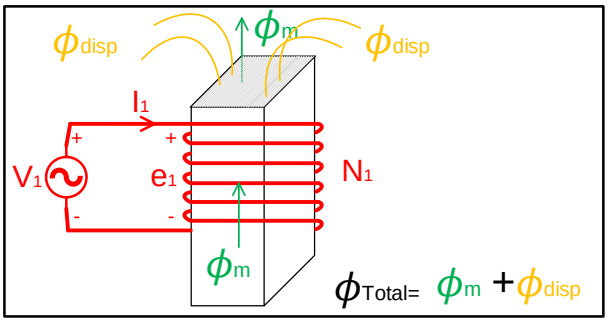
Fuente: [Elaboración propia]

Con el fin de mejorar el modelo, se procede a considerar los siguientes fenómenos, presentes en un transformador real:

- Disipación de calor en los devanados: Este fenómeno se debe a la componente resistiva de cada bobinado, la cual genera pérdidas en forma de calor (efecto Joule) en proporción al cuadrado de la corriente que circula.

- El flujo magnético NO se confina en su totalidad en el núcleo: Cada bobina tiene una inductancia en virtud de su construcción. El flujo total generado se conforma por el flujo de magnetización, que fluye por el núcleo, y el flujo de dispersión que es el flujo que se cierra por el aire circundante a la bobina. Este último se representa en el modelo eléctrico con una inductancia. Lo anterior se presenta en la Figura 2-7 y en la ecuación (2.35).

Figura 2-7. Representación del flujo total en un TRF real



Fuente: [Elaboración propia]

$$V_1(t) = e_1(t) = N_1 \frac{d\phi_{Total}(t)}{dt} = N_1 \frac{d\phi_{disp}(t)}{dt} + N_1 \frac{d\phi_m(t)}{dt} \tag{2.32}$$

$$N_1 \frac{d\phi_{disp}(t)}{dt} = \left(N_1 * \frac{d\phi_{disp}}{di_1}\right)\left(\frac{di_1}{dt}\right) \tag{2.33}$$

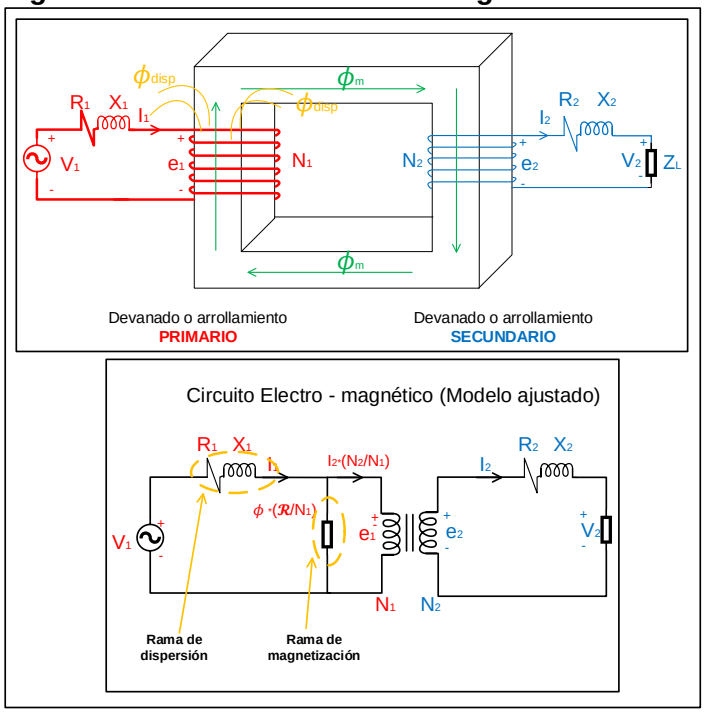
Considerando que la caída de tensión en una bobina está dada por:

$$V_L = L\left(\frac{di_1}{dt}\right) \tag{2.34}$$

$$e_1(t) = N_1 \frac{d\phi_{Total}(t)}{dt} = L_1\left(\frac{di_1}{dt}\right) + N_1 \frac{d\phi_m(t)}{dt} \tag{2.35}$$

De acuerdo a lo anterior se considera una impedancia Z de cada devanado, con componente resistivo e inductivo tal como se presenta en la Figura 2-8

Figura 2-8. Circuito electro - magnético transformador (Modelo ajustado)

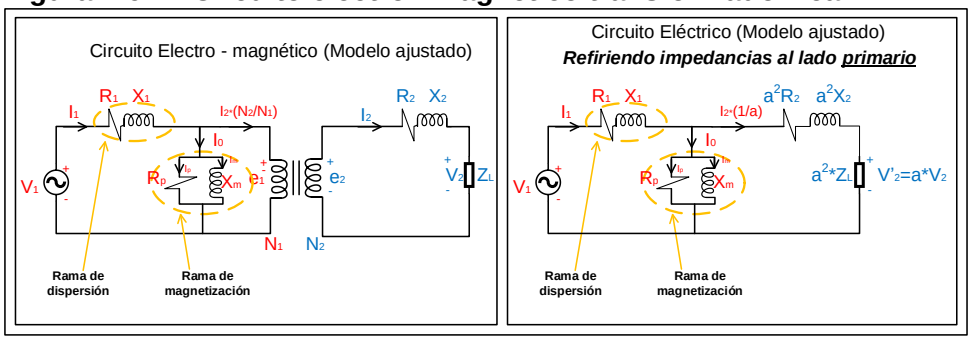


Fuente: [Elaboración propia]

Continuando con las consideraciones, para un transformador real, se tiene que el núcleo presenta pérdidas debidas principalmente por calentamiento (corrientes de Eddy y a la histéresis) y que adicionalmente, el núcleo, aún en vacío, necesita corrientes de magnetización. De acuerdo a lo anterior, la rama de magnetización (componente paralelo del circuito equivalente) está compuesta por una resistencia (modelo de pérdidas en el núcleo) en paralelo con una reactancia que representa el requerimiento de corriente de

magnetización. En la Figura 2-9 se presenta el circuito eléctrico de un transformador real, considerando las impedancias del secundario referidas al primario:

Figura 2-9. Circuito electro - magnético transformador real



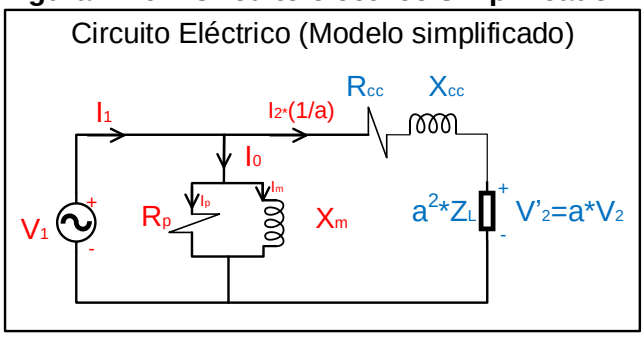
Fuente: [Elaboración propia]

A En la Figura 2-10, se muestra una representación del modelo de un transformador real simplificado, bajo las siguientes consideraciones:

$$R_{cc} = R_{eq} = R_1 + a^2 * R_2 \tag{2.36}$$

$$X_{cc} = X_{eq} = X_1 + a^2 * X_2 \tag{2.37}$$

Figura 2-10. Circuito eléctrico simplificado - TRF real



Fuente: [Elaboración propia]

2.1.2 Parámetros eléctricos de transformador modelados

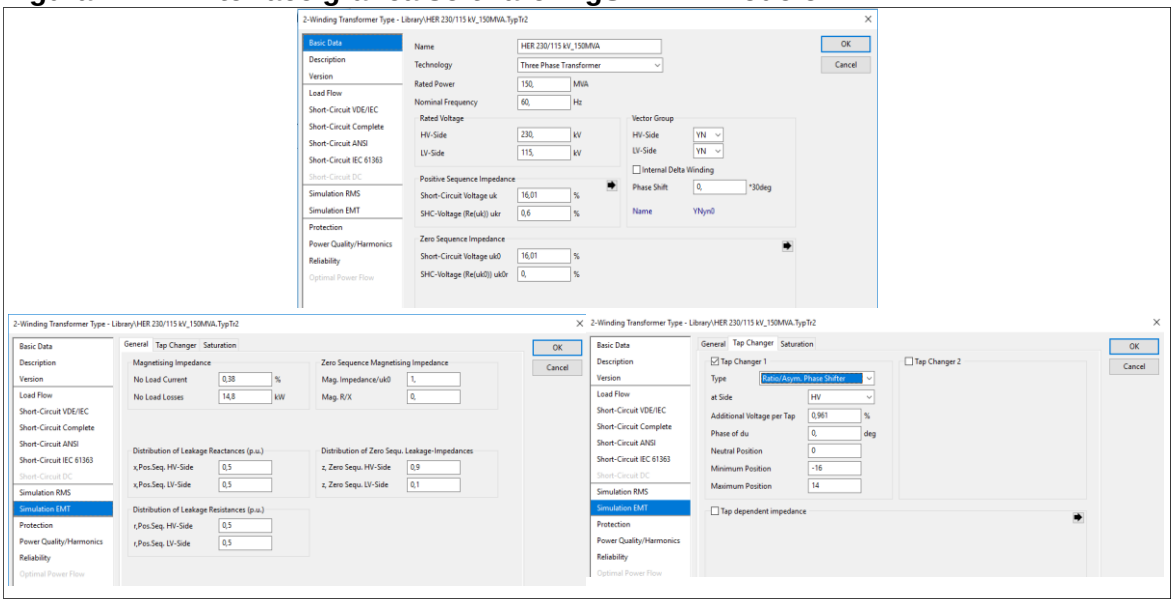
Como ya se mencionó, el modelo eléctrico del transformador se realiza utilizando el software DIgSILENT Power Factory (Digital Simulation and Network Calculation), el cual se especializa en modelos y simulaciones de sistemas eléctricos de potencia, en estado estacionario y en estado transitorio. Para la realización del modelo se consideran parámetros reales de transformadores de potencia instalados en las redes del OR CHEC. A manera de ejemplo se presentan las principales características eléctricas de los

transformadores modelados (ver Tabla 2-1) y la interface gráfica del software de simulación (ver Figura 2-11):

Tabla 2-1 Parámetros eléctricos transformadores modelados

Ítem	Elemento	Tecnología	Frec. [Hz]	Cap. nominal [MVA]	Tensión nominal HV [kV]	Tensión nominal LV [kV]	Tensión de cortocircuito [%]	Grupo vectorial	Pérdidas en vacío [kW]	corriente de magnetización [%]
1	TRF SE HER	Trifásico	60	150	230	115	16,01	YNyn0	14,80	0,38
2	TRF SE ESM	Trifásico	60	90	230	115	9,40	YNyn0	31,15	0,29
3	TRF SE REG	Trifásico	60	60	115	33	8,43	YNyn0	33,35	0,07
4	TRF RIOSUC	Trifásico	60	40	115	33	10,15	YNyn0	26,70	0,10
5	TRF HER 115/33 kV	Trifásico	60	25	115	33	9,20	YNyn0	20,55	0,15
6	TRF MLA	Trifásico	60	3	33	13,8	5,85	Dyn1	4,96	0,28

Figura 2-11. Interface gráfica software DIgSILENT modelo TRF

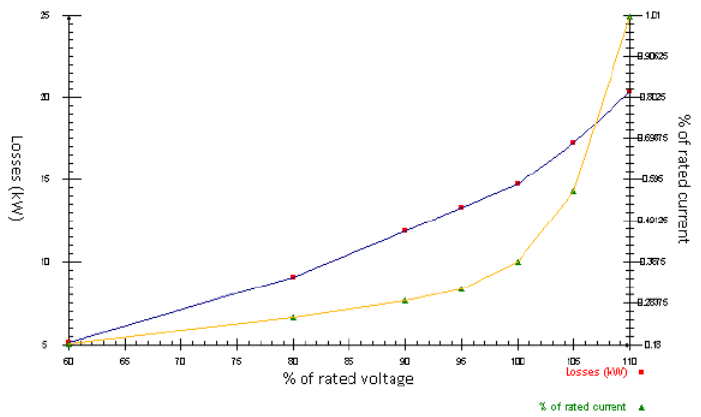


Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

Adicionalmente, en el modelo se considera la curva de saturación presentada por el fabricante, para cada uno de los transformadores modelados en el actual trabajo de grado (ver Tabla 2-1). En la Figura 2-12 se presentan los valores entregados en pruebas de uno de los transformadores modelados e ingresados al software de simulación:

Figura 2-12. Resultado protocolo de ensayos de fábrica TRF CHEC

Valores Medidos						Pérdidas[1] (kW)	Intensidad	Valores Garantizados	
V	$\frac{V_{eficaz}}{1,1xV_{media}}$	$1,11xV_{media}$ (kV)	V_{eficaz} (kV)	I_A (A)	Pérdidas (kW)			Pérdidas (kW)	Intensidad
110 %	1.07	15.18	16.26	3.655	21.98	20.41	1.01 %	-	-
105 %	1.04	14.48	15.12	2.055	18.07	17.27	0.57 %	-	-
100 %	1.02	13.81	14.15	1.409	15.11	14.74	0.39 %	14.80	<0.5 %
95 %	1.01	13.12	13.28	1.157	13.48	13.31	0.32 %	-	-
90 %	1.01	12.48	12.57	1.052	11.94	11.86	0.29 %	-	-
80 %	1.00	11.04	11.06	0.9020	9.122	9.110	0.25 %	-	-
60 %	1.00	8.316	8.285	0.6630	5.194	5.214	0.18 %	-	-

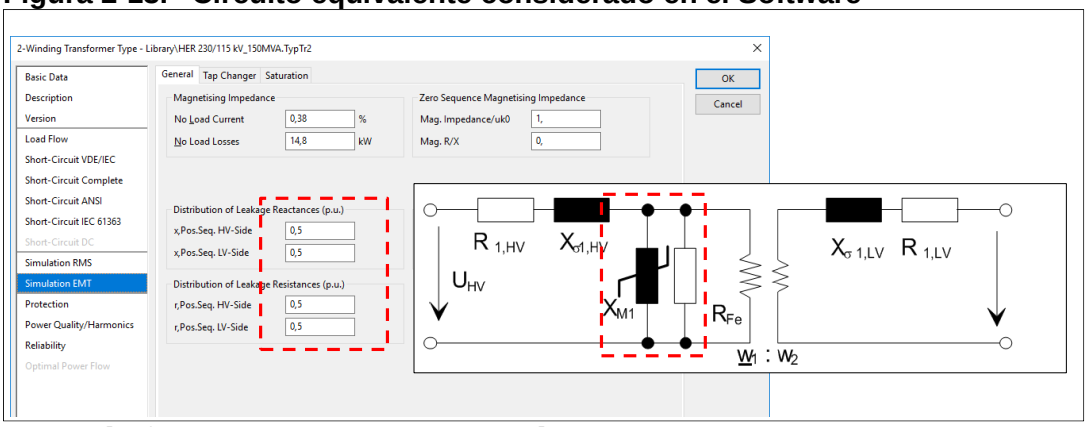


Fuente: [Protocolo de ensayos ABB Ltda. - 2017]

En el Anexo A se presenta de manera detallada la curva se saturación y otras características eléctricas obtenidas a partir de pruebas de fábrica para cada uno de los transformadores modelados.

En la Figura 2-13 se presenta la interface de configuración del modelo electromagnético (EMT) y el modelo equivalente de transformador considerado en el software:

Figura 2-13. Circuito equivalente considerado en el Software



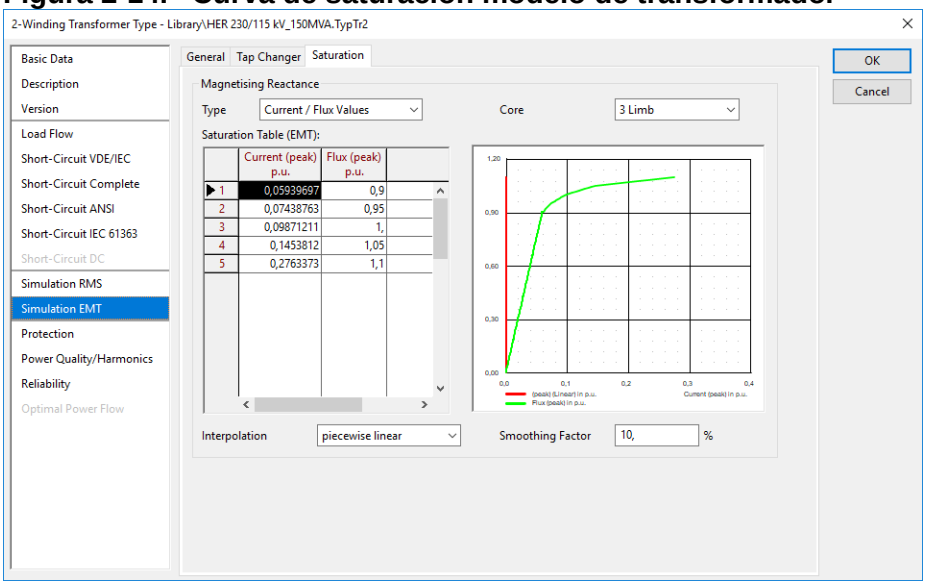
Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

A partir de la Figura 2-13 se tiene que la posición de la rama de magnetización en el modelo equivalente se define en términos de la distribución de la reactancia de fuga y la resistencia

(ver recuadro rojo). El valor predeterminado es 0.5, lo que significa que la impedancia de fuga total del transformador (impedancia de cortocircuito) se distribuye por igual entre los devanados de alta tensión (AT) y baja tensión (BT). El usuario puede cambiar la posición de la rama de magnetización en el modelo de transformador modificando estos factores en consecuencia.

Adicionalmente, en Figura 2-14 se presenta la interface del módulo EMT del software, particularmente la pestaña “saturation”, donde se diligencian los parámetros de saturación obtenidos a partir de las pruebas en fábrica de cada transformador (ver Figura 2-12).

Figura 2-14. Curva de saturación modelo de transformador



Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

2.2 Corriente de energización INRUSH

Cuando un transformador se energiza por primera vez (sin considerar flujos remanentes) se presenta una corriente de magnetización (también conocida como corriente de energización o Inrush), la cual es un fenómeno transitorio y depende de características del material del núcleo del transformador, y es proporcional a la intensidad campo magnético (H) requerido para reorientar los dominios magnéticos del material (generar densidad de campo magnético (B))

La densidad de campo magnético (B) se puede expresar como:

$$B = \mu * H \tag{2.38}$$

Donde:

$\boldsymbol{B}$ Es la Densidad de flujo magnético y está dada en Weber/m^2 o Tessla ([Wb/m^2] o [T])

$\boldsymbol{\mu}$ La Permeabilidad magnética del material y representa el esfuerzo, por unidad de longitud, que debe ejercer la corriente para establecer un campo magnético en un determinado material. Su unidad es Henrio/metro [H/m].

$\boldsymbol{H}$ es la ***intensidad del campo magnético*** y representa el esfuerzo de la corriente para establecer un campo magnético, su unidad es Amperios * vuelta/metro [A*vuelta/m]

De acuerdo a lo expresado en las ecuaciones (2.16), (2.23), (2.25) y (2.26) se tiene:

$$B = \frac{N * i}{\mathcal{R} * A} = \mu * H \tag{2.39}$$

La corriente INRUSH o de magnetización es la encargada de establecer el flujo por el núcleo del transformador y circula mayoritariamente por la rama de excitación (circula solo por el devanado primario) [16]

2.2.1 Características de la corriente INRUSH

Dentro de las principales características de la corriente Inrush o de energización se tiene:

- Picos de corriente transitoria con elevados valores de amplitud [1].
- Duración de varios ciclos [1].
- Amplio espectro de componentes armónicas, con predominancia de segundo armónico. La componente de segundo armónico es función del grado de saturación del transformador y en la mayoría de los casos su valor va entre el 20% y el 60% de la componente fundamental [1].
- La corriente de energización fluye por un solo devanado del transformador [1].
- Huecos de tensión transitorios en el sistema eléctrico de potencia [1].

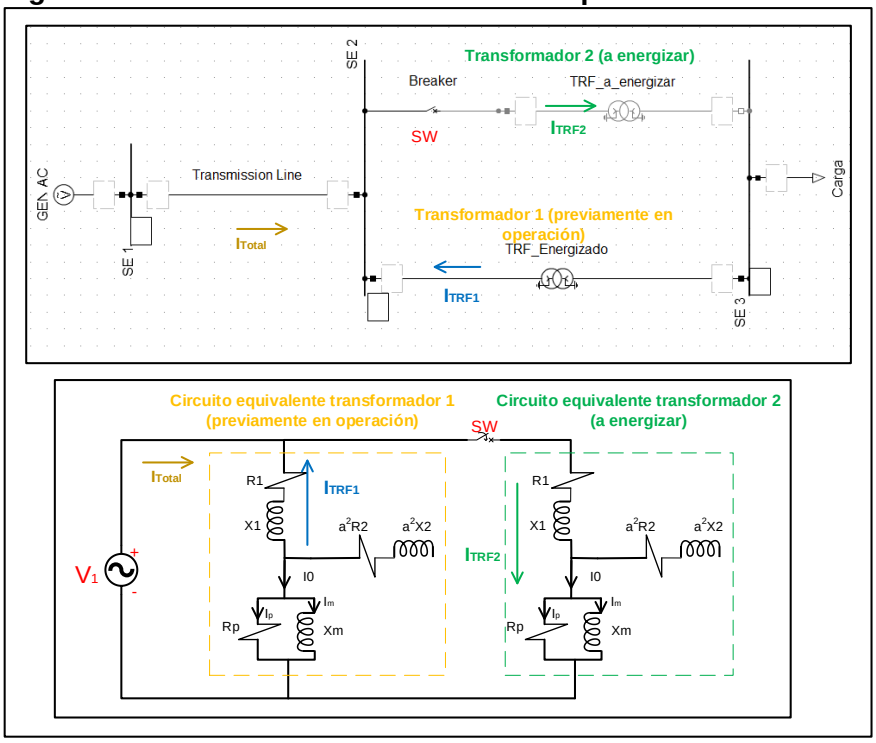
2.2.2 Efectos de la corriente INRUSH

- Los elevados valores de amplitud de la corriente de energización puede poner en riesgo la vida útil de corriente transitoria con elevados valores de amplitud [1].
- Considerando que la corriente de energización fluye por un solo devanado del transformador (por la rama de magnetización), se presentan altas corrientes diferenciales, lo cual puede ocasionar la operación errónea de las protecciones [3].
- Excesivos esfuerzos mecánicos debido a las elevadas fuerzas magnéticas inducidas [1].
- La corriente de energización o Inrush genera corrientes desequilibradas o en desbalance [1].

2.3 Corriente de energización SIMPATETICAS

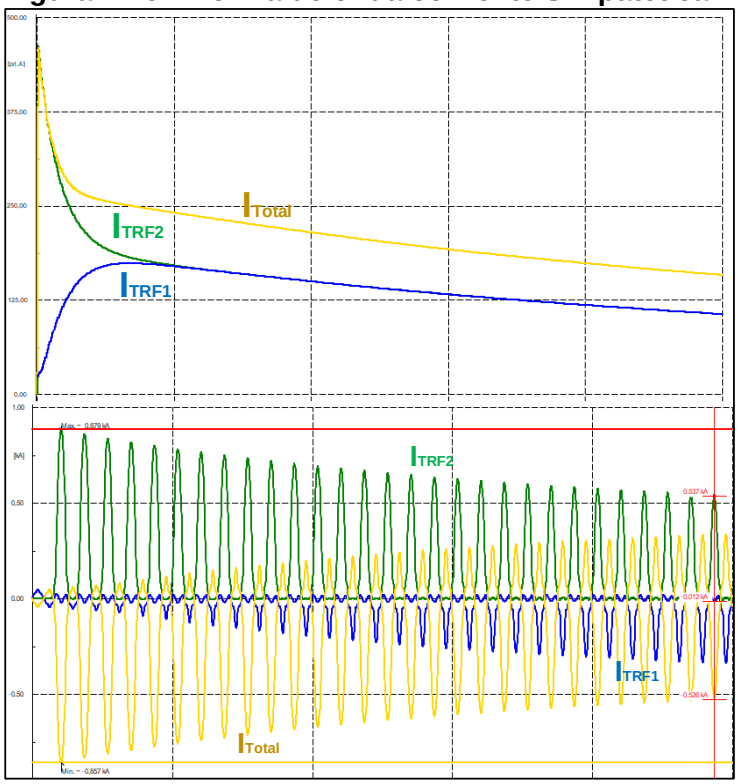
La corriente de energización presenta efectos sobre otros elementos del sistema de potencia. El efecto de energización de un transformador, sobre el transformador paralelo es conocida como Inrush simpatética [3]. En la Figura 2-15, Figura 2-16 y la **Figura 2-17** se presenta el comportamiento de la corriente simpatética, la forma de onda típica y las componentes armónicas ante dicho fenómeno.

Figura 2-15. circulación de corriente simpatética



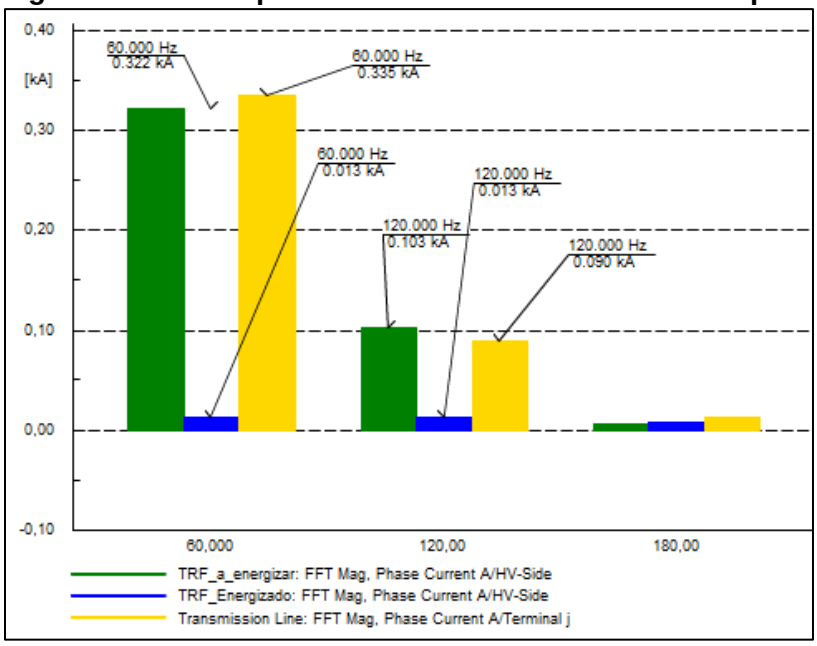
Fuente: [Elaboración propia]

Figura 2-16. Forma de onda corriente Simpatética



Fuente: [Elaboración propia]

Figura 2-17. Componentes armónicas corrientes simpatética



Fuente: [Elaboración propia]

2.4 Modelo de protección diferencial (ANSI 87T)

La protección diferencial de transformador (ANSI 87T) basa su operación en la comparación de la corriente del lado primario (corriente que entra) con la corriente del lado secundario (corriente que sale), sin embargo, la corriente de energización o Inrush (solo vista por uno de los lados del transformador), es un fenómeno propio de la operación del sistema eléctrico y no constituye una falla, por lo cual se debe diferenciar este fenómeno para evitar un disparo indeseado.

Con el fin de evitar operación indeseada del esquema de protecciones del transformador de potencia, se debe diferenciar entre la corriente de energización de la corriente de falla, para lo cual los métodos más comúnmente utilizados en los relés modernos son la medición de componentes armónicas y el reconocimiento de la forma de onda [3].

Anteriormente se debía considerar el grupo de conexión e índice horario del transformador de potencia al momento de seleccionar y conectar los transformadores de corriente (CT's), por ejemplo, en un transformador de potencia D-Y, los CT's debían conectarse Y-D. Sin embargo, los relés diferenciales actuales (con microprocesador) tienen la capacidad de ajustar la diferencia angular del transformador (entre alta y baja tensión) lo que simplifica el uso, conexión y configuración de la protección ANSI 87T [13], con conexión típica de los CT's en Y.

Cabe mencionar, que al momento de utilizar un IED de protección, la zona protegida es definida por la ubicación de los transformadores de instrumentación, en particular los CT's, ya que estos constituyen "los ojos" del relé. Para el caso particular de una protección diferencial ANSI 87T, dependiendo de la ubicación de los CT's se puede configurar una protección diferencial larga o una protección diferencial corta.

Los IED's más utilizados por el OR CHEC son marca ABB (del orden de entre 90% y 95% de los equipos instalados), estos IED's proporcionan una rápida y selectiva protección, supervisión y control para transformadores de dos y tres devanados, autotransformadores, unidades de generador – transformador, transformadores de desplazamiento de fase, transformadores especiales ferroviarios y reactancias shunt. Estos IED's están diseñado para funcionar correctamente en una amplia gama de frecuencia para adaptar las variaciones de frecuencia de la red de energía eléctrica durante perturbaciones, y el arranque y parada del generador [17].

2.4.1 Configuración parámetros protección diferencial ANSI 87T

Con el fin de parametrizar una función diferencial de transformador (ANSI 87T) se debe seguir la siguiente metodología:

1. En primer lugar, se deben considerar los datos de placa del transformador de potencia donde se ubicará la protección diferencial. La información requerida es:
    a. Tensión primaria y secundaria (en cada posición del cambiador de taps)
    b. Impedancia de cortocircuito (Zcc %)
    c. Potencia entre los devanados que actuará la protección diferencial
2. Considerar las características principales de los transformadores de instrumentación (CT's y PT's). La información requerida se indica a continuación:
    a. Corriente primaria y secundaria de los CT's
    b. Error máximo permitido antes de saturación. Ejemplo, un CT con error 5P, puede presentar un error hasta del 5%.

Para cada uno de los CT's (HV-LV) asociados a la protección diferencial se define un factor de corrección, el cual considera la corriente nominal del transformador en cada uno de sus devanados

$$\mathrm{f}_{corrección_CT_HV} = \frac{I_{nominal_HV_TRF}}{I_{p_CT_HV}} \tag{2.40}$$

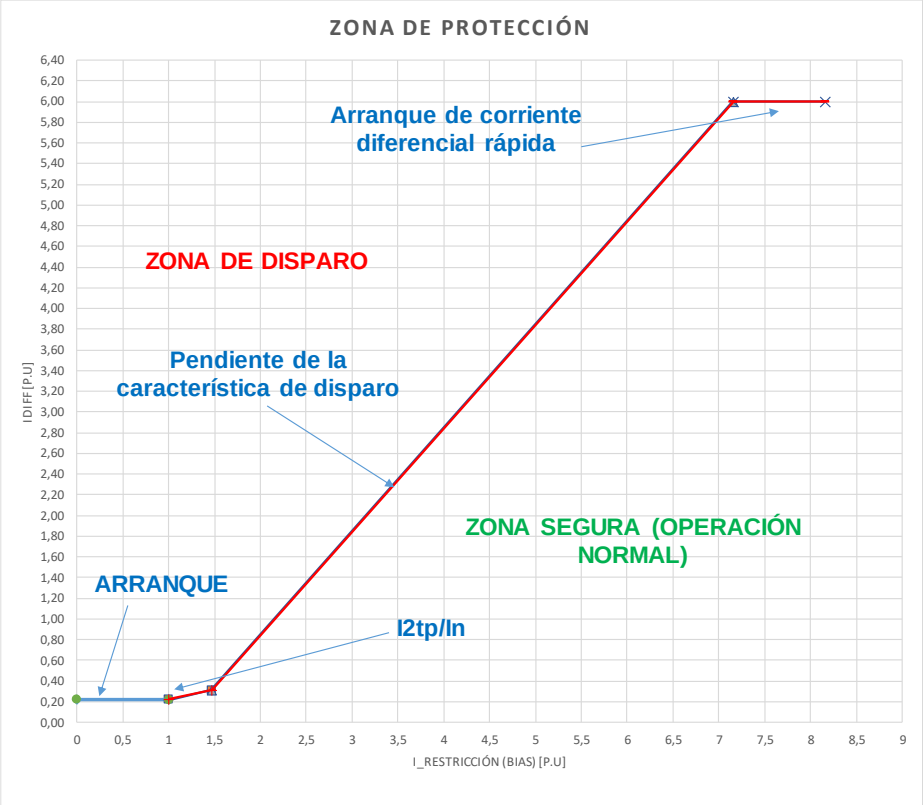
$$\mathrm{f}_{corrección_CT__LV} = \frac{I_{nominal_LV_TRF}}{I_{p_CT_LV}} \tag{2.41}$$

3. Definir la curva de operación, la cual generalmente está conformada por líneas rectas con diferentes pendientes. Como aspecto general se tiene que la zona por encima de la curva es la zona de operación, mientras que la zona por debajo de la función de protección corresponde a operación segura (sin disparo). La función que define la zona de protección se grafica sobre un plano ordenado donde la abscisa corresponde a la corriente de restricción, de estabilidad, o también conocida como I_{bias} y está dada por la ecuación (2.42), mientras que la ordenada corresponde a la corriente diferencial y para los IED's ABB utilizados por el OR CHEC está definida por la ecuación (2.43)

$$\mathrm{I}_{stab} = \frac{ABS(I_1 - I_2)}{2} \tag{2.42}$$

$$\mathrm{I}_{Diff} = I_1 + I_2 \tag{2.43}$$

Figura 2-18. Curva que define la zona de protección función 87T



Fuente: [Elaboración propia]

Corriente de ARRANQUE:

La parte de la función que delimita la operación del relé diferencial, correspondiente al *ARRANQUE* considera el error debido a la corriente de magnetización del transformador de potencia y de los CT's de medida. Con este ajuste se consigue una muy buena sensibilidad para fallas internas y se evita la operación indeseada de la protección durante operación de mínima carga. Este ajuste se calcula como sigue:

$$\mathrm{I}_{Arranque} \geq \sum Error_{CT's} + k_{taps} \tag{2.44}$$

Donde

$Error_{CT's}$= corresponde a la característica de los CT's para la cual se puede garantizar una precisión dada antes de saturación. Ejemplo: Un CT con clase 5P, puede presentar un error hasta del 5%

K_{taps}: Rango de variación del cambiador de tomas. Generalmente se considera la corriente que se presenta ante la tensión mínima permitida (puede ser regulatoria o por restricciones operativas del sistema)

Así, para un transformador de potencia 230/115 kV de 150 MVA, cuya tensión mínima operativa es 0,9 p.u., con CT's clase 5P, el valor de ARRANQUE estará definido por:

$$\mathrm{I}_{Arranque} = (0{,}5\% + 0{,}5\%) + \left(\frac{1}{90\%} - 1\right) = 21{,}11\%$$

El valor de la corriente de arranque se mantiene constante (con pendiente 0) hasta el valor del punto crítico secundario (ajuste I2tp/In) de la característica de operación el cual influye en la sensibilidad de desconexión a valores superiores a la corriente nominal. De acuerdo a recomendación de ABB si la corriente de cortocircuito está alimentada principalmente en una dirección, con fallo produciéndose en la zona protegida, el ajuste adecuado de I2tp/In será 2,0...2,5.

Pendiente de la característica de disparo:

Este ajuste evita la operación indeseada de la protección debido a errores proporcionales a la corriente a través del transformador durante fallas externas o en escenarios de demanda máxima. Estos errores se deben principalmente a los errores de medida de los CT's y a los errores debido a las diferentes posiciones del cambiador de tomas. Este ajuste se deja por defecto en 100%, con el fin de garantizar una alta sensibilidad de la protección para la detección de fallas internas de alta impedancia.

Arranque de corriente diferencial rápida:

Este ajuste permite el disparo rápido de la protección diferencial sin tener en cuenta la corriente de restricción. Este ajuste por tanto debería ser la máxima corriente diferencial producida para un evento de falla interna.

Este ajuste se calcula teniendo en cuanta la siguiente expresión:

$$\mathrm{I}_{Diff\gg} \geq \frac{1}{Z_{cc}[p.u.]} p.u. \qquad (2.45)$$

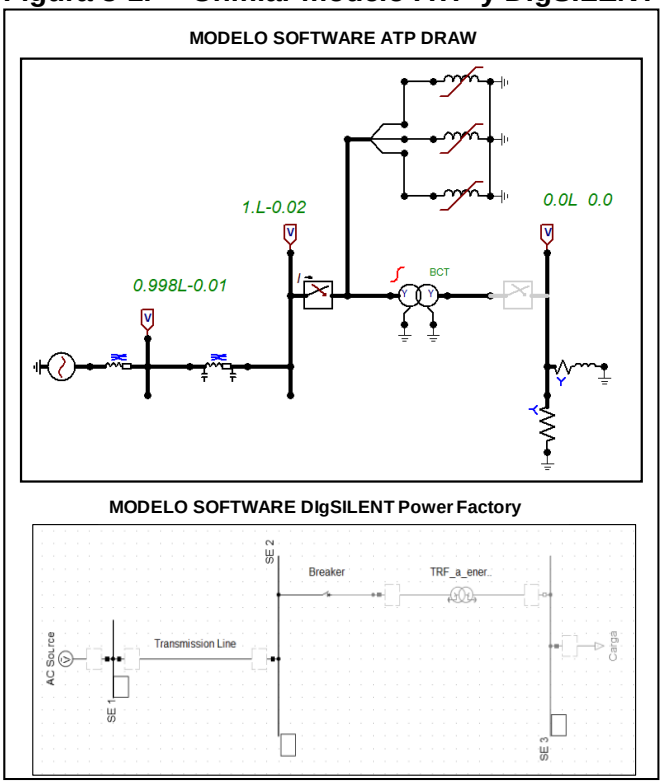
3. Capítulo 3: SIMULACIONES Y RESULTADOS

Con el modelo del sistema, se realizarán simulaciones de estado transitorio, durante la energización de un transformador de potencia. Se analiza el fenómeno transitorio antes mencionado para diferentes condiciones o escenarios operativos, variando, entre otros, la capacidad de transformador, posición de taps, tiempos de cierre, impedancia de cortocircuito. A partir de los resultados obtenidos se realizará un reajuste en la parametrización de la función 87T, de ser necesario, y se realizará un análisis de resultados y el respectivo reporte.

3.1 Validación software de simulación

De manera general se tiene que uno de los softwares más utilizados para la simulación de fenómenos eléctricos de carácter transitorios es ATP DRAW y teniendo en cuenta que el actual trabajo se realiza con el software DIgSILENT Power Factory se propone un análisis comparativo con el fin de validar los resultados. En la Figura 3-1 se presenta el diagrama unifilar modelado en ATP y DIgSILENT respectivamente

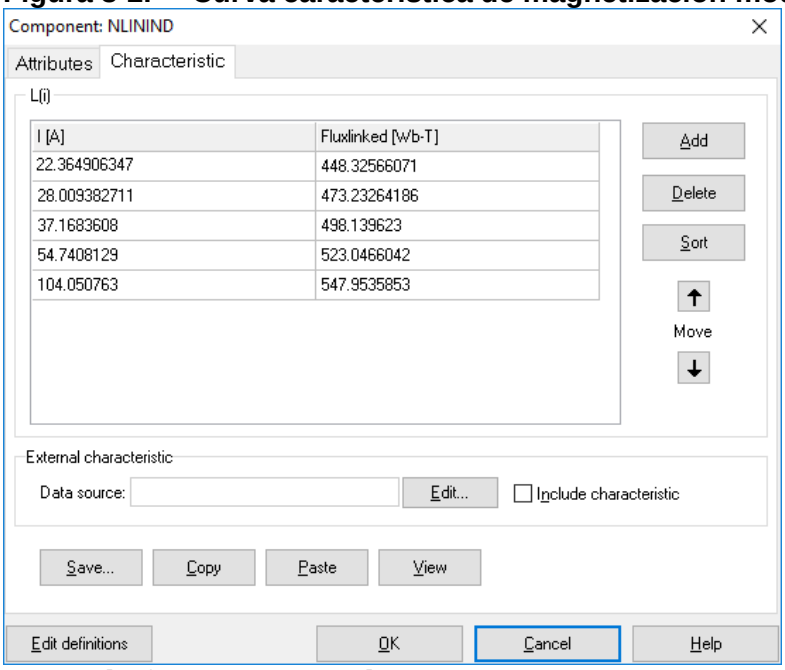
Figura 3-1. Unifilar modelo ATP y DIgSILENT



Fuente: [Elaboración propia]

Para el software ATP se considera el modelo o componente “NLININD” o rama de magnetización con el fin de considera la característica de magnetización de uno de los transformadores modelados. En la Figura 3-2 se presenta la curva modelada en el software ATP DRAW

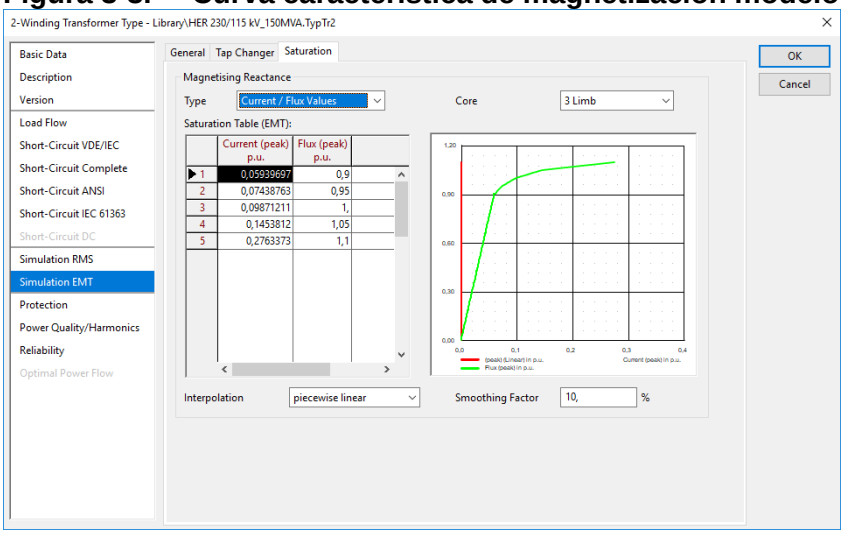
Figura 3-2. Curva característica de magnetización modelo ATP



Fuente: [Software ATP DRAW]

De igual manera, en el software DIgSILENT, en el módulo EMT (Transitorios Electromagnéticos) se modela la curva equivalente (en este caso en valores p.u.) para el mismo transformador, lo cual se presenta en la Figura 3-3:

Figura 3-3. Curva característica de magnetización modelo DIgSILENT

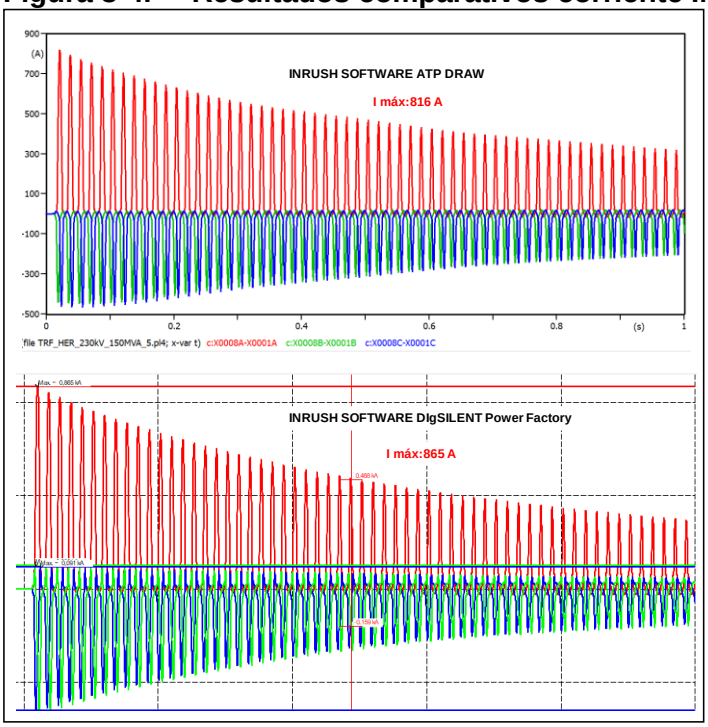


Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

Con el modelo para ambos softwares, se realiza una simulación, considerando cierre del interruptor en t=12,5 ms. Los resultados muestran una diferencia del orden de 6% en la corriente máxima obtenida con ambos modelos, lo cual para efectos del actual trabajo de

grado resulta aceptable. En la Figura 3-4 se presentan de manera gráfica los resultados comparativos obtenidos en ambos software:

Figura 3-4. Resultados comparativos corriente INRUS (ATP-DIgSILENT)

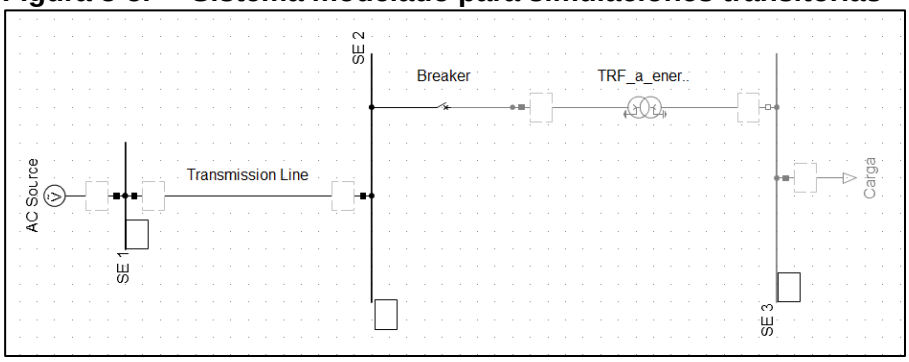


Fuente: [Elaboración propia]

3.2 Consideraciones en simulación transitoria

Para las diferentes simulaciones se utiliza el software DIgSILENT Power Factory y se elabora el modelo simplificado que se muestra en la Figura 3-5:

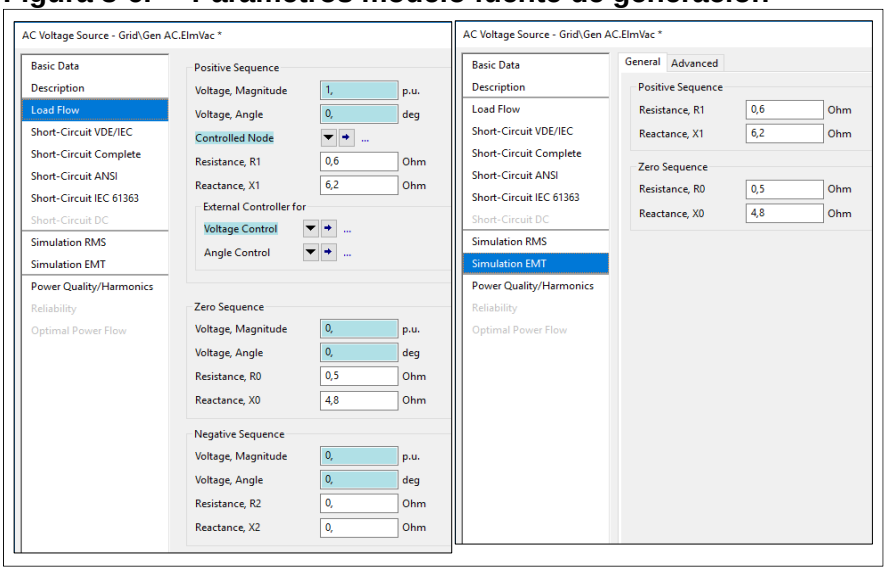
Figura 3-5. Sistema modelado para simulaciones transitorias



Fuente: [Elaboración propia - Software DIgSILENT Power Factory]

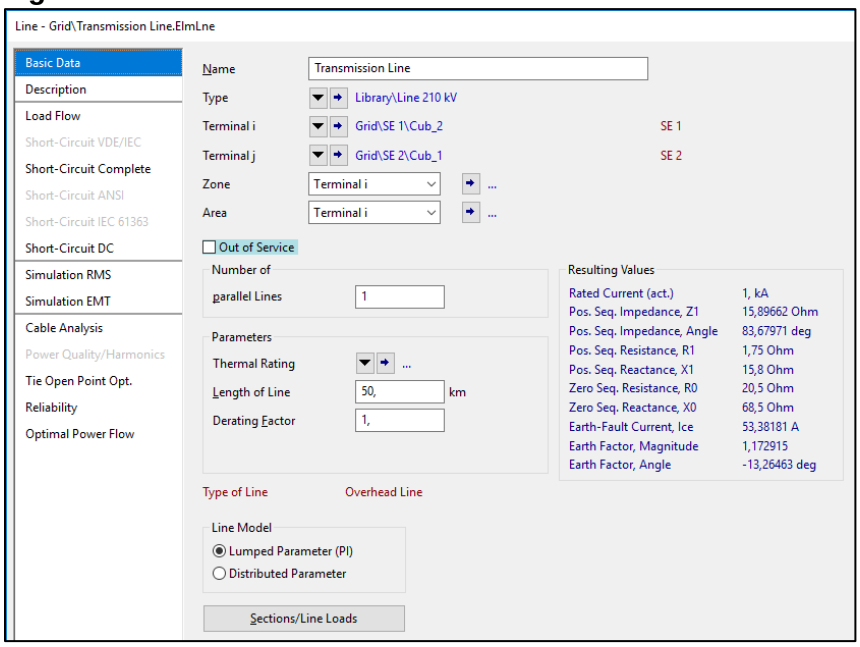
A continuación, se presentan los parámetros de los equipos considerados:

Figura 3-6. Parámetros modelo fuente de generación



Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

Figura 3-7. Parámetros línea de transmisión



Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

Los parámetros generales de los transformadores de potencia se presentan en la Tabla 2-1

Con el sistema mostrado en la Figura 3-5 se realizan simulaciones para diferentes escenarios, con el fin de caracterizar la corriente de INRUSH para diferentes condiciones. A continuación, se presentan los escenarios considerados:

- **Escenario 1**: Energización de transformador 230/115 kV 150 MVA
- **Escenario 2**: Energización de transformador 230/115 kV 90 MVA

- **Escenario 3**: Energización de transformador 115/33 kV 60 MVA
- **Escenario 4**: Energización de transformador 115/33 kV 40 MVA
- **Escenario 5**: Energización de transformador 115/33 kV 25 MVA
- **Escenario 6**: Energización de transformador 33/13,2 kV 3 MVA

A partir de cada uno de los escenarios mencionados se realizan sensibilidades mediante el cambio de algunas características de los transformadores (impedancia de cortocircuito, posición del tap al momento de la energización, instante de cierre) con el fin de evidenciar el efecto de cada una de estas variables en la corriente de energización.

3.3 Caracterización corriente INRUSH por simulación

3.3.1 Corriente INRUSH para diferentes potencias

En primera instancia se realizan simulaciones para el sistema mostrado en la Figura 3-5, bajo diferentes consideraciones de potencia a saber:

- **Escenario 1**: Energización de transformador 230/115 kV 150 MVA
- **Escenario 2**: Energización de transformador 230/115 kV 90 MVA
- **Escenario 3**: Energización de transformador 115/33 kV 60 MVA
- **Escenario 4**: Energización de transformador 115/33 kV 40 MVA
- **Escenario 5**: Energización de transformador 115/33 kV 25 MVA
- **Escenario 6**: Energización de transformador 33/13,2 kV 3 MVA

A partir de los diferentes escenarios analizados se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 3-1:

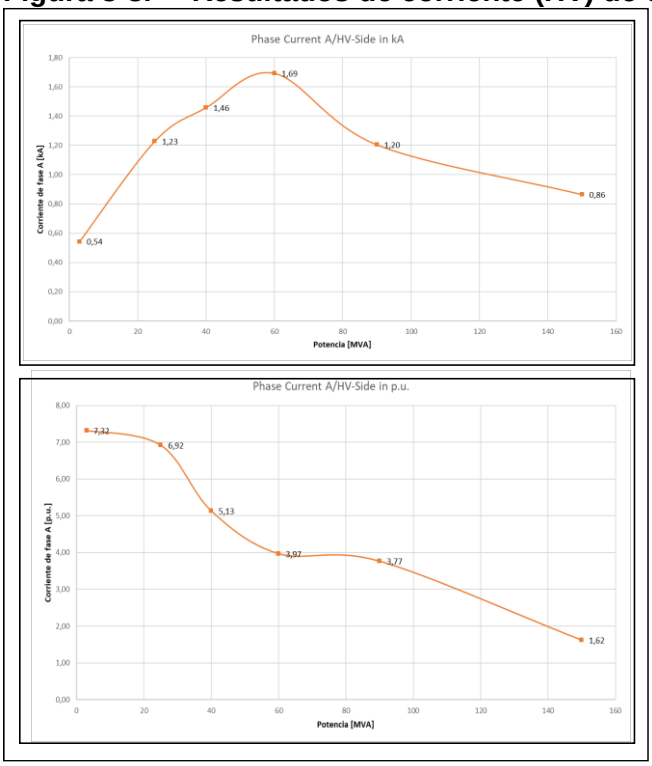
Tabla 3-1. Resultados corrientes (HV) de energización para diferentes potencias

Descripción	Potencia [MVA]	Capacidad nominal pico [kA]	Corriente energización pico primeros ciclos [kA]	Corriente energización pico primeros ciclos [p.u.]
TRF 230/115 kV	150	0,5325	0,86	1,62
TRF 230/115 kV	90	0,3195	1,20	3,77
TRF 115/33 kV	60	0,4260	1,69	3,97
TRF 115/33 kV	40	0,2840	1,46	5,13
TRF 115/33 kV	25	0,1775	1,23	6,92

Descripción	Potencia [MVA]	Capacidad nominal pico [kA]	Corriente energización pico primeros ciclos [kA]	Corriente energización pico primeros ciclos [p.u.]
TRF 33/13,2 kV	3	0,0742	0,54	7,32

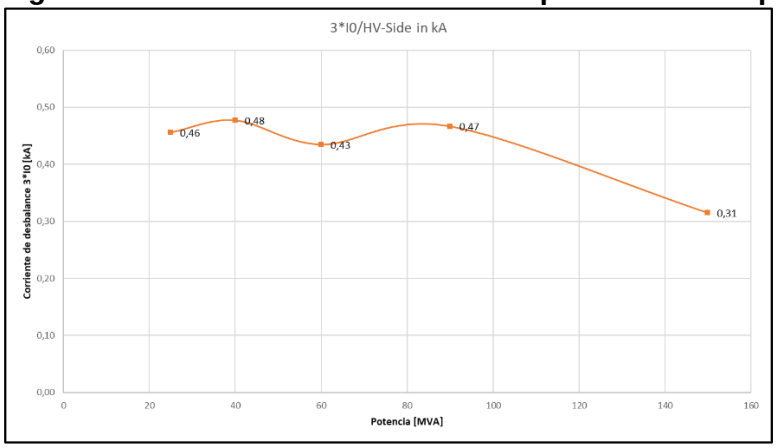
A partir de las simulaciones realizadas se obtienen corrientes de energización por fase (ver Figura 3-8) y adicionalmente, considerando la característica de desbalance de la corriente de energización, se presentan corrientes residuales dependiendo de la potencia del transformador energizado, tal como se presenta en la Figura 3-9

Figura 3-8. Resultados de corriente (HV) de energización por fase



Fuente: [Elaboración propia]

Figura 3-9. Corriente de desbalance para diferentes potencias



Fuente: [Elaboración propia]

De los resultados de corriente de energización en p.u. mostrados en la Figura 3-8 se observa un comportamiento de dicha corriente inversamente proporcional a la potencia nominal del transformador energizado, encontrándose una menor corriente en p.u. a medida que la potencia aumenta. Adicionalmente, de la Figura 3-9 se tiene que la corriente de desbalance resulta más representativa para potencias menores.

3.3.2 Corriente INRUSH para diferentes posiciones de taps

Para los transformadores modelados, se realiza simulaciones considerando cambios en una variable operativa, en este caso en el regulador de tensión (taps).

A partir de los diferentes escenarios analizados se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 3-2:

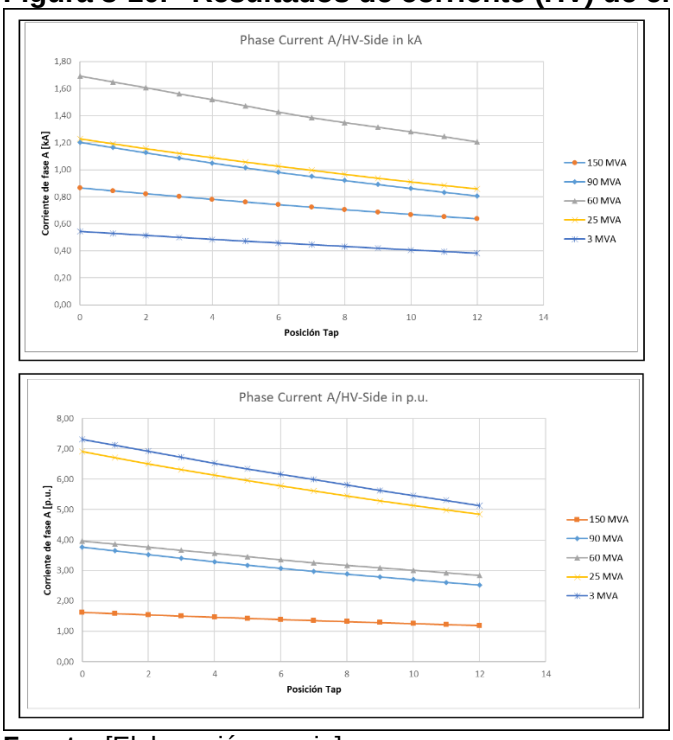
Tabla 3-2. Resultados corrientes (HV) de energización diferente posición de tap

Posición Tap	Corriente energización pico primeros ciclos [kA]					Corriente energización pico primeros ciclos [p.u.]				
	TRF 230/115 kV	TRF 230/115 kV	TRF 115/33 kV	TRF 115/33 kV	TRF 33/13,2 kV	TRF 230/115 kV	TRF 230/115 kV	TRF 115/33 kV	TRF 115/33 kV	TRF 33/13,2 kV
	150 MVA	90 MVA	60 MVA	25 MVA	3 MVA	150 MVA	90 MVA	60 MVA	25 MVA	3 MVA
0	0,86	1,20	1,69	1,23	0,54	1,62	3,77	3,97	6,92	7,32
1	0,84	1,16	1,65	1,19	0,53	1,58	3,65	3,87	6,71	7,12
2	0,82	1,13	1,61	1,16	0,51	1,54	3,52	3,77	6,51	6,93
3	0,80	1,09	1,56	1,12	0,50	1,50	3,40	3,66	6,32	6,73
4	0,78	1,05	1,52	1,09	0,48	1,47	3,29	3,57	6,14	6,53
5	0,76	1,01	1,47	1,06	0,47	1,43	3,17	3,46	5,96	6,35
6	0,74	0,98	1,43	1,03	0,46	1,39	3,07	3,35	5,78	6,17

Posición Tap	Corriente energización pico primeros ciclos [kA]					Corriente energización pico primeros ciclos [p.u.]				
	TRF 230/115 kV	TRF 230/115 kV	TRF 115/33 kV	TRF 115/33 kV	TRF 33/13,2 kV	TRF 230/115 kV	TRF 230/115 kV	TRF 115/33 kV	TRF 115/33 kV	TRF 33/13,2 kV
	150 MVA	90 MVA	60 MVA	25 MVA	3 MVA	150 MVA	90 MVA	60 MVA	25 MVA	3 MVA
7	0,72	0,95	1,39	1,00	0,45	1,36	2,97	3,25	5,62	6,00
8	0,70	0,92	1,35	0,97	0,43	1,32	2,88	3,17	5,45	5,82
9	0,69	0,89	1,32	0,94	0,42	1,29	2,79	3,09	5,29	5,64
10	0,67	0,86	1,28	0,91	0,41	1,26	2,70	3,01	5,13	5,47
11	0,65	0,83	1,25	0,89	0,39	1,22	2,61	2,92	4,99	5,31
12	0,64	0,81	1,21	0,86	0,38	1,19	2,52	2,84	4,84	5,14

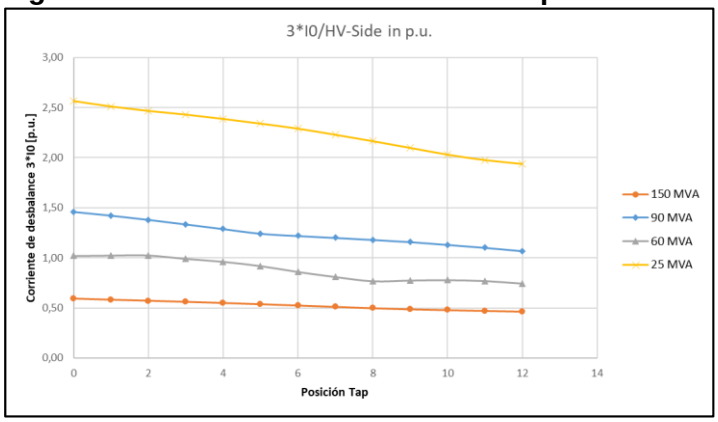
A partir de las simulaciones realizadas se obtienen corrientes de energización por fase (ver Figura 3-10) para diferentes posiciones de taps y adicionalmente, considerando la característica de desbalance de la corriente de energización, se presentan corrientes residuales dependiendo de la posición de taps para diferentes potencia del transformador energizado, tal como se presenta en la Figura 3-11

Figura 3-10. Resultados de corriente (HV) de energización por fase



Fuente: [Elaboración propia]

Figura 3-11. Corriente de desbalance para diferentes potencias



Fuente: [Elaboración propia]

De los resultados de corriente de energización en p.u. mostrados en la Figura 3-10 se observa que a medida que se aumenta el cambiador de taps del lado de alta (reducción de la tensión secundaria) se presenta una reducción en la corriente de energización, encontrándose una menor corriente en p.u. a medida que la posición de taps es mayor (menos tensión secundaria). Adicionalmente, de la Figura 3-11 se tiene que la corriente de desbalance resulta mayor para posición de taps del lado de alta mayor (menor tensión secundaria).

3.3.3 Corriente INRUSH para diferentes tiempos de cierre

Otro aspecto operativo analizado es el tiempo o momento en se cierra el interruptor del lado de lata del transformador para la respectiva energización. Para este análisis se consideran los siguientes tiempos de cierre:

Tabla 3-3. Tiempo de cierre interruptor para energización TRF 150 MVA

t [ms]	Ángulo [rad]	Ángulo [Grados]	Observaciones
4,1667	1,5708	90	Onda de tensión (fase A) cruza por cero (sentido decreciente)
8,3333	3,1416	180	Onda de tensión (fase A) alcanza su valor mínimo (máximo negativo)
12,5	4,7124	270	Onda de tensión (fase A) cruza por cero (sentido creciente)
16,6667	6,2832	360	Onda de tensión (fase A) alcanza su valor máximo positivo

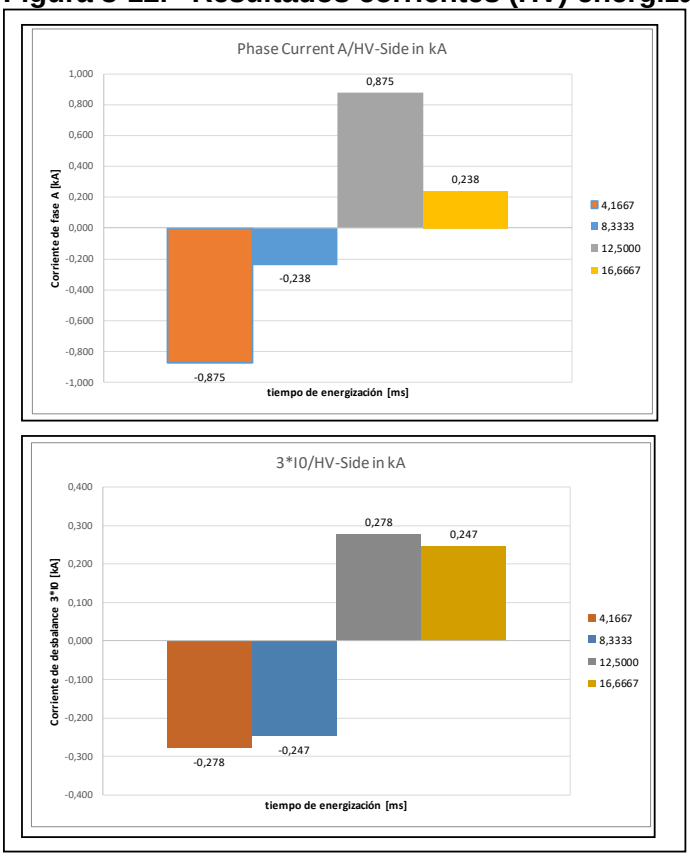
A partir de los tiempos de cierre mostrados en la tabla anterior, para un transformador 230/115 kV de 150 MVA, se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 3-4 y la

Figura 3-12:

Tabla 3-4. Resultados corrientes (HV) energización para diferentes tiempos de cierre

tiempo de energización [ms]	Corriente energización pico primeros ciclos [kA]	Corriente de desbalance primeros ciclos [kA]
4,1667	-0,875	-0,278
8,3333	-0,238	-0,247
12,5000	0,875	0,278
16,6667	0,238	0,247

Figura 3-12. Resultados corrientes (HV) energización diferentes tiempos de cierre



Fuente: [Elaboración propia]

A partir de los resultados anteriores se observa que los valores máximos (en magnitud), tanto de corriente por fase, como de corriente de desbalance se presentan cuando se cierra el interruptor en el momento que la onda de tensión está realizando un cruce por cero. Cabe mencionar que en la práctica resulta complejo controlar el instante de energización del transformador, por lo cual esta resulta una variable prácticamente aleatoria.

3.3.4 Corriente INRUSH con y sin carga

Para los transformadores modelados, se realiza simulaciones para un escenario en vacío (sin carga) y otro escenario con carga. Considerando las condiciones operativas mencionadas se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 3-5 y Tabla 3-6:

Tabla 3-5. Resultados corrientes (HV) de fase energización con y sin carga

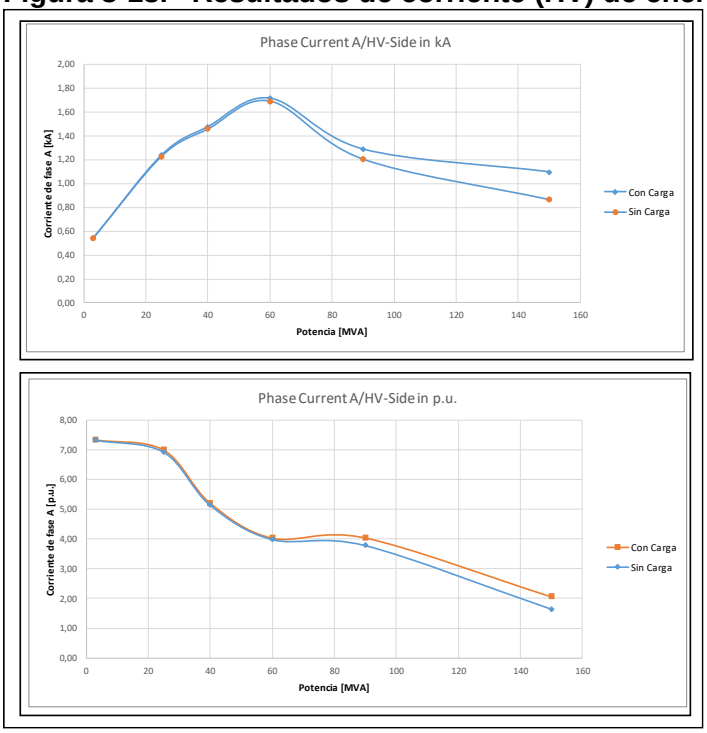
Potencia [MVA]	Corriente energización pico primeros ciclos [kA]		Corriente energización pico primeros ciclos [p.u.]	
	Con Carga	Sin Carga	Con Carga	Sin Carga
150	1,10	0,86	2,06	1,62
90	1,29	1,20	4,04	3,77
60	1,72	1,69	4,03	3,97
40	1,48	1,46	5,21	5,13
25	1,24	1,23	6,98	6,92
3	0,54	0,54	7,32	7,32

Tabla 3-6. Resultados corrientes de desbalance energización con y sin carga

Posición Tap	Corriente de desbalance pico primeros ciclos [kA]		Corriente de desbalance pico primeros ciclos [p.u.]	
	Con Carga	Sin Carga	Con Carga	Sin Carga
150	0,29	0,31	0,55	0,59
90	0,45	0,47	1,40	1,46
60	0,40	0,43	0,93	1,02
40	0,44	0,48	1,55	1,68
25	0,44	0,46	2,49	2,57
3	0,00	0,00	0,00	0,00

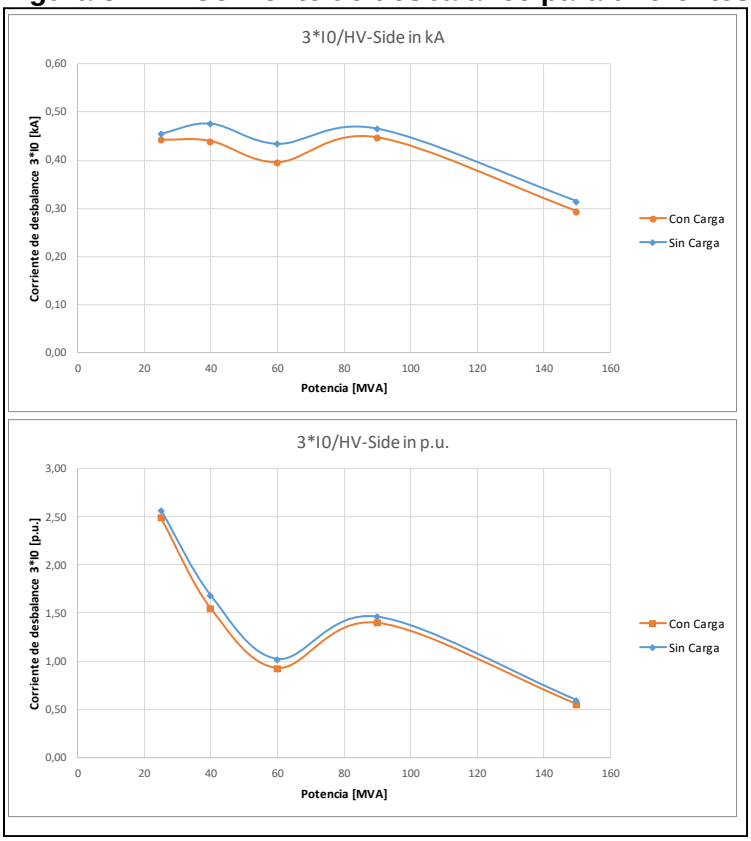
A partir de las simulaciones realizadas se obtienen corrientes de energización por fase (ver Figura 3-13), así como corrientes de desbalance (ver Figura 3-14) para diferentes potencias de transformadores en los escenarios con y sin carga

Figura 3-13. Resultados de corriente (HV) de energización por fase



Fuente: [Elaboración propia]

Figura 3-14. Corriente de desbalance para diferentes potencias



Fuente: [Elaboración propia]

De los resultados de corriente de energización por fase mostrados en la Figura 3-13 se observa diferencia entre los escenarios con y sin carga para potencias mayores, siendo menor la corriente de energización en valores p.u. para el escenario sin carga. De igual manera, la corriente de desbalance presenta un menor valor en p.u. Para el escenario sin carga.

3.3.5 Corriente INRUSH para diferentes Impedancias de cortocircuito

A diferencia de los parámetros analizados anteriormente, la impedancia de cortocircuito es una característica constructiva de los transformadores, sin embargo, se realizan análisis para diferentes valores de impedancia. En este caso se hace variar la impedancia de cortocircuito, en valores discretos entre 4% y 13%. En este caso los escenarios considerados son:

- **Escenario 1**: Energización de transformador 230/115 kV 150 MVA
- **Escenario 2**: Energización de transformador 230/115 kV 90 MVA
- **Escenario 3**: Energización de transformador 115/33 kV 60 MVA
- **Escenario 4**: Energización de transformador 115/33 kV 25 MVA

En la Tabla 3-7 y la Tabla 3-8 se presentan los resultados de corriente de energización, por fase y de desbalance respectivamente, obtenidos variando la impedancia de cortocircuito para transformadores con diferentes potencias.

Tabla 3-7. Resultados corrientes (HV) de fase energización con y sin carga

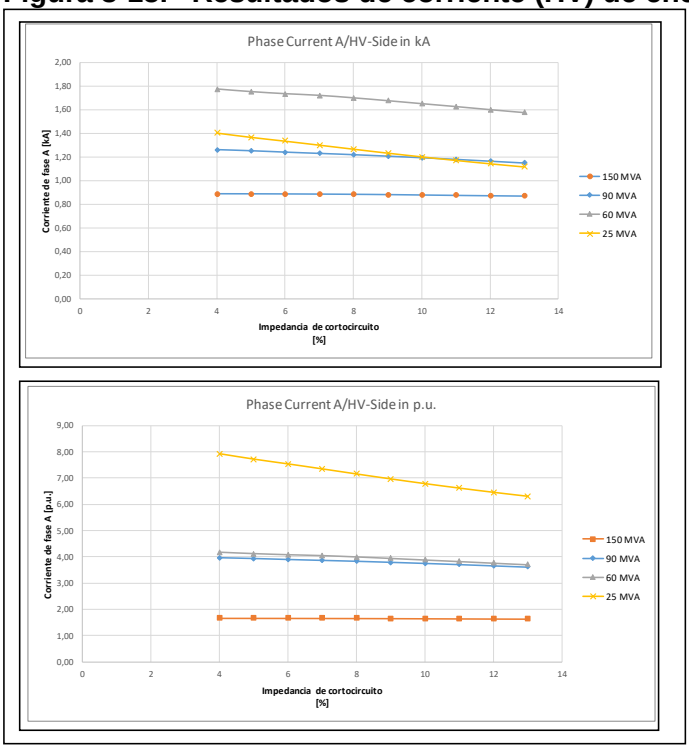
Impedancia de cortocircuito [%]	Corriente energización pico primeros ciclos [kA]				Corriente energización pico primeros ciclos [p.u.]			
	TRF 230/115 kV	TRF 230/115 kV	TRF 230/115 kV	TRF 230/115 kV	TRF 230/115 kV	TRF 230/115 kV	TRF 230/115 kV	TRF 230/115 kV
	150 MVA	90 MVA	60 MVA	25 MVA	150 MVA	90 MVA	60 MVA	25 MVA
4	0,89	1,26	1,77	1,41	1,67	3,95	4,16	7,92
5	0,89	1,25	1,75	1,37	1,66	3,92	4,11	7,71
6	0,89	1,24	1,74	1,34	1,66	3,89	4,07	7,53
7	0,88	1,23	1,72	1,30	1,66	3,86	4,04	7,34
8	0,88	1,22	1,70	1,27	1,66	3,82	3,99	7,15
9	0,88	1,21	1,68	1,23	1,66	3,78	3,94	6,96
10	0,88	1,20	1,65	1,20	1,65	3,74	3,88	6,78
11	0,88	1,18	1,63	1,17	1,65	3,70	3,82	6,61
12	0,87	1,17	1,60	1,14	1,64	3,65	3,76	6,45
13	0,87	1,15	1,58	1,12	1,64	3,61	3,70	6,30

Tabla 3-8. Resultados corrientes (HV) de fase energización con y sin carga

Impedancia de cortocircuito [%]	Corriente de desbalance pico primeros ciclos [kA]				Corriente de desbalance pico primeros ciclos [p.u]			
	TRF 230/115 kV	TRF 230/115 kV	TRF 230/115 kV	TRF 230/115 kV	TRF 230/115 kV	TRF 230/115 kV	TRF 230/115 kV	TRF 230/115 kV
	150 MVA	90 MVA	60 MVA	25 MVA	150 MVA	90 MVA	60 MVA	25 MVA
0	0,15	0,33	0,24	0,36	0,28	1,03	0,57	2,04
1	0,17	0,36	0,30	0,40	0,32	1,14	0,71	2,25
2	0,19	0,39	0,35	0,42	0,36	1,22	0,81	2,37
3	0,21	0,42	0,38	0,43	0,40	1,31	0,89	2,45
4	0,23	0,44	0,42	0,45	0,44	1,39	0,99	2,51
5	0,25	0,46	0,44	0,45	0,46	1,44	1,04	2,56
6	0,26	0,47	0,47	0,46	0,48	1,48	1,09	2,60
7	0,27	0,48	0,47	0,47	0,50	1,51	1,11	2,64
8	0,28	0,49	0,48	0,47	0,52	1,53	1,13	2,66
9	0,29	0,49	0,49	0,47	0,54	1,54	1,14	2,67

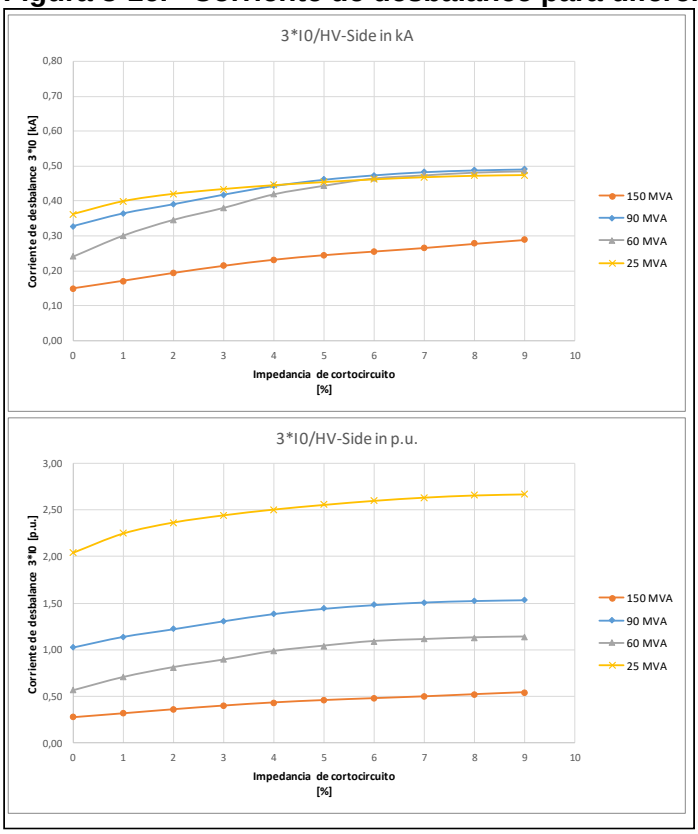
A partir de las simulaciones realizadas se obtienen corrientes de energización por fase (ver Figura 3-15) para diferentes impedancias de cortocircuito y adicionalmente, considerando la característica de desbalance de la corriente de energización, se presentan corrientes residuales dependiendo de la impedancia de cortocircuito para diferente potencia del transformador energizado, tal como se presenta en la Figura 3-16

Figura 3-15. Resultados de corriente (HV) de energización por fase diferentes Zcc



Fuente: [Elaboración propia]

Figura 3-16. Corriente de desbalance para diferentes Zcc



Fuente: [Elaboración propia]

De los resultados de corriente de energización mostrados en la Figura 3-15 y la Figura 3-16 se observa que a medida que la potencia del transformador aumenta, se hace menos representativo el impacto del aumento de la impedancia de cortocircuito. Cabe resaltar que este es un parámetro constructivo y que no se puede variar con la operación.

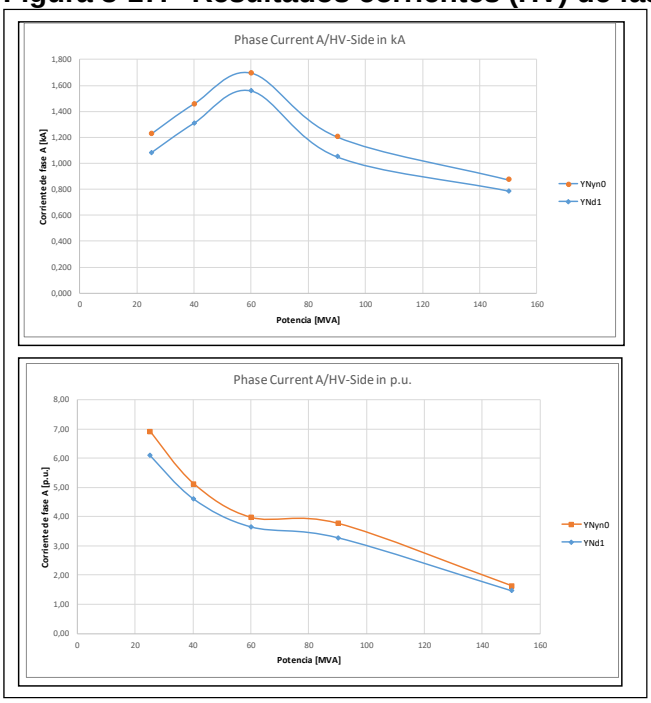
3.3.6 Corriente INRUSH para diferentes grupos vectoriales

Adicionalmente, se analiza otro parámetro constructivo como es el grupo de conexión y el índice de desfase horario. Dentro de los análisis se encontró que el índice horario, desfase entre tensión primaria y secundaria, no impacta sobre la corriente de magnetización. Sin embargo, en cuanto al grupo de conexión se observó una reducción del orden del 12% utilizando una conexión Delta respecto a una Y aterrizada en el secundario. Lo mencionado se muestra en la Tabla 3-9

Tabla 3-9. Resultados corrientes (HV) de fase energización

Potencia [MVA]	Corriente energización pico primeros ciclos [kA]		Corriente energización pico primeros ciclos [p.u.]	
	YNyn0	YNd1	YNyn0	YNd1
150	0,875	0,79	1,64	1,48
90	1,204	1,05	3,77	3,28
60	1,692	1,56	3,97	3,65
40	1,458	1,31	5,13	4,61
25	1,228	1,08	6,92	6,10

Figura 3-17. Resultados corrientes (HV) de fase energización

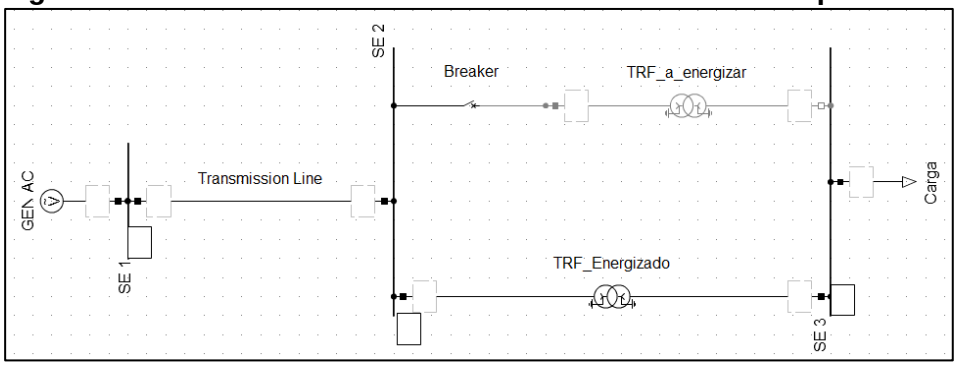


Fuente: [Elaboración propia]

3.4 Caracterización de corrientes SIMPATETICAS

Al momento de energizar un transformador, contando con otro transformador energizado en paralelo (ver Figura 3-18), se analizará el impacto del fenómeno transitorio de la corriente de energización sobre el transformador que se encuentra en operación:

Figura 3-18. Modelo de simulación con transformador en paralelo

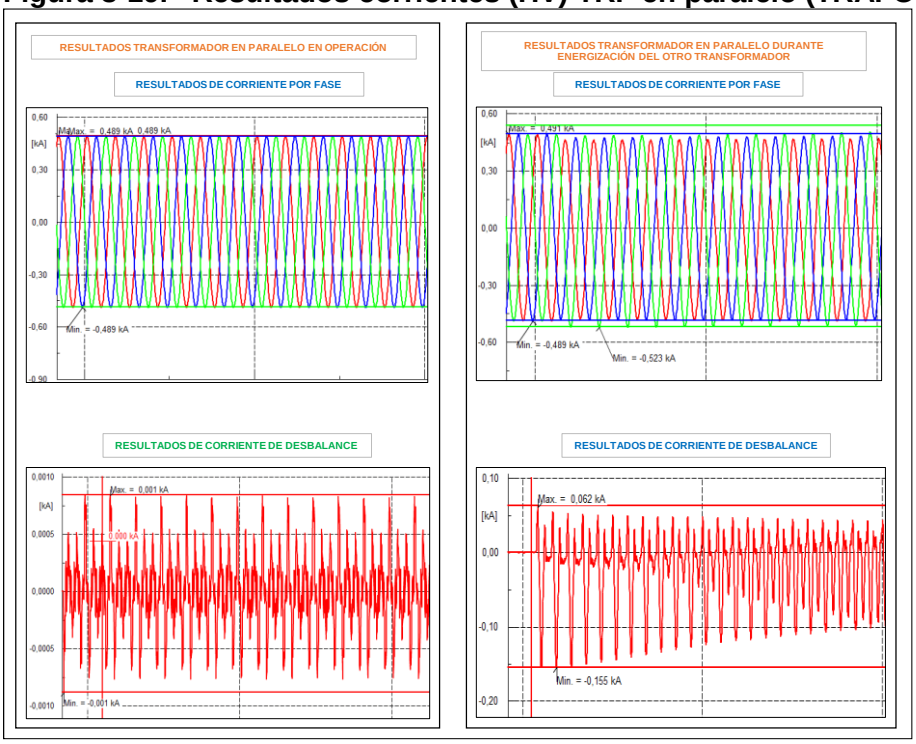


Fuente: [Elaboración propia - Software DIgSILENT Power Factory]

En la Figura 3-19 se presenta una imagen comparativa de los resultados de corriente por fase y de desbalance para el transformador que se encuentra energizado, en los escenarios de operación normal (lado izquierdo de la Figura 3-19), como durante el fenómeno transitorio de energización de un

transformador en paralelo (lado derecho de la Figura 3-19). En esta figura se observa que en las corrientes por fase no se presenta una afectación significativa durante la energización del transformador en paralelo, sin embargo, se aprecia una afectación en la corriente de desbalance, para el caso de un transformador 230/115 kV de 150 MVA, del orden de 155 A (correspondiente a 29% de la corriente nominal)

Figura 3-19. Resultados corrientes (HV) TRF en paralelo (TRAFOS 150 MVA)



Fuente: [Elaboración propia]

Adicionalmente, se realizan simulaciones para diferentes transformadores, considerando un transformador en paralelo de las mismas características, con el fin de observar el impacto, de la energización de un transformador, sobre su paralelo. Los resultados obtenidos, para transformadores de diferentes potencias, se presentan en la Tabla 3-10, la Tabla 3-11 y la Figura 3-20:

Tabla 3-10. Resultados corrientes (HV) energización TRF en energización

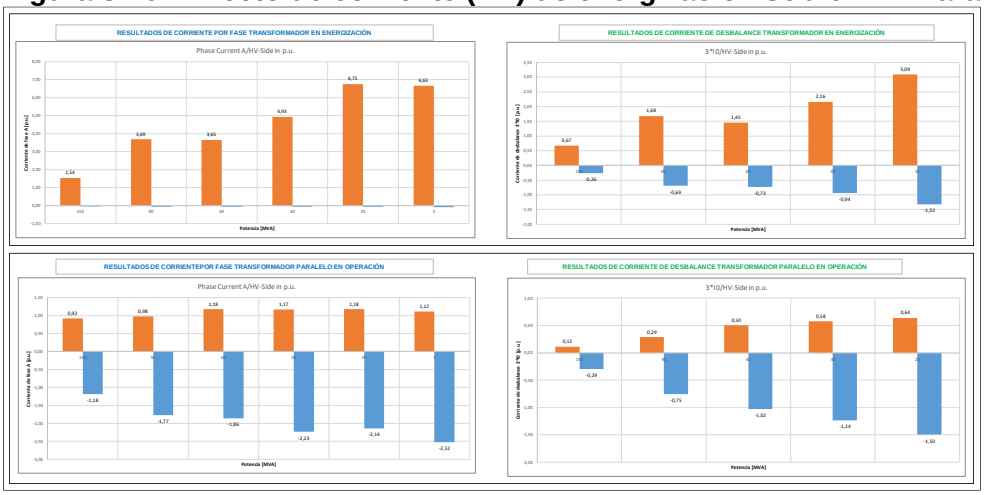
Descripción	Potencia [MVA]	Capacidad nominal pico [kA]	Corriente energización pico primeros ciclos [kA]		Corriente energización pico primeros ciclos [p.u.]		Corriente de desbalance pico primeros ciclos [kA]		Corriente de desbalance pico primeros ciclos [p.u.]	
			Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
TRF 230/115 kV	150	0,5325	0,82	-0,01	1,54	-0,03	0,35	-0,14	0,67	-0,26
TRF 230/115 kV	90	0,3195	1,18	-0,02	3,69	-0,05	0,54	-0,22	1,68	-0,69

Descripción	Potencia [MVA]	Capacidad nominal pico [kA]	Corriente energización pico primeros ciclos [kA]		Corriente energización pico primeros ciclos [p.u.]		Corriente de desbalance pico primeros ciclos [kA]		Corriente de desbalance pico primeros ciclos [p.u.]	
			Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
TRF 115/33 kV	60	0,4260	1,55	-0,03	3,65	-0,06	0,62	-0,31	1,45	-0,73
TRF 115/33 kV	40	0,2840	1,40	-0,02	4,93	-0,06	0,61	-0,27	2,16	-0,94
TRF 115/33 kV	25	0,1775	1,20	-0,01	6,75	-0,06	0,55	-0,24	3,09	-1,32
TRF 33/13,2 kV	3	0,0742	0,49	-0,01	6,65	-0,07	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 3-11. Resultados corrientes (HV) energización TRF PARALELO en operación

Descripción	Potencia [MVA]	Capacidad nominal pico [kA]	Corriente energización pico primeros ciclos [kA]		Corriente energización pico primeros ciclos [p.u.]		Corriente de desbalance pico primeros ciclos [kA]		Corriente de desbalance pico primeros ciclos [p.u.]	
			Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
TRF 230/115 kV	150	0,5325	0,49	-0,63	0,92	-1,18	0,06	-0,16	0,12	-0,29
TRF 230/115 kV	90	0,3195	0,31	-0,56	0,98	-1,77	0,09	-0,24	0,29	-0,75
TRF 115/33 kV	60	0,4260	0,50	-0,79	1,18	-1,86	0,21	-0,44	0,50	-1,02
TRF 115/33 kV	40	0,2840	0,33	-0,63	1,17	-2,23	0,16	-0,35	0,58	-1,24
TRF 115/33 kV	25	0,1775	0,21	-0,38	1,18	-2,14	0,11	-0,27	0,64	-1,50
TRF 33/13,2 kV	3	0,0742	0,08	-0,19	1,12	-2,52	0,00	0,00	0,00	0,00

Figura 3-20. Efecto de corriente (HV) de energización sobre TRF Paralelo



Fuente: [Elaboración propia]

De los resultados obtenidos se aprecia que durante el proceso de energización se presenta una corriente por fase hasta de 2,5 p.u. en el transformador paralelo que

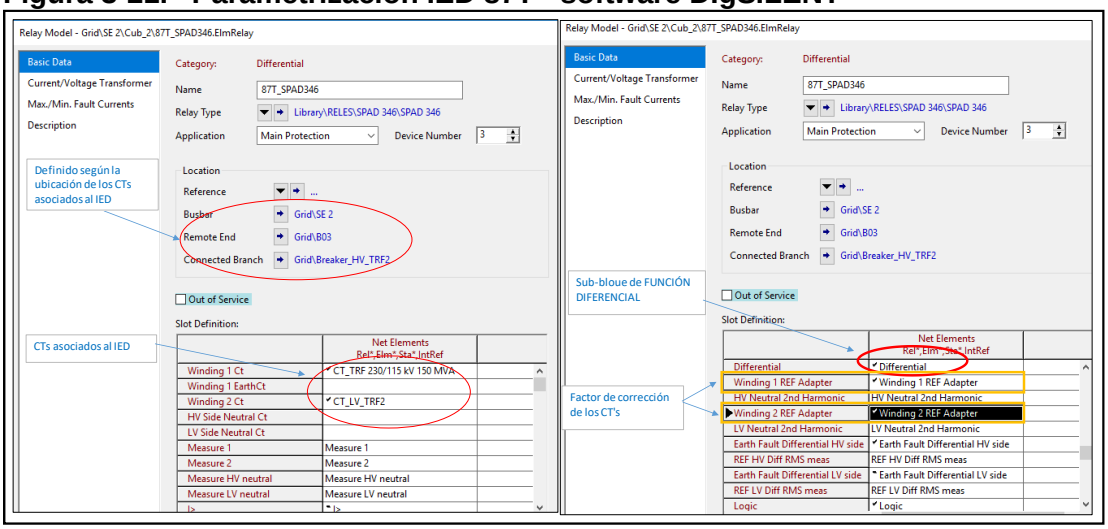
se encuentra en operación. Adicionalmente, la corriente de desbalance alcanza valores hasta de 1,5 p.u. durante el mismo proceso en el transformador paralelo. De acuerdo a los resultaos, también se evidencia que tanto la corriente por fase, como la corriente de desbalance en el transformador paralelo en operación aumentan su magnitud a medida que la potencia nominal de los transformadores en paralelo se reduce, es decir, el efecto de energización resulta mayo en transformadores de menor capacidad.

3.5 Impacto corriente de energización sobre protección diferencial ANSI 87T

3.5.1 Impacto de energización de TRF sobre protección diferencial ANSI 87T propia

Con el fin de evidenciar el comportamiento del fenómeno transitorio de energización se realiza la simulación de la protección diferencial en el software DIgSILENT. El modelo del mencionado IED cuenta con una interface general, dentro de la cual se realiza la parametrización de los CT's, tal como se muestra en la Figura 3-21:

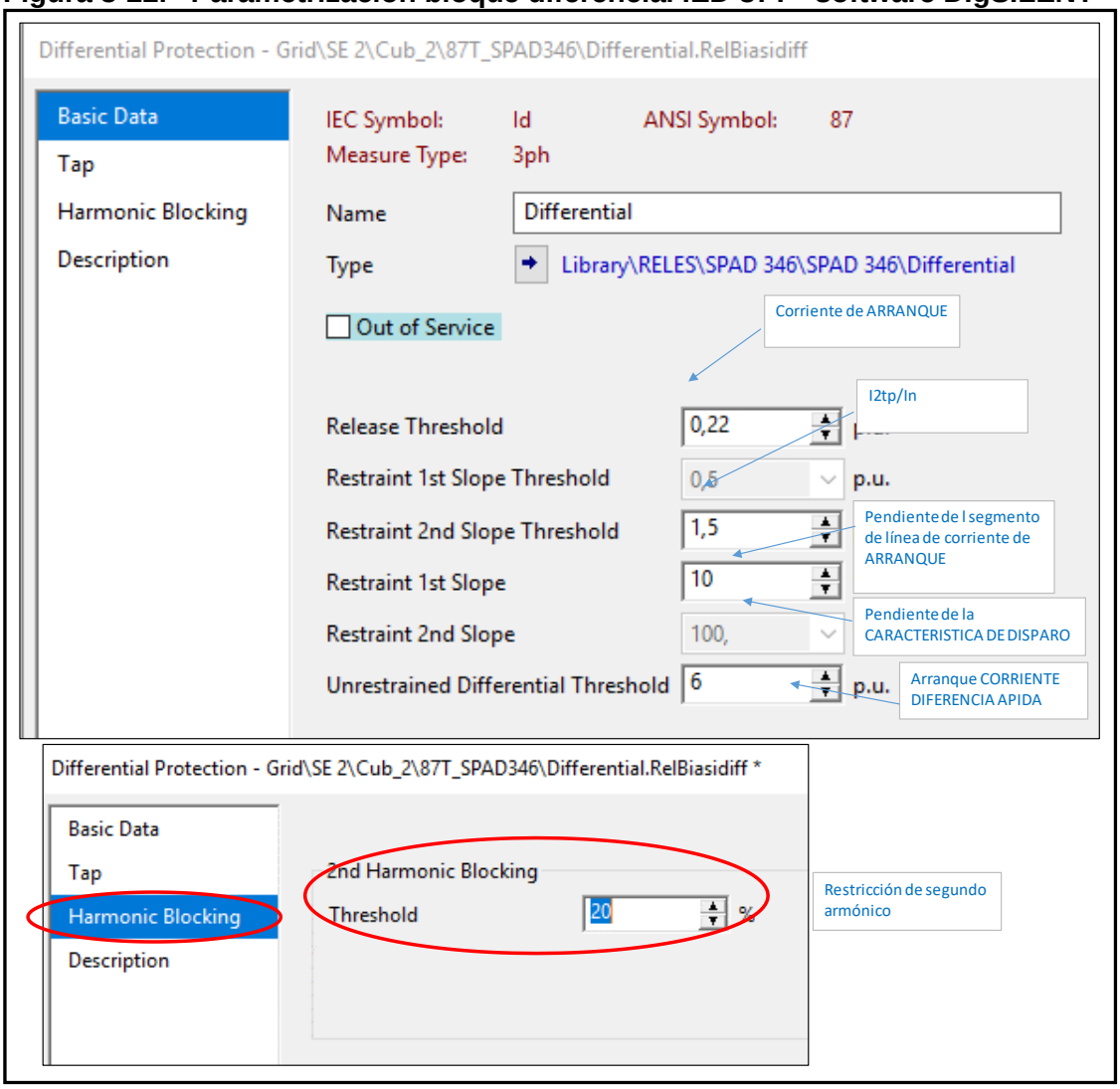
Figura 3-21. Parametrización IED 87T - software DIgSILENT



Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

Adicionalmente la protección 87T cuenta con un módulo particular para esta función el cual una vez seleccionado se puede proceder a parametrizar tal como se presenta en la Figura 3-22:

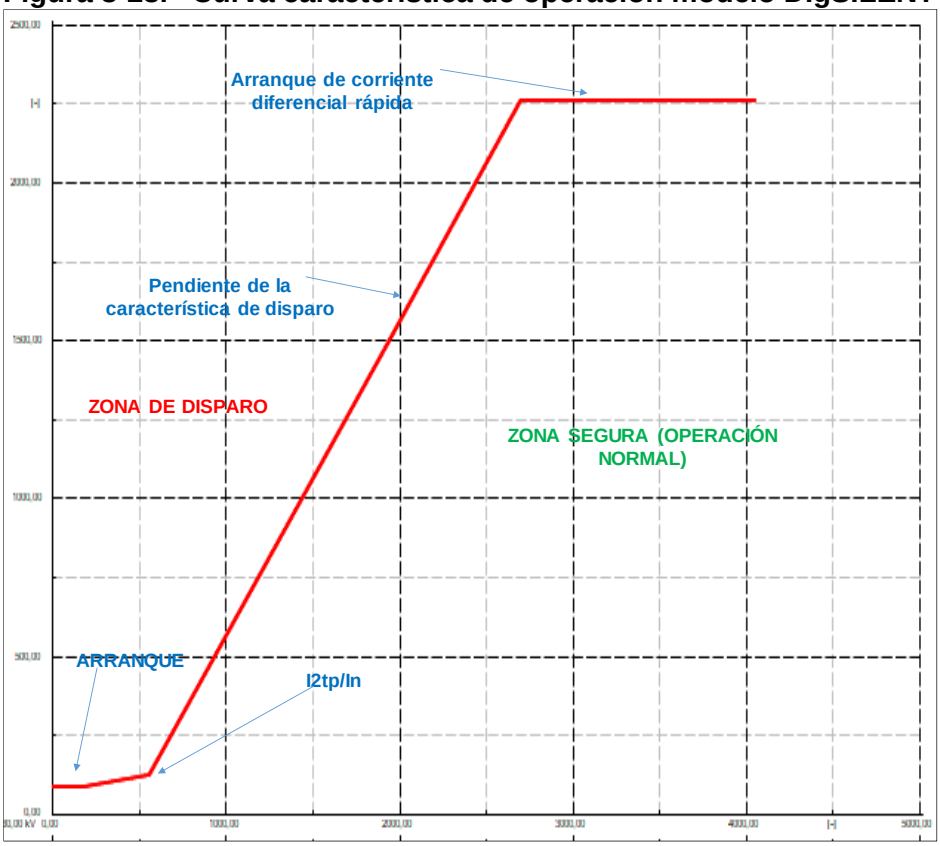
Figura 3-22. Parametrización bloque diferencial IED 87T - software DIgSILENT



Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

En la Figura 3-22 se presentan los parámetros a ajustar de acuerdo a lo indicado en el numeral 2.4.1. A partir de estos parámetros se forma la característica de operación de la función de protección

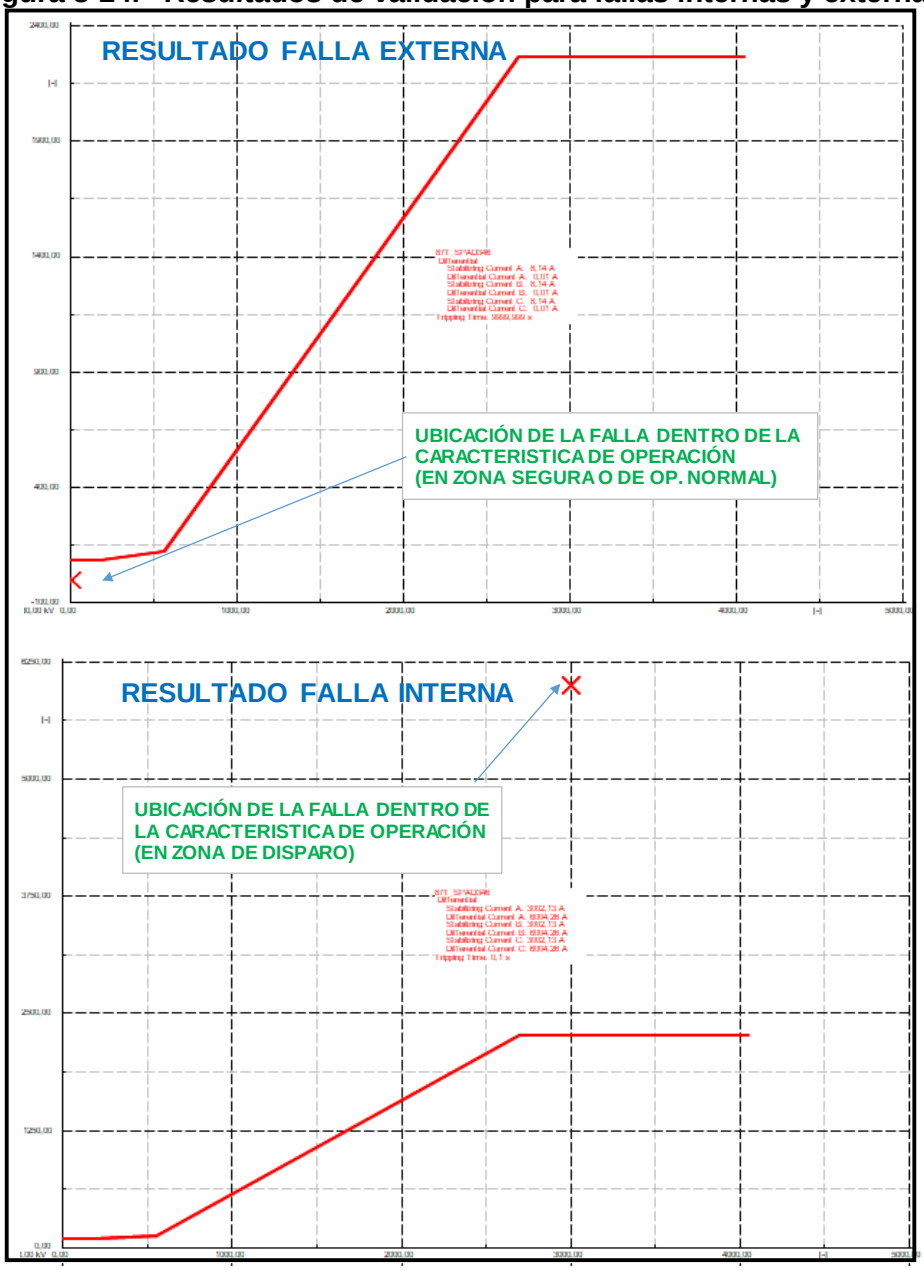
Figura 3-23. Curva característica de operación modelo DIgSILENT



Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

En primer lugar, se realizan fallas (monofásica y trifásica) internas y externas al equipo protegido, en este caso el transformador de potencia, con el fin de validar el correcto funcionamiento de la función diferencial de transformador, tal como se presenta en la Figura 3-24:

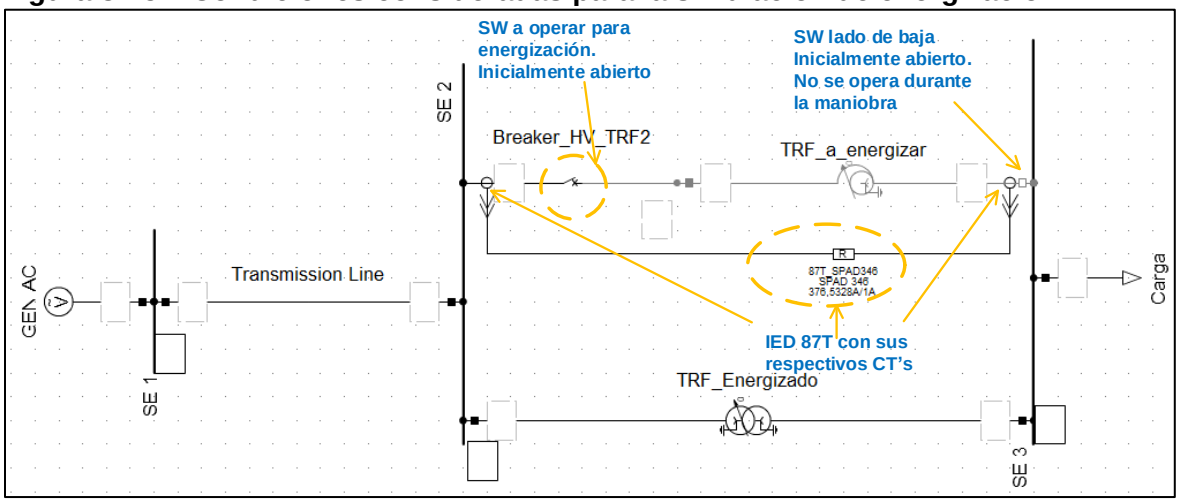
Figura 3-24. Resultados de validación para fallas internas y externas



Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

Adicionalmente se realizan simulaciones del fenómeno transitorio de energización utilizando el módulo EMT por sus siglas en inglés (ElectroMagnetic Transient)

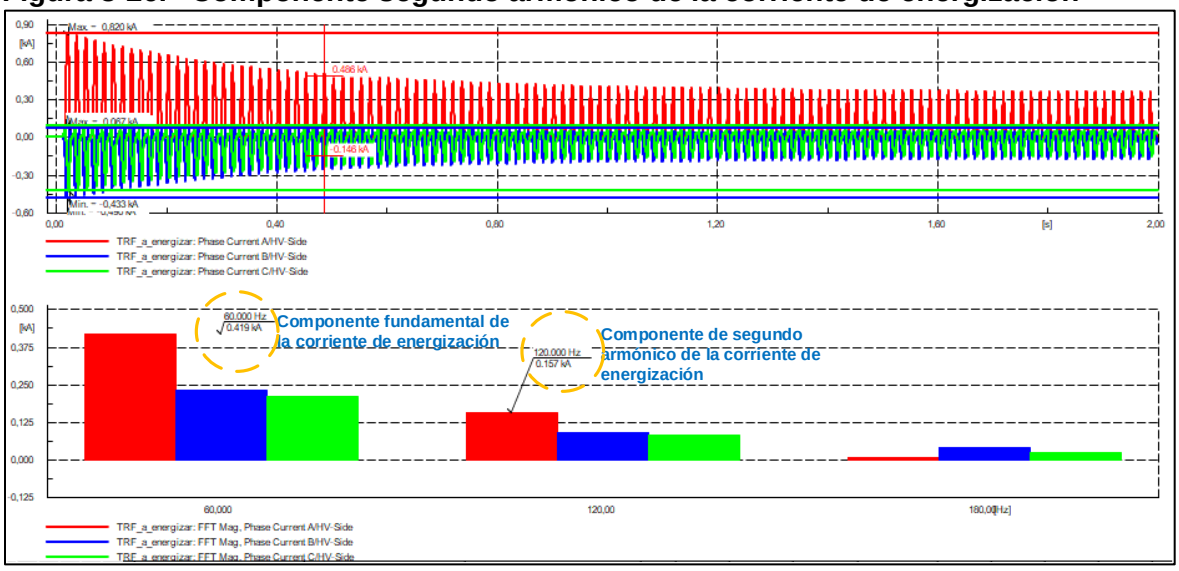
Figura 3-25. Condiciones consideradas para la simulación de energización.



Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

Previamente se realiza una simulación de energización sin considerar las protecciones, con el fin de observar de manera completa el fenómeno transitorio, con lo cual se observa que la componente de segundo armónico es del orden del 38% de la componente fundamental (157 A/419 A), sin embargo, luego de un tiempo de 1 s se observan componentes de segundo armónico más bajas, del orden hasta del 18%, por lo cual un ajuste recomendado (y típicamente utilizado por CHEC) es una restricción del 15%, lo cual se interpreta que para una corriente con segundo armónico igual o superior a 15% de la componente fundamental se presentará bloqueo de la función diferencial.

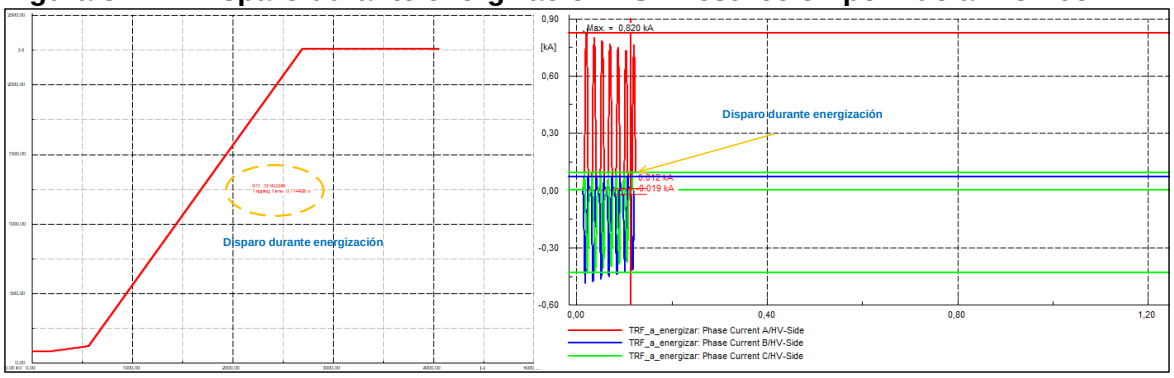
Figura 3-26. Componente segundo armónico de la corriente de energización



Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

Posteriormente se realiza simulación del fenómeno de energización sin considerar restricción por armónicos con lo cual se presenta disparo de la protección diferencial tal como se observa en la Figura 3-27:

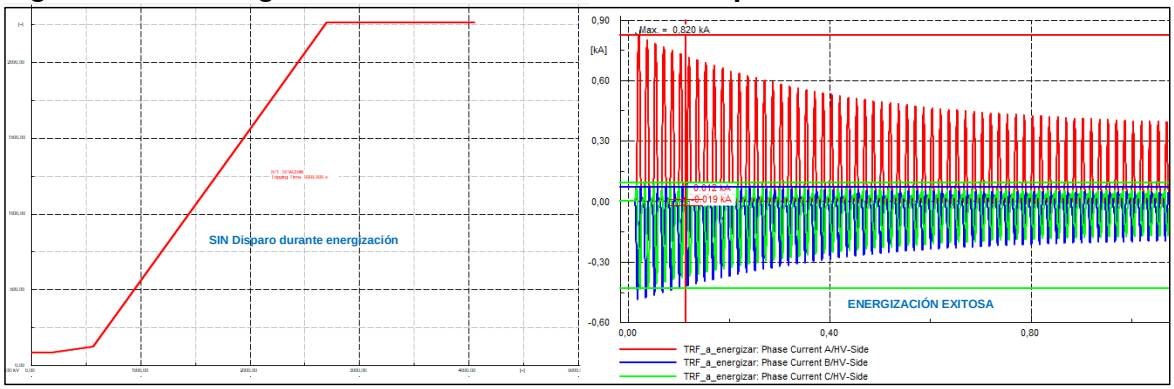
Figura 3-27. Disparo durante energización - Sin restricción por 2do armónico



Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

Con el fin de evidenciar un correcto funcionamiento de la protección diferencial de transformador durante el fenómeno transitorio de energización, es decir que no opere, se ajusta la restricción por segundo armónico, en este caso de acuerdo a criterio CHEC se ajusta a 15%, con lo cual se obtiene un comportamiento adecuado, tal como se presenta en la Figura 3-28:

Figura 3-28. Energización exitosa - Con restricción por 2do armónico

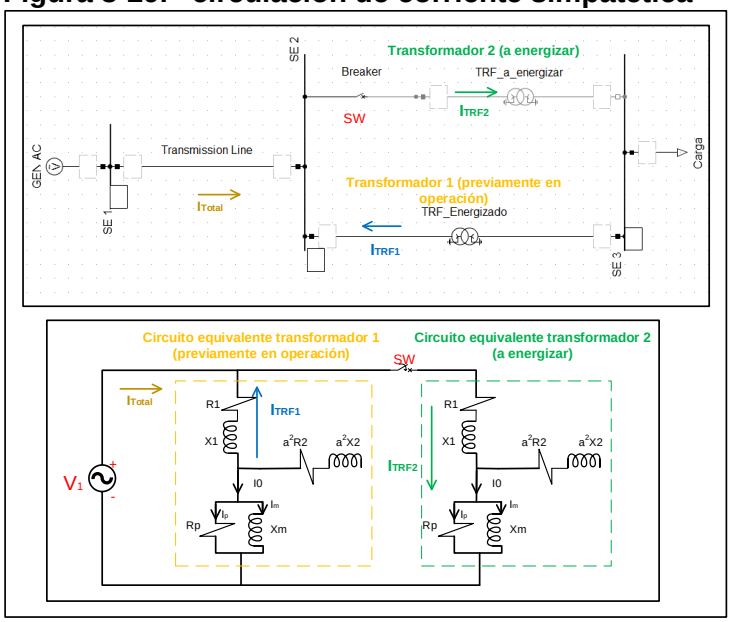


Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

3.5.2 Impacto de energización de TRF sobre protección diferencial ANSI 87T de TRF paralelo

Para el modelo de análisis (ver Figura 3-29) se presenta, durante el fenómeno de energización, una circulación de corriente por el transformador paralelo (previamente energizado).

Figura 3-29. circulación de corriente simpatética

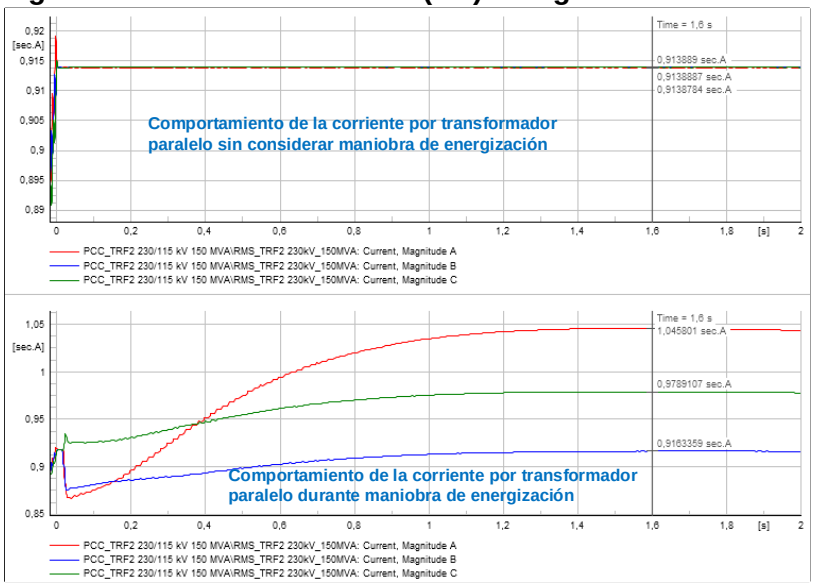


Fuente: [Elaboración propia]

A partir de los resultados presentados en la Figura 3-20, se tiene que el efecto de energización de un transformador sobre el transformador paralelo, previamente energizado, es mayor (en valores p.u.) a medida que la capacidad de dichos transformadores es menor. Considerando lo anterior, se realiza un análisis del efecto de energización de transformador sobre la protección diferencial del transformador paralelo, previamente energizado, para dos escenarios extremos (en cuanto a capacidad), es decir, se realizan análisis para transformadores de 150 MVA y para transformadores de 25 MVA

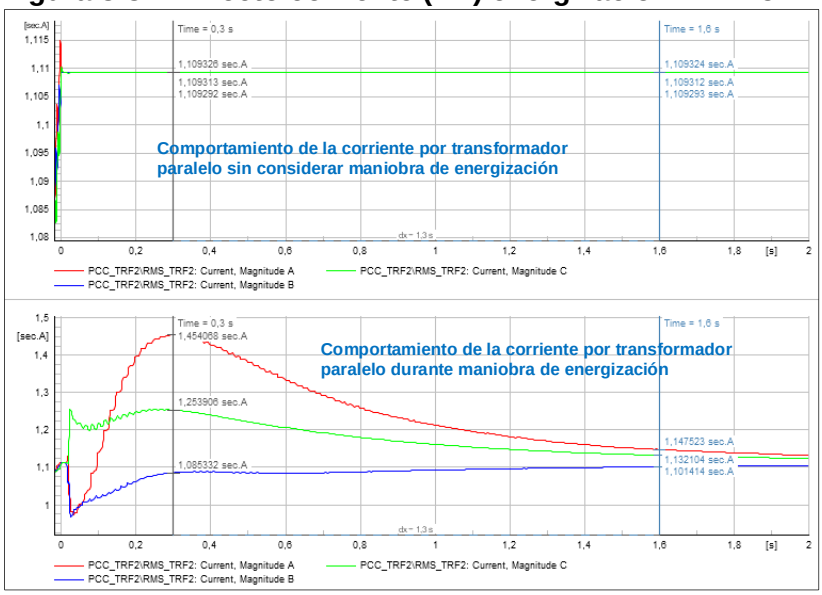
En la Figura 3-30 y Figura 3-31 se presenta el impacto de la energización de un transformador de 150 MVA y de 25 MVA, respectivamente, sobre el transformador paralelo, el cual se encuentra en operación. En estas figuras se observa que con la energización se presenta un incremento en la corriente del transformador paralelo del orden de 0,15 p.u. (para el caso del TRF de 150 MVA) y 35 p.u. (para el caso con TRF de 25 MVA), lo cual a su vez afecta la medida o la forma en que la protección diferencial ANSI 87T percibe esta corriente.

Figura 3-30. Efecto corriente (HV) energización TRF 150 MVA sobre paralelo



Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

Figura 3-31. Efecto corriente (HV) energización TRF 25 MVA sobre paralelo

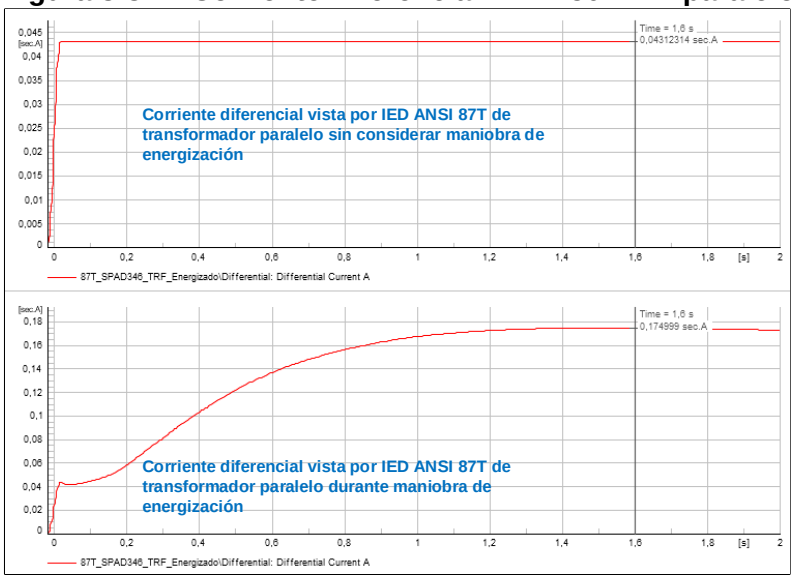


Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

En la Figura 3-32 y la Figura 3-33 se presenta la corriente diferencial vista por el IED ANSI 87T asociado a un transformador de 150 MVA y 25 MVA, respectivamente, (previamente energizado) durante la maniobra de energización del transformador paralelo. En estas figuras se presenta, de manera comparativa, el comportamiento de la mencionada corriente diferencial, para los escenarios sin y con maniobra de energización. De acuerdo a estas figuras se observa que tanto el comportamiento de la corriente de energización como el de la corriente diferencial, para el transformador paralelo, varía significativamente con la potencia,

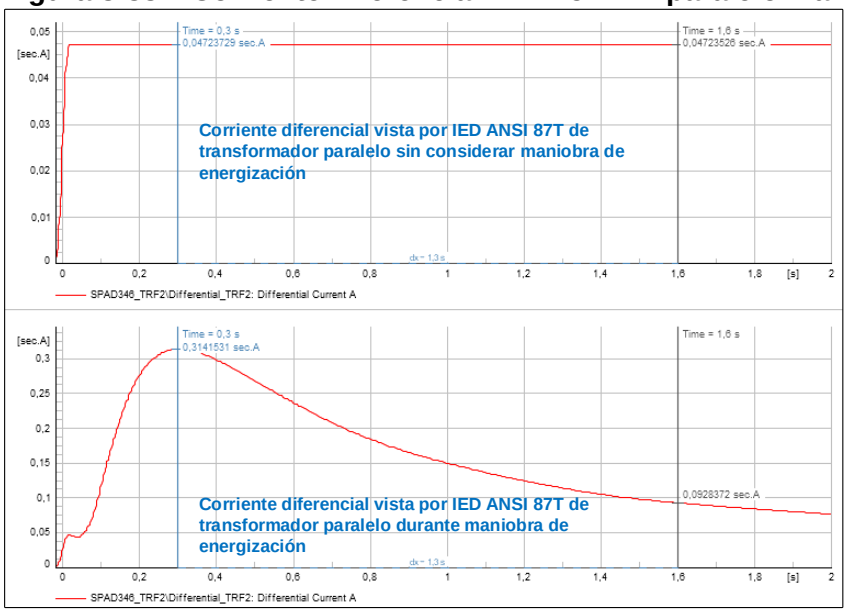
destacándose que para el transformador de mayor potencia (150 MVA) el efecto tiene una mayor duración, pero es de menor magnitud respecto al de menor potencia (25 MVA). De acuerdo a lo anterior, se evidencia un mayor riesgo de disparo indeseado durante la maniobra de energización en el transformador de menor potencia (25 MVA), en el cual se alcanzan valores de corriente diferencial del orden de 0,31 p.u. comparados con 0,17 p.u. para el TRF de 150 MVA

Figura 3-32. Corriente Diferencial TRF 150 MVA paralelo maniobra energización



Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

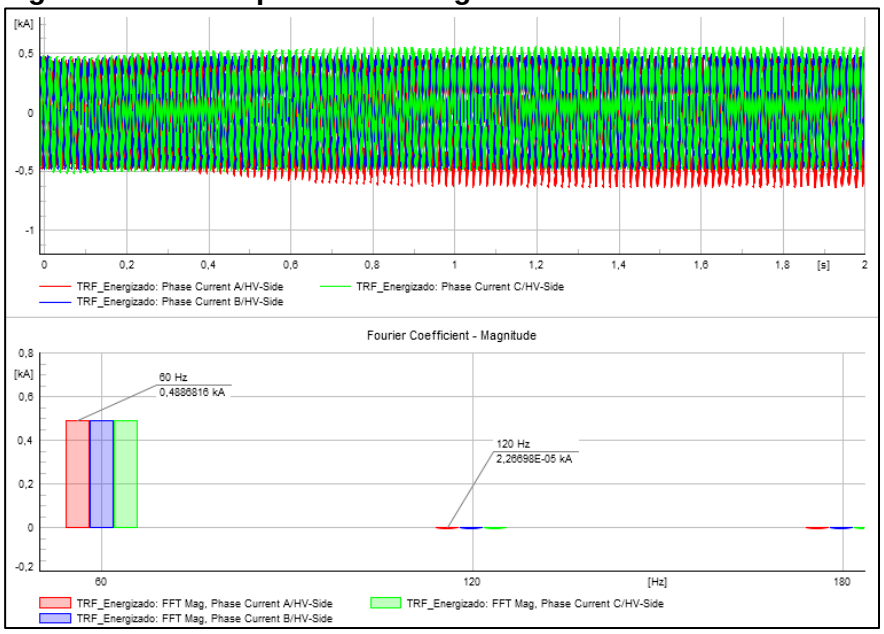
Figura 3-33. Corriente Diferencial TRF 25 MVA paralelo maniobra energización



Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

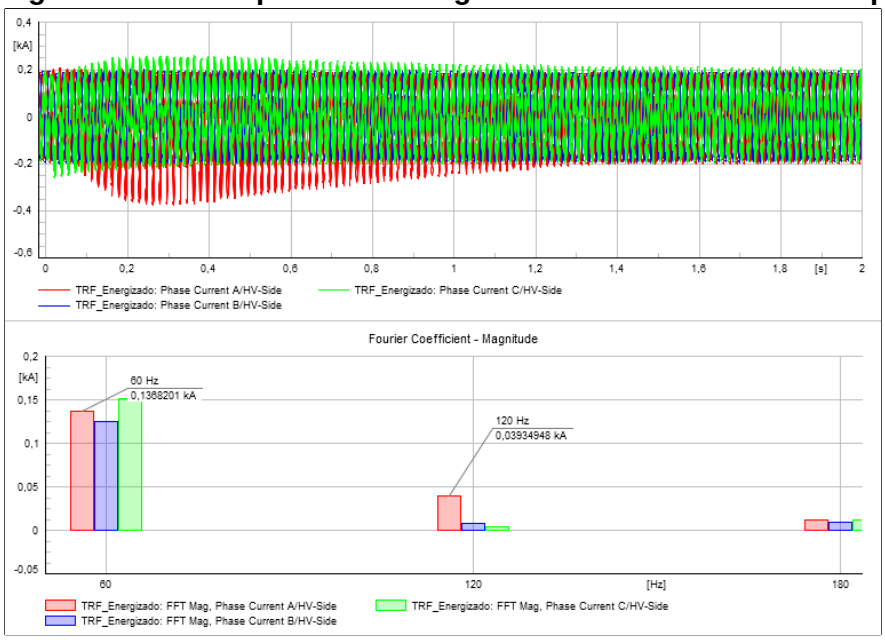
Adicionalmente, se analiza el efecto de la corriente de energización sobre el transformador paralelo. En la Figura 3-34 y la Figura 3-35 presentan los resultados en cuanto a la componente de segundo armónico para el caso de 150 MVA y 25 MVA respectivamente.

Figura 3-34. Componente de segundo armónico TRF 150 MVA paralelo



Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

Figura 3-35. Componente de segundo armónico TRF 25 MVA paralelo



Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

De las figuras anteriores se tiene que, para el transformador en paralelo, la magnitud de la componente de segundo armónico es mayor para el caso del transformador de menor potencia (25 MVA) respecto al de 150 MVA. Destacándose de lo anterior que para el caso de 150 MVA esta componente es prácticamente nula, mientras que para el caso del transformador de 25 MVA es del orden de 28%.

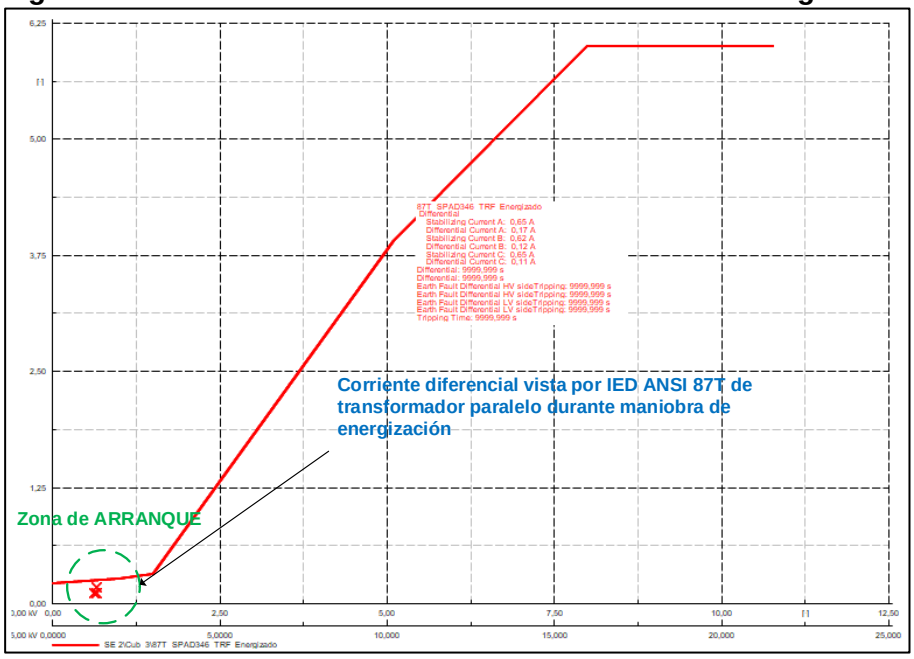
De acuerdo a lo anterior, y considerando lo presentado en la Figura 3-33, pese a que la energización del transformador de menor potencia genera una corriente simpatética de mayor magnitud para el caso de 25 MVA, es importante mencionar que dicha corriente simpatética presenta un comportamiento similar a la corriente INRUSH, en cuanto a comportamiento de segundo armónico, por lo cual en este caso aplica el bloqueo de la función diferencial de transformador ANSI 87T.

Para el caso del transformador de 150 MVA, considerando la magnitud del segundo armónico de la corriente que circula por el transformador en servicio durante la maniobra de energización del transformador paralelo, no se tiene un parámetro que permita bloquear la operación del transformador en servicio, por lo cual en caso de presentarse una corriente diferencial de cierta magnitud (que supere el ajuste definido) se puede presentar una operación errónea de la protección diferencial de transformador ANSI 87T.

A partir de la corriente diferencial del transformador de 150 MVA previamente en operación durante la maniobra de energización del transformador paralelo (ver Figura 3-32) se tiene que pese a ser una corriente relativamente baja y además de tener en cuenta que no es posible aplicar restricción por magnitud de segundo armónico se puede presentar un disparo indeseado del transformador en servicio, ya que la corriente pese a ser baja puede llegar a entrar en la zona de ARRANQUE (ver Figura 2-18) de la curva que define la operación de la función ANSI 87T

De acuerdo a lo anterior, y considerando la parametrización para la zona de ARRANQUE en 22% (0,22 p.u.) según lo indicado en el numeral 2.4.1, se presenta en la Figura 3-36 el punto de operación sobre la curva de la diferencial, del transformador de 150 MVA previamente energizado, ante maniobra de energización del transformador paralelo. En esta figura se observa que bajo las condiciones de energización se presenta un alto riego de llegar a operar erróneamente esta función.

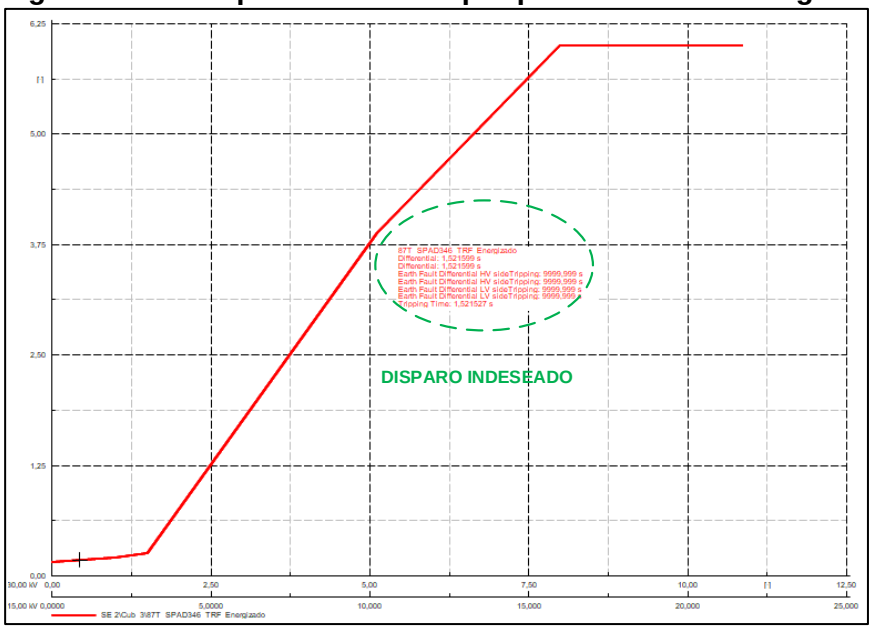
Figura 3-36. Corriente Diferencial TRF maniobra de energización TRF paralelo



Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

Considerando una corriente de arranque de 17% (0,17 p.u.) se presenta operación de la protección diferencial del transformador previamente en operación durante la maniobra de energización del transformador paralelo, lo cual es una operación errónea e indeseada. Lo anterior se presenta de manera gráfica en la Figura 3-37

Figura 3-37. Disparo indeseado por protección 87T energización TRF paralelo



Fuente: [Software DIgSILENT Power Factory]

4. Conclusiones

De acuerdo a lo descrito en el capítulo 2, numeral 2.4 Modelo de protección diferencial (ANSI 87T), para definir una metodología adecuada que permita ajustar y parametrizar la función de protección diferencial de transformador ANSI 87T se hace necesario conocer que dicha función está compuesta por una curva o función de operación, la cual define la zona de operación normal y la zona de disparo. Para la parametrización de cada una de las partes de la función de operación se deben conocer parámetros tanto del transformador a proteger, como de los transformadores de corriente.

Las simulaciones constituyen una importante herramienta para validar la correcta operación de la función diferencial de transformador ANSI 87T. A partir de estas simulaciones se pueden encontrar los parámetros más adecuados para la configuración de la mencionada función. Esta herramienta constituye una importante alternativa para sustituir o complementar la herramienta de calculo que generalmente utilizan los operadores de red o consultores al momento de calcular los ajustes y validar la operación de la función ANSI 87T.

La corriente de energización INRUSH de un transformador es vista solo por uno de los CT's asociados a la protección diferencial ANSI 87T, esta característica implica un desbalance de esta función y por tanto puede llegar a generar una operación errónea de esta protección. Sin embargo, la corriente de energización presenta una característica particular, la cual es que la componente de segundo armónico que puede ir entre el 18% y el 38% de la componente fundamental. Considerando lo anterior, la característica de segundo armónico de la corriente de energización es usada con el fin de bloquear la operación de la función ANSI 87T ante la maniobra de energización. De acuerdo a lo anterior, una componente de segundo armónico del orden de 15% resulta un dato de parametrización adecuado para bloquear la operación de la función ANSI 87T durante la maniobra de energización de transformador.

La maniobra de energización de un transformador de potencia repercute sobre la corriente vista por un transformador que se encuentre en operación en paralelo, y

puede llegar a generar una operación errónea de la protección diferencial ANSI 87T (del transformador en operación), este fenómeno es conocido como corrientes simpatética.

La corriente simpatética puede incrementar hasta en un 35% (0,35 p.u.) la corriente del transformador que se encuentra en operación durante la maniobra de energización. Este efecto se hace más evidente a medida que se tienen transformadores con menor potencia. El mencionado incremento se ve reflejado en la corriente diferencial vista por el relé ANSI 87T, y dependiendo de la parametrización de este equipo puede llegar a generar una operación errónea de la protección diferencial asociada al transformado en operación durante la maniobra de energización del transformador en paralelo. El incremento de corriente antes mencionado repercute en la zona de ARRANQUE de la curva de operación, por lo cual para parametrizar esta característica resulta importante, además de los cálculos recomendados para este parámetro, que se realicen simulaciones de validación, ya que generalmente este valor es tomado de herramientas de cálculo que no consideran el impacto de la energización del transformador paralelo.

En la corriente simpatética, la magnitud de la componente de segundo armónico es mayor para el caso del transformador de menor potencia respecto a los de mayor potencia. Destacándose de lo anterior que para el caso de estudio que considera un TRF 150 MVA esta componente es prácticamente nula, mientras que para el caso del transformador de 25 MVA es del orden de 28%, por lo cual esta característica no resulta válida para realizar bloqueo de la protección diferencial para el caso de mayor potencia, reafirmando con esto que la mejor forma de realizar una parametrización adecuada de la zona de ARRANQUE de la curva de operación de la función ANSI 87T es a partir de simulaciones y considerando valores superiores a 20%.

Durante el proceso de energización se presenta una corriente de desbalance que alcanza valores hasta de 1,5 p.u. en el transformador paralelo. De acuerdo a los resultaos, también se evidencia que tanto la corriente por fase, como la corriente de desbalance en el transformador paralelo en operación aumentan su magnitud a medida que la potencia nominal de los transformadores en paralelo se reduce, es decir, el efecto de energización, sobre las corrientes de desbalance en el transformador en paralelo, resulta mayo en transformadores de menor capacidad.

Recomendaciones

Se recomienda al OR CHEC considerar el uso del software DIgSILENT para realizar el modelo detallado de los transformadores de potencia (con la respectiva curva de saturación) y para el modelo de la función ANSI 87T, ya que a partir de esta simulación se pueden evidenciar efectos de la corriente de energización que no resultan apreciables cuando se usan las memorias de cálculo convencionales.

5. Bibliografía

[1] M. O. Oliveira, A. S. Bretas, O. E. Perrone, J. H. Reversat y R. S. Orellana, «Principales Características de la Corriente Inrush,» *Centro de Estudios de Energía para el Desarrollo (CEED).*

[2] C. W. L. S. C. L. C. Wu, «The effect of Inrush Current on Transformer Protection,» *38th North American Power Symposium NAPS-2006,* pp. 449-456, 2006.

[3] R. Cimadevilla, «INRUSH CURRENTS AND THEIR EFFECT ON PROTECTIVE RELAYS,» *IEEE,* 2013.

[4] C. S. S. R. Simon Schramm, «Limiting Sympathetic Interaction Between Transformers Caused by Inrush Transients,» *Global Research Europe, Freisinger Landstr. 50, 85748 Garching b.,* June 14-17, 2011.

[5] M. K. M. S. A. B. V. V. PAVOL HERETÍK, «Analysis of Selected System Factors on Sympathetic Inrush Current of Shunt Wound Transformers,» *Ilkovičova 3, 812 19 Bratislava.*

[6] T. J. D. J. Lewis Blackburn, Protective Relaying Principles and Applications, New York: Taylor & Francis Group LLC., 2006.

[7] S. R. Castaño, «Protección de Sistemas Eléctricos,» Universidad Nacional de Colombia Manizales, Manizales, Primera Edición.

[8] R. M. M. Rosas, «Protección de sistemas eléctricos de potencia,» Edicions de la Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, 2002.

[9] D. F. F. CORAL, «PRUEBAS DE CAMPO PARA LA EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA EN RELÉS DE PROTECCIÓN NUMÉRICOS,» Cali-Colombia, 2011.

[10] H. I. LTDA, «CRITERIOS DE AJUSTE DE PROTECCIONES - DOCUMENTO 2659-00-EL-IN-001,» Revisión 3, Medellín, 2014.

[11] J. D. Rivera y A. Z. Palencia, «Guia de diseño de subestaciones - Ingeniería secundaria,» CET EPM, Medellín, 2015.

[12] P. S. R. Committee, «IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines,» NY 10016-5997, New York, 2015.

[13] P. S. R. Committee, «IEEE Guide for Protecting Power Transformers,» NY 10016-5997, New York, 2008.

[14] ICONTEC, «TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y DISTRIBUCIÓN - TERMINILOGÍA,» ICONTEC, Santafé de Bogotá, 1998.

[15] B. S. García, «INFLUENCIA DEL ARROLLAMIENTO TERCIARIO ANTE CORRIENTES DE CORTOIRCUITO EN TRANSFORMADORES ESTRELLA-ESTRELLA.,» Madrid, 2011.

[16] E. V. Martínez y J. A. P. Rodríguez, «Aplicación de RNA en la identificación de corrientes de INRUSH en transformadores,» FIME, UANL, Nuevo León-México, 2003.

[17] ABB, Transformer protection IED RET 670 Buyer's Guide 1MRK 504 053-BEN, 2007.

[18] ABB, Transformer protection RET670 Operator's manual 1MRK 504 114-UEN, Västerås, 2010.

[19] ABB, Transformer protection RET670 Customized Product Guide 1MRK 504 117-BEN, Västerås, 2010.

[20] ABB, Transformer protection RET670 Technical reference manual 1MRK 504 113-UEN, Västerås, 2010.

[21] «Ministerio de educación,» [En línea]. Available: https://www.mineducacion.gov.co/1621/articles-354589_Anexo_tecnico.pdf.

[22] C. D. O. E. D. S. I. N. SINAC, Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN, Lima, Peru, 2014.

[23] H. A. ARIAS ARIAS y N. C. SAAVEDRA PERDOMO, Estructuración y desarrollo de guías educativas para el manejo del softwate Digsilent V14 utilizando la herramienta DPL con base en un sistema de potencia de prueba de la IEEE., Bogota: Universidad de la Salle, 2014.

[24] C. T. d. N. S. d. P. y. Medición, NORMA DE DISEÑO SISTEMAS DE PROTECCIÓN PARA SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION, Costa Rica : INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD UEN TRANSPORTE ELECTRICIDAD , 2008.

[25] S. R. Castaño, Protección de Sistemas Eléctricos, Manizales: Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales.

[26] P. A. C. Alvarez, «http://www.sectorelectricidad.com,» [En línea]. Available: http://www.sectorelectricidad.com/15424/proteccion-de-sobreintensidad-direccional-6767n/. [Último acceso: 24 Agosto 2020].

[27] C. M. A. ALDANA, RECONFIGURACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN Y CONTROL MEDIANTE RELÉS ALFANUMÉRICOS PARA MODERNIZAR LA SUBESTACIÓN NORTE DE LA EEQ.SA, Quito: UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA SEDE QUITO, 2010.

[28] G. N. d. P. y. Control, «Guia Para el buen Ajuste y la Coordinación de Protecciones del SIN,» XM S.A. E.S.P, Medellin, 2012.

[29] G. N. d. P. y. Control, «Guías para el buen ajuste y la Coordinación de Protecciones del SIN,» XM S.A. E.S.P , Medellin , 2018.

[30] C. d. O. E. d. S. I. Nacional, «Criterios de Ajuste de Coordinación de los Sistema de Protección del SEIN,» COES SINAC, Peru, 2014.

[31] P. Bertrand, Cuaderno Tecnico No. 181 Las Protecciones Direccionales, Francia : Scheneider Electric , 2000.

[32] R. Vargas, «https://www.monografias.com,» [En línea]. Available: https://www.monografias.com/trabajos88/proteccion-lineas-cortas/proteccion-lineas-cortas.shtml. [Último acceso: 30 Marzo 2021].

[33] https://repositorio.tec.mx, «https://repositorio.tec.mx,» [En línea]. Available: https://repositorio.tec.mx/ortec/bitstream/handle/11285/632511/15_t4s4_c10_html_contex_3.pdf?sequence=1&isAllowed=y. [Último acceso: 31 Marzo 2021].

[34] T. S. G. técnica, «GUIA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN,» Colón-Argentina, Septiembre 2003.

[35] L. M. Lobo, «MODELO DE TRANSFORMADORES EN SATURACIÓN UTILIZANDO FUNCIONES DE CÁLCULO DE PARÁMETROS EN EMTP-RV,» San José, Costa Rica, 2014.

[36] H. INGENIEROS, «659-00-EL-IN-001 - CRITERIOS DE AJUSTE DE PROTECCIONES,» Medellín, Agosto 2014.

[37] H. INGENIEROS, 2608-0600-EL-ST-001-ESTUDIO DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN (NIVELES DE TENSIÓN IV Y III) OPERADOS POR CHEC Y EDEQ - PERÍODO 2013-2026, Medellín, octubre de 2013.

[38] G. C. Caicedo, «Protecciones Eléctricas - Notas de Clase,» Bucaramanga, Octubre 2007.

[39] M. S. R. Alanis, «PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA,» Nuevo León, Julio 2005.

[40] «Influence of sympathetic inrush on voltage dips caused by transformer energisation,» *IET Generation, Transmission & Distribution,* nº doi: 10.1049/iet-gtd.2012.0166, Septiembre 2012.

[41] M. Pernia, «Conceptos fundamentales de los Transformadores Monofásicos,» UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL DEL TÁCHIRA, San Cristobal, 2017.

[42] ABB, Transformer protection RET670 Installation and commissioning manual 1MRK 504 115-UEN, Västerås, 2010.

[43] ABB, Transformer protection RET670 Application manual 1MRK 504 116-UEN, Västerås, 2010.

[44] DIgSILENT PowerFactory 2017, Technical Reference Documentation Protection Device: ABB RET 670, Gomaringen, 2017.

ANEXO A

En este anexo se presenta de manera detallada la curva se saturación y otras características eléctricas obtenidas a partir de pruebas de fábrica para cada uno de los transformadores modelados.

TRF HERMOSA 230/115 150 MVA

ABB	PROTOCOLO DE ENSAYOS **ABB Ltda.**	Nº de Protocolo: 2017 - 051 Pág 1 de 30

Cliente:
CHEC MONOFÁSICO

Máquina Ensayada: **Nº de Serie:** 201518
Autotransformador Monofásico

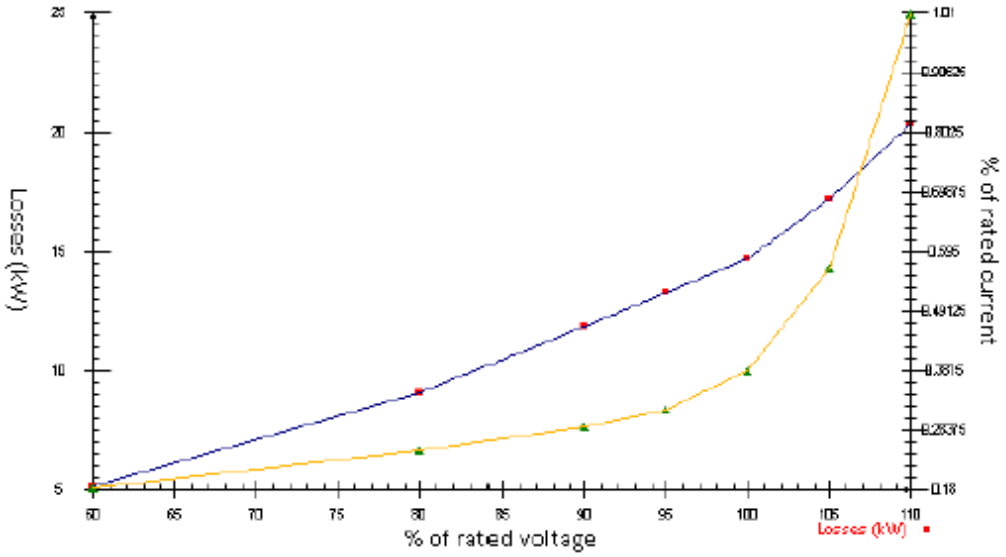
Potencia Alta Tensión H1:	30/40/50 MVA
Potencia Baja Tensión X1:	30/40/50 MVA
Potencia Terciario y1-y2:	5.00/6.67/8.33 MVA
Tensión:	230/√3+10-16×0.961% - 115/√3 - 13.8 kV
Intensidad Nominal Máxima:	376.53 / 753.07 / 603.62 A
BIL:	950 / 550 / 110 kV
Conexión:	Auto Transformador Monofásico
Grupo de Conexión:	YNa0d11
Frecuencia:	60 Hz
Refrigeración:	ONAN / ONAF I / ONAF II
Superior del Aceite:	60 °C
Promedio de Devanados:	75 °C
Punto Caliente:	90 °C
Temp. Ambiente Máxima:	40 °C

Condición de Ensayo: Alta Tensión Vs. Baja Tensión – ONAF II
Terminales Alimentados: H1- H0X0 **Temperatura de Ref:** 85.0 °C
1° Terminales Cortocircuitados: X1- H0X0 **Potencia Base:** 50.00 MVA

Conexión			Medido			Corregido[1]		Garantizado	
Posiciones		U Nominal Terminal Alimentado (kV)	Temp. (°C)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pérdidas (kW)	Impe-dancia (%)	Pérdidas (kW)	Impe-dancia (%)
Alimentado	1° Cto								
1	-	145.55	26.5	18.554	280.09	111.30	15.63	-	-
11	-	132.79	26.5	16.326	289.23	108.46	16.01	117.50	-
27	-	112.37	26.5	19.665	445.15	129.33	17.49	-	-

Condición de Ensayo:	Medida Inicial Antes de Impulso		
Terminales Alimentados:	Y1- Y2	**Posición:**	-
1° Terminales Abiertos:	H1- H0X0	**Posición:**	11
2° Terminales Abiertos:	X1- H0X0	**Posición:**	-
Potencia Base:	5.00 MVA	**Potencia Nominal:**	5.0 MVA
Temperatura Media del Aceite:	29.8 °C	**Frecuencia:**	60 Hz

Valores Medidos						Pérdidas[1] (kW)	Intensidad	Valores Garantizados	
V	$\frac{V_{eficaz}}{1,11xV_{media}}$	1,11xV$_{media}$ (kV)	V$_{eficaz}$ (kV)	I$_A$ (A)	Pérdidas (kW)			Pérdidas (kW)	Intensidad
110 %	1.07	15.18	16.26	3.655	21.98	20.41	1.01 %	-	-
105 %	1.04	14.48	15.12	2.055	18.07	17.27	0.57 %	-	-
100 %	1.02	13.81	14.15	1.409	15.11	14.74	0.39 %	14.80	<0.5 %
95 %	1.01	13.12	13.28	1.157	13.48	13.31	0.32 %	-	-
90 %	1.01	12.48	12.57	1.052	11.94	11.86	0.29 %	-	-
80 %	1.00	11.04	11.06	0.9020	9.122	9.110	0.25 %	-	-
60 %	1.00	8.316	8.285	0.6630	5.194	5.214	0.18 %	-	-



Condición de Ensayo:	Alta Tensión Vs. Baja Tensión – ONAF II		
Terminales Alimentados:	H1- H0X0	**Temperatura de Ref:**	85.0 °C
1° Terminales Cortocircuitados:	X1- H0X0	**Potencia Base:**	50.00 MVA

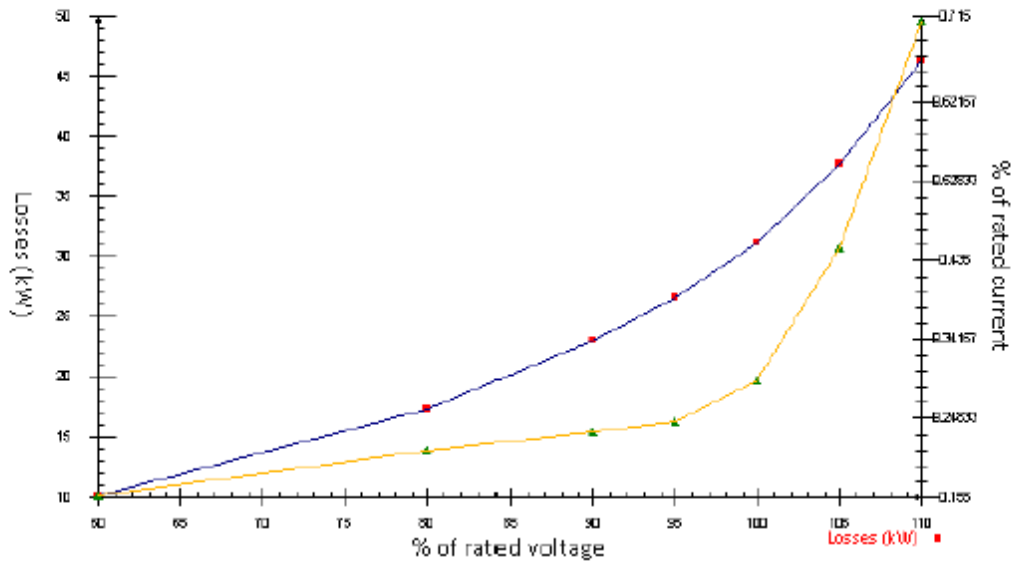
Conexión			Medido			Corregido[1]		Garantizado	
Posiciones		U Nominal Terminal Alimentado (kV)	Temp. (°C)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pérdidas (kW)	Impe-dancia (%)	Pérdidas (kW)	Impe-dancia (%)
Alimentado	1° Cto								
1	-	145.55	26.5	18.554	280.09	111.30	15.63	-	-
11	-	132.79	26.5	16.326	289.23	108.46	16.01	117.50	-
27	-	112.37	26.5	19.665	445.15	129.33	17.49	-	-

TRF ESMERALDA 230/115 90 MVA

Cliente:	**Máquina Ensayada:**	**Nº de Serie:** 201524
CHEC TRIFÁSICO		Autotransformador Trifásico
	Potencia Alta Tensión :	45.0 / 67.5 / 90 MVA
	Potencia Baja Tensión :	45 / 67.5 / 90 MVA
	Potencia Terciario:	13.75 / 20.625 / 27.5 MVA
	Tensión:	220+8-12×1.25% / 115 / 13.8 kV
	Corriente Nominal:	236.2 / 451.8 / 1150.52 A
	BIL:	950 / 550 / 110 kV
	Conexión:	Autotransformador Trifásico
	Grupo de Conexión:	YNa0d1
	Frecuencia:	60Hz
	Refrigeración:	ONAN / ONAF I / ONAF II
	Superior del Aceite:	60 °C
	Promedio de Devanados:	75 °C
	Punto Caliente:	90 °C
	Temp. Ambiente Máxima:	40 °C

Condición de Ensayo:	Medida Inicial Antes de Impulso		
Terminales Alimentados:	Y1-Y2-Y3	**Posición:**	-
1° Terminales Abiertos:	H1-H2-H3-H0X0	**Posición:**	9
2° Terminales Abiertos:	X1-X2-X3-H0X0	**Posición:**	-
Potencia Base:	13.75 MVA	**Potencia Nominal:**	13.8 MVA
Temperatura Media del Aceite:	27.6 °C	**Frecuencia:**	60 Hz

Valores Medidos								Pérdidas[1] (kW)	Intensidad	Valores Garantizados	
V	$\frac{V_{eficaz}}{1,11xV_{media}}$	$1,11xV_{media}$ (kV)	V_{eficaz} (kV)	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	Pérdidas (kW)			Pérdidas (kW)	Intensidad
110 %	1.03	15.19	15.71	4.339	3.920	3.979	47.95	46.29	0.71 %	-	-
105 %	1.04	14.48	15.00	2.820	2.520	2.372	39.11	37.72	0.45 %	-	-
100 %	1.02	13.80	14.03	1.949	1.779	1.324	31.67	31.15	0.29 %	33.00	< 0.5 %
95 %	1.00	13.12	13.18	1.650	1.556	1.020	26.80	26.68	0.24 %	-	-
90 %	1.00	12.41	12.39	1.508	1.502	0.9770	23.03	23.06	0.23 %	-	-
80 %	1.00	10.95	10.89	1.292	1.394	0.9220	17.33	17.42	0.21 %	-	-
60 %	0.99	8.301	8.249	0.9650	1.074	0.6820	10.08	10.14	0.16 %	-	-



Condición de Ensayo:	Alta Tensión Vs. Baja Tensión – ONAF II		
Terminales Alimentados:	H1-H2-H3-H0X0	**Temperatura de Ref:**	85.0 °C
1° Terminales Cortocircuitados:	X1-X2-X3-H0X0	**Potencia Base:**	90.00 MVA

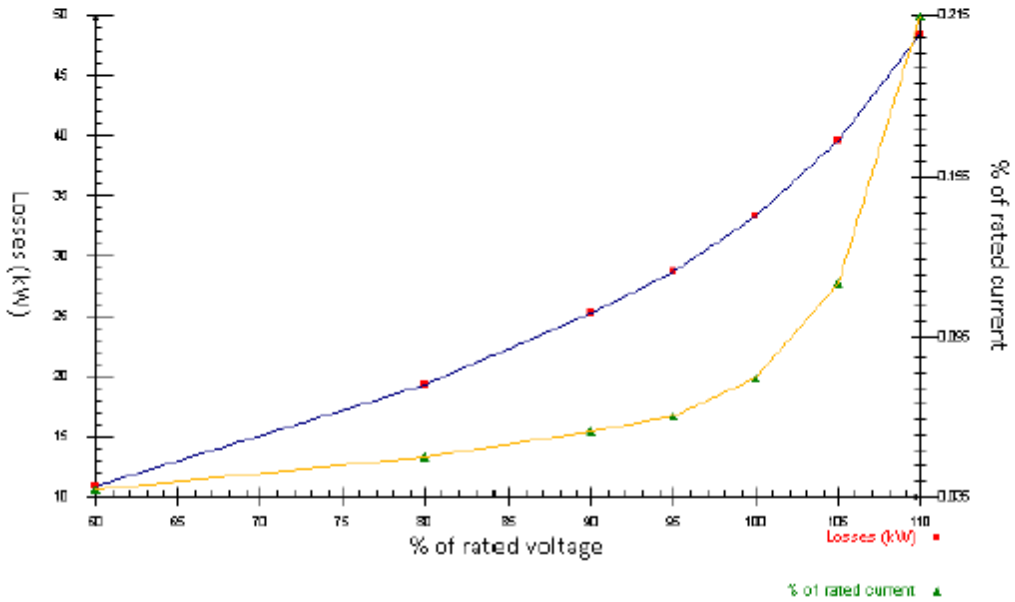
Conexión			Medido			Corregido[1]		Garantizado	
Posiciones		U Nominal Terminal Alimentado (kV)	Temp. (°C)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pérdidas (kW)	Impe-dancia (%)	Pérdidas (kW)	Impe-dancia (%)
Alimentado	1° Cto								
1	-	242.00	26.5	20.255	193.05	162.06	9.31	-	≥ 9.0
9	-	220.00	26.5	20.656	235.81	153.30	9.40	155.20	9.54
21	-	187.00	26.5	18.111	262.79	177.73	10.24	-	≥ 10.0

TRF REGIVIT 115/33 60 MVA

Cliente:	**Máquina Ensayada:**	**Nº de Serie:** 201727
CHEC REGIVIT		Transformador Trifásico
	Potencia Nominal Máxima:	50 - 60 / 50 - 60 / 16.7 – 20 MVA
Dirección del Cliente:	Tensión:	115 +8-12 x 1.25% / 33 / 13.8 kV
DDP Subestación Regivit	Intensidad Nominal Máxima:	301.23 / 1049.7 / 836.7 A
Armenia Quindío	BIL:	550 / 170 / 95 kV
	Conexión:	YN / yn / d internal
	Grupo de Conexión:	YNyn0(d)
	Frecuencia:	60 Hz
	Refrigeración:	ONAN / ONAF
	Superior del Aceite:	60 °C
	Promedio de Devanados:	65 °C
	Punto Caliente:	75 °C
	Temp. Ambiente Máxima:	40 °C

Condición de Ensayo:	Medición posterior al impulso		
Terminales Alimentados:	2U-2V-2W-2N	**Posición:**	-
1° Terminales Abiertos:	1U-1V-1W-1N	**Posición:**	9
Potencia Base:	60.00 MVA	**Potencia Nominal:**	60.0 MVA
Temperatura Media del Aceite:	25.8 °C	**Frecuencia:**	60 Hz

Valores Medidos								Pérdidas[1] (kW)	Intensidad	Valores Garantizados	
V	$\frac{V_{eficaz}}{1,11xV_{media}}$	$1,11xV_{media}$ (kV)	V_{eficaz} (kV)	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	Pérdidas (kW)			Pérdidas (kW)	Intensidad
110 %	1.04	20.94	21.82	2.041	1.732	1.853	50.65	48.50	0.18 %	52.00	< 2.0 %
105 %	1.02	20.00	20.38	1.149	0.8390	1.028	40.40	39.65	0.10 %	-	-
100 %	1.01	19.04	19.19	0.8110	0.5180	0.7540	33.62	33.35	0.07 %	35.00	< 0.5 %
95 %	1.00	18.10	18.14	0.6600	0.4070	0.6570	28.84	28.78	0.06 %	-	-
90 %	1.00	17.15	17.15	0.5860	0.3720	0.6080	25.33	25.33	0.05 %	-	-
80 %	1.00	15.23	15.20	0.4710	0.3250	0.5260	19.34	19.38	0.04 %	-	-
60 %	1.00	11.43	11.40	0.3450	0.2420	0.4020	10.91	10.94	0.03 %	-	-



Condición de Ensayo:	ONAF		
Terminales Alimentados:	1U-1V-1W-1N	**Temperatura de Ref:**	85.0 °C
1° Terminales Cortocircuitados:	2U-2V-2W-2N	**Potencia Base:**	60.00 MVA

Conexión			Medido				Corregido[1]		Garantizado	
Posiciones		U Nominal Terminal Alimentado (kV)	Temp. (°C)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kW)	Impedancia (%)	Pérdidas (kW)	Impedancia (%)
Alimentado	1° Cto									
1	-	126.50	27.9	13.814	279.80	140.64	152.50	10.69	-	10.58
9	-	115.00	27.9	11.628	301.05	136.63	155.83	10.12	160.00	10.2
21	-	97.750	27.9	9.5463	354.51	168.30	194.30	9.76	-	9.94

TRF RIOSUCIO 115/33 40 MVA

Cliente:
CHEC RIOSUCIO

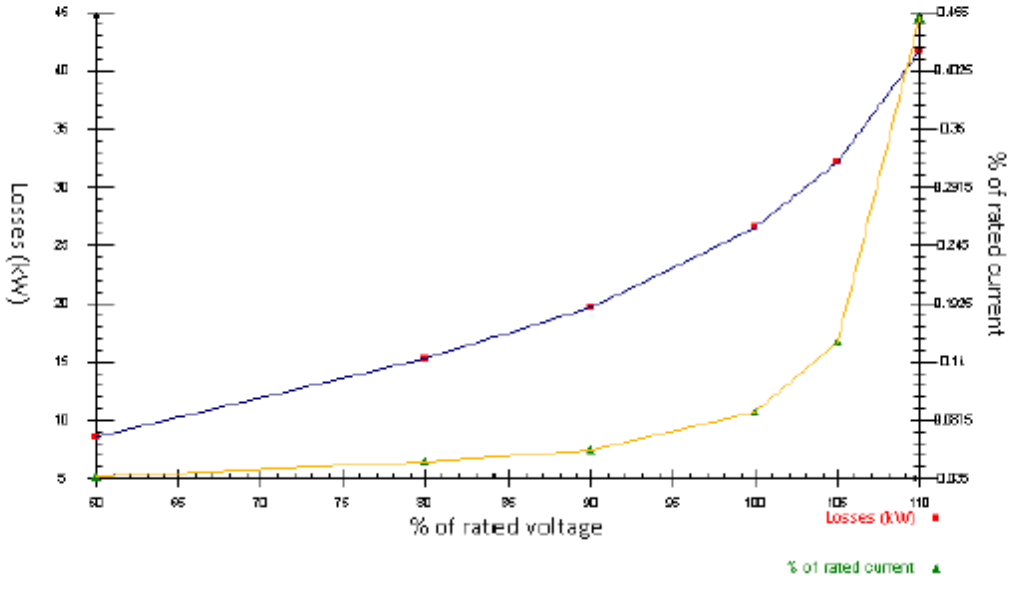
Dirección del Cliente:
DDP Subestación Riosucio

Máquina Ensayada: **Nº de Serie:** 201753
Transformador Trifásico

Potencia Nominal Máxima:	24 - 40 / 24 - 40 / 8 - 13.33 MVA
Tensión:	115 +8-12 x 1.25% / 33 / 13.8 kV
Intensidad Nominal Máxima:	200.82 / 699.82 / 556 A
BIL:	550 / 170 / 95 kV
Conexión:	YN / yn / d interna
Grupo de Conexión:	YNyn0(d)
Frecuencia:	60 Hz
Refrigeración:	ONAN / ONAF
Superior del Aceite:	60 °C
Promedio de Devanados:	65 °C
Punto Caliente:	78 °C
Temp. Ambiente Máxima:	40 °C

Condición de Ensayo:	Medición posterior al impulso		
Terminales Alimentados:	2U-2V-2W-2N	**Posición:**	-
1° Terminales Abiertos:	1U-1V-1W-1N	**Posición:**	9
Potencia Base:	40.00 MVA	**Potencia Nominal:**	40.0 MVA
Temperatura Media del Aceite:	26.1 °C	**Frecuencia:**	60 Hz

Valores Medidos								Pérdidas[1] (kW)	Intensidad	Valores Garantizados	
V	$\frac{V_{eficaz}}{1,11xV_{media}}$	$1,11xV_{media}$ (kV)	V_{eficaz} (kV)	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	Pérdidas (kW)			Pérdidas (kW)	Intensidad
110 %	1.07	20.94	22.42	3.029	3.137	3.316	44.92	41.72	0.45 %	45.00	< 4 %
105 %	1.02	20.00	20.47	0.9750	1.127	1.228	33.02	32.24	0.16 %	-	-
100 %	1.01	19.05	19.24	0.5380	0.6950	0.7620	26.97	26.70	0.10 %	27.70	< 1 %
90 %	1.00	17.11	17.11	0.3120	0.4810	0.4900	19.79	19.79	0.06 %	-	-
80 %	1.00	15.34	15.30	0.2640	0.4150	0.3940	15.38	15.41	0.05 %	-	-
60 %	1.00	11.43	11.40	0.1940	0.3150	0.2820	8.548	8.575	0.04 %	-	-



Condición de Ensayo:	ONAF		
Terminales Alimentados:	1U-1V-1W-1N	**Temperatura de Ref:**	85.0 °C
1° Terminales Cortocircuitados:	2U-2V-2W-2N	**Potencia Base:**	40.00 MVA

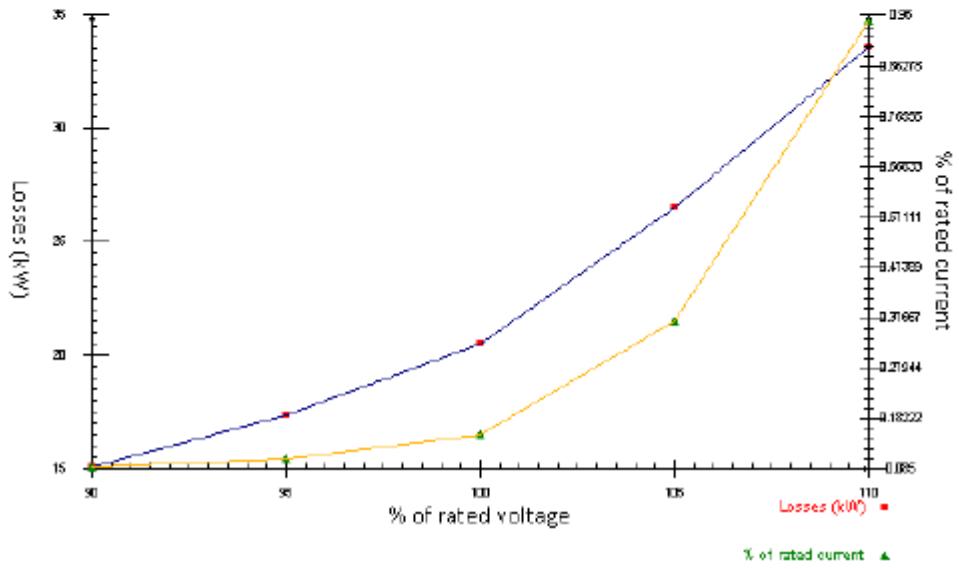
Conexión			Medido				Corregido[1]		Garantizado	
Posiciones		U Nominal Terminal Alimentado (kV)	Temp. (°C)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kW)	Impedancia (%)	Pérdidas (kW)	Impedancia (%)
Alimentado	1° Cto									
1	-	126.50	25.5	13.585	182.68	95.467	108.59	10.73	-	10.4
9	-	115.00	25.5	11.370	195.54	90.077	109.29	10.15	115.70	10
21	-	97.750	25.5	9.3139	226.95	109.83	138.48	9.92	150.00	9.8

TRF HERMOSA 115/33 25 MVA

Cliente:	**Máquina Ensayada:**	**Nº de Serie:** 201487
CHEC LA HERMOSA		Transformador Trifásico
	Potencia Nominal Máxima:	20-25 / 20-25 / 6.6-8.3 MVA
Dirección del Cliente:	Tensión:	115 ±9 x 1.25% / 33 / 13.8 kV
	Intensidad Nominal Máxima:	125.51 / 437.39 / 0 A
Estación Uribe kilómetro 1	BIL:	550 / 200 / 110 kV
autopista del café salida Chinchiná	Conexión:	YN / yn / d interna
Caldas Colombia.	Grupo de Conexión:	YNyn0 (d)
	Frecuencia:	60 Hz
	Refrigeración:	ONAN / ONAF
	Superior del Aceite:	60 ºC
	Promedio de Devanados:	75 ºC
	Punto Caliente:	90 ºC
	Temp. Ambiente Máxima:	40 ºC

Terminales Alimentados:	2U-2V-2W-2N	**Posición:**	-
1° Terminales Abiertos:	1U-1V-1W-1N	**Posición:**	10
2° Terminales Abiertos:	T1-T2	**Posición:**	-
Potencia Base:	20.00 MVA	**Potencia Nominal:**	20.0 MVA
Temperatura Media del Aceite:	26.1 °C	**Frecuencia:**	60 HZ

Valores Medidos								Pérdidas[1] (kW)	Intensidad	Valores Garantizados	
V	$\frac{V_{eficaz}}{1,11xV_{media}}$	$1,11xV_{media}$ (kV)	V_{eficaz} (kV)	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	Pérdidas (kW)			Pérdidas (kW)	Intensidad
110 %	1.07	20.95	22.46	3.315	3.223	3.440	36.19	33.58	0.95 %	-	-
105 %	1.04	20.00	20.74	1.319	1.183	1.377	27.58	26.56	0.37 %	-	-
100 %	1.01	19.04	19.26	0.5810	0.4300	0.5870	20.79	20.55	0.15 %	20.90	1.00 %
95 %	1.00	18.10	18.16	0.4260	0.2780	0.4090	17.42	17.36	0.11 %	-	-
90 %	1.00	17.16	17.16	0.3710	0.2310	0.3370	15.08	15.08	0.09 %	-	-



Condición de Ensayo:	ONAF		
Terminales Alimentados:	1U-1V-1W-1N	**Temperatura de Ref:**	75.0 °C
1° Terminales Cortocircuitados:	2U-2V-2W-2N	**Potencia Base:**	25.00 MVA

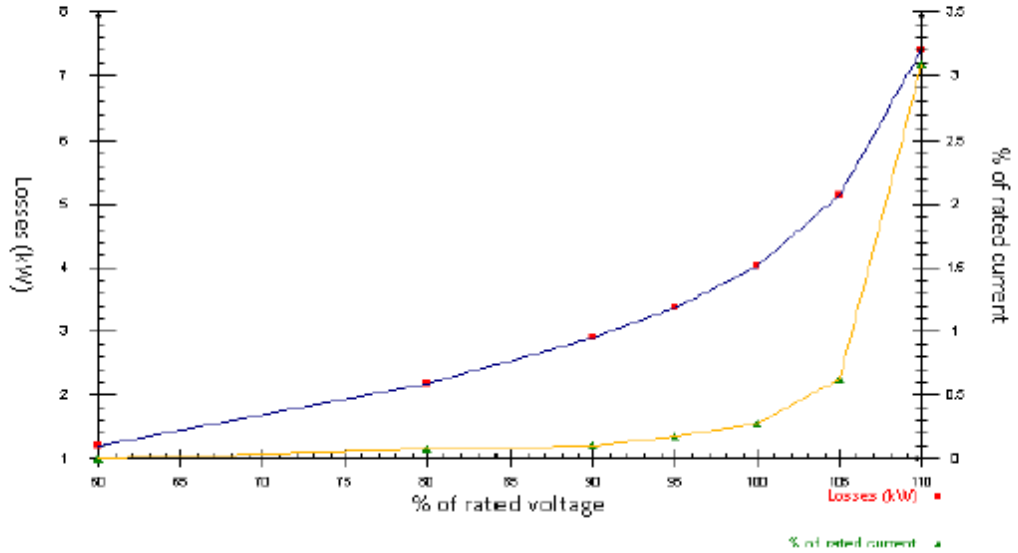
Conexión			Medido			Corregido[1]		Garantizado	
Posiciones		U Nominal Terminal Alimentado (kV)	Temp. (°C)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pérdidas (kW)	Impe-dancia (%)	Pérdidas (kW)	Impe-dancia (%)
Alimentado	1° Cto								
1	-	127.94	24.6	12.462	113.45	60.247	9.69	-	-
10	-	115.00	24.6	10.584	125.55	59.861	9.20	60.80	9.10
19	-	102.06	24.6	9.1311	141.19	76.060	8.96	-	-

TRF MARQUETALIA 33/13,2 3 MVA

Cliente:	**Máquina Ensayada:**	**Nº de Serie:** 1LCB380790
CHEC MARQUETALIA		Transformador Trifásico
	Potencia Nominal Máxima:	3 MVA
Dirección del Cliente:	Tensión:	33 ±2 x 2.5% / 13.8 kV
DDP Subestación Marquetalia	Intensidad Nominal Máxima:	52.486 / 125.51 A
Caldas	BIL:	250 / 110 kV
	Conexión:	D / yn
	Grupo de Conexión:	Dyn1
	Frecuencia:	60 Hz
	Refrigeración:	ONAN
	Superior del Aceite:	60 ºC
	Promedio de Devanados:	65 ºC
	Punto Caliente:	78 ºC
	Temp. Ambiente Máxima:	40 ºC

Condición de Ensayo:	Medición posterior al impulso		
Terminales Alimentados:	2U-2V-2W-2N	**Posición:**	-
1° Terminales Abiertos:	1U-1V-1W	**Posición:**	3
Potencia Base:	3.00 MVA	**Potencia Nominal:**	3.0 MVA
Temperatura Media del Aceite:	26.0 °C	**Frecuencia:**	60 Hz

Valores Medidos								Pérdidas[1] (kW)	Intensidad	Valores Garantizados	
V	$\frac{V_{eficaz}}{1,11xV_{media}}$	$1,11xV_{media}$ (kV)	V_{eficaz} (kV)	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	Pérdidas (kW)			Pérdidas (kW)	Intensidad
110 %	1.05	8.756	9.228	4.050	3.751	3.867	7.830	7.409	3.10 %	-	-
105 %	1.02	8.364	8.490	0.8770	0.6810	0.8240	5.229	5.150	0.63 %	-	-
100 %	1.01	7.969	8.033	0.4030	0.2900	0.3750	4.068	4.035	0.28 %	4.590	< 1 %
95 %	1.01	7.569	7.618	0.2560	0.1800	0.2420	3.419	3.397	0.18 %	-	-
90 %	1.01	7.170	7.209	0.1930	0.0000	0.1840	2.938	2.922	0.10 %	-	-
80 %	1.00	6.374	6.404	0.1400	0.0000	0.1440	2.205	2.195	0.08 %	-	-
60 %	1.00	4.752	4.772	0.0000	0.0000	0.0000	1.208	1.203	0.00 %	-	-



Condición de Ensayo:	ONAN		
Terminales Alimentados:	1U-1V-1W	**Temperatura de Ref:**	75.0 °C
1° Terminales Cortocircuitados:	2U-2V-2W-2N	**Potencia Base:**	3.00 MVA

Conexión			Medido				Corregido[1]		Garantizado	
Posiciones		U Nominal Terminal Alimentado (kV)	Temp. (°C)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kW)	Impedancia (%)	Pérdidas (kW)	Impedancia (%)
Alimentado	1° Cto									
3	-	33.000	27.6	1.9297	52.500	13.947	15.926	5.85	17.400	5.5
5	-	31.350	27.6	1.7904	54.920	14.028	16.257	5.75	-	-

ANEXO B

Dentro de los análisis se realiza un gran número de simulaciones, para lo cual se utilizó el lenguaje de programación de DIgSILENT (DPL) con el fin de desarrollar un algoritmo que permitiera optimizar el tiempo en simulaciones. A continuación, se presenta el algoritmo utilizado:

DPL

```
set sCasos, sRotulos, sRot, sRef;

object oCasos, oRotulos, oGB, oPg, oRef, oRot,elemento;
string strCasos, strRotulos, sAnexo;
int bandera;
object LDF;


set set_1, set_2, set_3, set_4, set_5, set_6, set_7;

!modif. taps
set sEscOp;
object oEscOp;
string EscActivo,CasoActivo, Parametro;
int compEO;
int a, aumentotap, PotenciaMVA;
double Cont_Param,Pasos, ParamInic_Zcc1, ParamInic_Zcc2, ParamInic_tap1,
ParamInic_MVA1;


ClearOutput();


INRUSH_Trfs_cambiaZcc_Yyn0_230kV_90MVA.Execute();
INRUSH_Trfs_cambiaZcc_Yyn0_25MVA.Execute();
INRUSH_Trfs_cambiaZcc_Yyn0_230kV_150MVA.Execute();
INRUSH_Trfs_cambiaZcc_Dyn1_33kV_3MVA.Execute();
INRUSH_Trfs_cambiaZcc_Yyn0_115kV_60MVA.Execute();
INRUSH_Trfs_cambiaZcc_Yyn0_115kV_40MVA.Execute();


set sCasos, sRotulos, sRot, sRef;
object oCasos, oRotulos, oGB, oPg, oRef, oRot,elemento;
string strCasos, strRotulos, sAnexo;
int bandera;
object LDF;


set set_1, set_2, set_3, set_4, set_5, set_6, set_7;

!modif. taps
set sEscOp;
object oEscOp;
```

```
string EscActivo,CasoActivo, Parametro;
int compEO;
int a, aumentotap, PotenciaMVA;
double Cont_Param,Pasos, ParamInic_Zcc1, ParamInic_Zcc2, ParamInic_tap1,
ParamInic_MVA1;


ClearOutput();

set_1=Elementos.GetAll('ElmLne');
set_2=Elementos.GetAll('ElmTerm');
set_3=Elementos.GetAll('StaBar');
set_4=Elementos.GetAll('ElmTr2');
set_5=Elementos.GetAll('ElmTr3');
set_6=Elementos.GetAll('ElmSym');
set_7=Elementos.GetAll('ElmLod');

sCasos = Casos_Estudio.GetAll('IntCase');
sRotulos = Rotulos.GetAll('SetTitm');

oCasos = sCasos.First();
oRotulos = sRotulos.First();

while(oCasos)

{
oCasos.Activate();

oCasos.ShowFullName();
if(oRotulos)
{
oRotulos.ShowFullName();
oGB = GetGraphBoard();
sRef = oGB.GetContents('*.IntRef');
oRef = sRef.First(); !oRef.ShowFullName();
while(oRef)
{
oPg = oRef:obj_id; !oPg.ShowFullName();
sRot = oPg.GetContents('*.VisTitle',1);
oRot = sRot.First(); !oRot.ShowFullName();
oRot:SetTit = oRotulos;
oRef = sRef.Next();
}
}
```

```
! ----------------PARAMETRO INICIAL

oCasos.Activate();
elemento=set_4.First();
!------Zcc-----------
ParamInic_Zcc1=elemento:t:uktr;
ParamInic_Zcc2=elemento:t:uk0tr;

!!------MVA-----------
ParamInic_MVA1=elemento:t:strn;

!!------TAPS-----------
ParamInic_tap1=elemento:nntap;
printf('%s_%d','ParamInic_Zcc1_',ParamInic_Zcc1);
printf('%s_%d','ParamInic_Zcc2_',ParamInic_Zcc2);
printf('%s_%d','ParamInic_MVA1_',ParamInic_MVA1);
printf('%s_%d','ParamInic_tap1_',ParamInic_tap1);
printf('%s_%d','0_Zcc',elemento:t:uktr);
printf('%s_%d','0_Zcc0',elemento:t:uk0tr);
printf('%s_%d','0_MVA',elemento:t:strn);
printf('%s_%s','0_MVA',elemento:t:loc_name);
!---------------CAMBIAR PARAMETRO-----------------------
Cont_Param=4; !Valor inicial
Pasos=1; !TAMAÑO DEL PASO
while(Cont_Param<=4)
{

!ParamInic_MVA1=elemento:t:strn;
Parametro= sprintf('%s_%.2d_%s','Cap',elemento:t:strn,'MVA');
Parametro= sprintf('%s_%d','Zcc',elemento:t:uktr); !nntap para trafos bidevanados


sAnexo = sprintf('%s_%s',oCasos:loc_name,Parametro);
Estabilidad.Execute(sAnexo, sDir);
oRotulos = sRotulos.Next();
!-------------------------------------------------------
!EXPORTAR RESULTADOS

ExportElmRes_1.Execute(sAnexo,strPath);
Cont_Param=Cont_Param+Pasos;
}
elemento=set_4.First();
while (elemento)
{
```

```
! !----------RESTAURAR Zcc--------
elemento:t:uktr=ParamInic_Zcc1;
elemento:t:uk0tr=ParamInic_Zcc2;
!!----------RESTAURAR TAPS--------
elemento:nntap=ParamInic_tap1;
!!----------RESTAURAR MVA--------
elemento:t:strn=ParamInic_MVA1;
printf('%s_%d','3_Zcc',elemento:t:uktr);
printf('%s_%d','3_Zcc0',elemento:t:uk0tr);
printf('%s_%d','3_MVA',elemento:t:strn);
printf('%s_%s','3_MVA',elemento:t:loc_name);
elemento = set_4.Next();
}
elemento=set_4.First();
printf('%s_%d','4_Zcc',elemento:t:uktr);
printf('%s_%d','4_Zcc0',elemento:t:uk0tr);
printf('%s_%d','4_MVA',elemento:t:strn);
printf('%s_%s','4_MVA',elemento:t:loc_name);
oEscOp=GetActiveScenario();
oEscOp.Save();
oCasos = sCasos.Next();
elemento=set_4.First();
!------Zcc-----------
ParamInic_Zcc1=elemento:t:uktr;
ParamInic_Zcc2=elemento:t:uk0tr;

!!------TAPS-----------
ParamInic_tap1=elemento:nntap;
! elemento=set_4.First();
printf('%s_%d','5_Zcc',elemento:t:uktr);
printf('%s_%d','5_Zcc0',elemento:t:uk0tr);
printf('%s_%d','5_MVA',elemento:t:strn);
printf('%s_%s','5_MVA',elemento:t:loc_name);
}
```

ANEXO C

En este Anexo se presentan algunas de las características relacionadas con la parametrización del IED, para el modelo seleccionado:

Dentro de los IED's ABB utilizados por el OR CHEC como protección diferencial de transformador se tienen el RET 670 y el SPAD 346. Ambos tienen requisitos muy bajos en los CT principales; no se requieren unidades CT de interposición. Resultan adecuado para aplicaciones diferenciales con disposiciones de varios interruptores automáticos con un máximo de seis entradas de CT de limitación. La función de protección diferencial dispone de características de limitación del bloque de onda y del 2do componente armónico para evitar el disparo por corriente de inserción de magnetización, y de limitación del 5to componente armónico para evitar el disparo por sobreexcitación. La función de protección diferencial de fallas a tierra de baja impedancia se puede utilizar como una sensible y rápida protección principal adicional contra defectos de tierra de los devanados. Esta función incluye como seguridad adicional un criterio de corriente direccional de secuencia cero [18].

Los IED's diferenciales de transformador utilizados pueden disponer también de una funcionalidad de enclavamiento y control total incluyendo la función de comprobación de sincronismo para posibilitar la integración del control principal o de respaldo local. Coopera con la función de comprobación de sincronismo con reenganche retardado o de alta velocidad. Las características principales de los IED's ABB utilizados por el OR CHEC son [19]:

Además de las funciones de protección cuentan con funciones de control y supervisión con amplias posibilidades funcionales y de configuración, y diseño de hardware ampliable para cumplir requisitos concretos del usuario.

Utilizado para transformadores de potencia, autotransformadores, reactancias shunt, protección en T, bloques generador-transformador, transformadores de desplazamiento de fase y sistemas de barra pequeños. Para transformadores de dos y tres devanados con un máximo de seis entradas estabilizadas. Para disposiciones de varios interruptores automáticos o de uno.

Protección de defecto a tierra restringida para todos los devanados conectados a tierra directamente o de baja impedancia. Protección de distancia de fase a fase y fase a tierra de esquema completo con un máximo de cinco zonas. Función de cortocircuito instantáneo de alta velocidad con bajo sobre alcance momentáneo. Protección de sobre intensidad direccional con cuatro etapas para cada devanado.

Funciones de software adicionales seleccionables como protección de fallo de interruptor para cada interruptor, protección de tensión, protección de sobreexcitación, control y supervisión.

El modelo de relé en el software PowerFactory simula las funciones de protección más comúnmente utilizadas. El relé principal contiene las unidades de medición y adquisición, el elemento de inicio, los elementos de polarización, el elemento direccional para los elementos de distancia para líneas sin compensación de distancia, la lógica de salida y todos los demás sub relés. La implementación del modelo se ha basado en la información disponible en el manual del relé [20].

Los IED's de protección diferencial ABB, en cuanto a la función diferencial de transformador, están conformados por tres módulos o bloques a saber:

bloque funcional T2WPDIF: protección diferencial de transformador de baja impedancia de dos devanados

bloque de función T3WPDIF: una protección diferencial de transformador de 3 devanados de baja impedancia

bloque de función REFPDIF Restricción de falla a tierra con control direccional

Las funciones disponibles son:

T2WPDIF:

- Un elemento diferencial trifásico de 2 devanados (bloque "T2WPDIF").
- Un elemento diferencial de comparación de ángulo de corriente de secuencia negativa (bloque "T2WPDIF NegSeqDiff").
- Dos elementos de sobreintensidad de tiempo definido de 3 fases ("T2WPDIF IdiffAlarm" y "T2WPDIF IdiffHSet" bloque).
- Cuatro adaptadores trifásicos ("Adaptador T2WPDIF Ct1 W1", "Adaptador T2WPDIF Ct2 W1", "Adaptador T2WPDIF Ct1 W2" y "Adaptador T2WPDIF Ct2 W2").
- Tres elementos de medición de 3 fases ("T2WPDIF H1 Diff Measure", "T2WPDIF H2 Diff Measure" y "T2WPDIF H5 Diff Measurement").
- Un elemento de medición monofásico (bloque "T2WPDIF NegSeqDiff H1 Diff Measure").
- Un elemento temporizador monofásico (bloque "T2WPDIF NegSeqDiff delay").
- Un bloque lógico (bloque "T2WPDIF trip logic").

T3WPDIF:

- Un elemento diferencial trifásico de 3 devanados (bloque “T3WPDIF”).
- Un elemento diferencial de comparación de ángulo de corriente de secuencia negativa (bloque “T3WPDIF NegSeqDiff”).
- Dos elementos de sobreintensidad de tiempo definido de 3 fases (“T3WPDIF IdiffAlarm” y “T3WPDIF IdiffHSet” bloque).
- Seis adaptadores trifásicos (“Adaptador T3WPDIF Ct1 W1”, “Adaptador T3WPDIF Ct2 W1”, “Adaptador T3WPDIF Ct1 W2”, “Adaptador T3WPDIF Ct2 W2”, “Adaptador T3WPDIF Ct1 W3” y “Adaptador T3WPDIF Ct2 W3”).
- Tres elementos de medición de 3 fases (“T3WPDIF H1 Diff Measure”, “T3WPDIF H2 Diff Measure” y “T3WPDIF H5 Diff Measure”).
- Un elemento de medición monofásico (bloque “T3WPDIF NegSeqDiff H1 Diff Measure”).
- Un elemento temporizador monofásico (bloque “T3WPDIF NegSeqDiff delay”).
- Un bloque lógico (bloque “T3WPDIF trip logic”).

REFPDIF:

- Un elemento de falla a tierra restringida (bloque “REFPDIF”).
- Cuatro adaptadores monofásicos (“Adaptador REFPDIF Ct1 W1”, “Adaptador REFPDIF Ct2 W1”, “Adaptador REFPDIF Ct1 W2” y “Adaptador REFPDIF Ct2 W2”).
- Dos elementos direccionales (“REFPDIF W1 ROA” y “REFPDIF W2 ROA”).

Dos elementos de medición monofásicos (“REFPDIF H1 Diff Measure” y “REFPDIF H2 Diff Measure”).