



Estudio de cargabilidad y saturación magnética de transformadores de corriente para la expansión de una subestación digital GIS de 220 kV en Colombia para la conexión al SIN

José Manuel Páez Chaparro

Informe de práctica presentado para optar al título de Ingeniero Eléctrico

Modalidad de Práctica

Semestre de Industria o Práctica Empresarial

Asesores

Walter Mauricio Villa Acevedo, Doctor (PhD) en Ingeniería Eléctrica, Asesor Interno

Jonathan Gallego Vélez, Pregrado en Ingeniería Eléctrica, Asesor Externo

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería

Ingeniería Eléctrica

Medellín, Antioquia, Colombia

2025

Cita	Paez Chaparro [1]
Referencia Estilo IEEE (2020)	[1] Páez Chaparro, “Estudio de cargabilidad y saturación magnética de CT’s y PT’s para la expansión de una subestación de 220 kV en Colombia para la conexión al SIN”, Trabajo de grado profesional, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia Medellín, Antioquia, Colombia, 2025.



Centro de Documentación Ingeniería (CENDOI)

Repositorio Institucional: <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - www.udea.edu.co

El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Antioquia ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por los derechos de autor y conexos.

Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que hicieron posible esta etapa de mi vida.

A mis padres, por su amor incondicional, su apoyo constante y por enseñarme con el ejemplo el valor del esfuerzo, la perseverancia y la honestidad. A mi madre, por su preocupación genuina por mi bienestar, siempre anteponiendo mis necesidades a las suyas. A mi padre, por ser ese ejemplo silencioso pero firme, que me guió en momentos difíciles sin juzgarme y valorando siempre mis decisiones.

A mi novia, por su compañía, comprensión y apoyo constante. Gracias por brindarme nuevas perspectivas y acompañarme en este tramo final con amor y paciencia.

A mis profesores Johnatan Rodríguez, Diego Mejía y Walter Villa. Al profesor Rodríguez, por confiar en mí y permitirme vivir la experiencia culminante de la investigación y la docencia. Al profesor Mejía, por su experiencia, sabiduría y la oportunidad de trabajar a su lado. Y al profesor Villa, por su guía e inspiración; muchas de las decisiones más importantes de este proceso tienen su origen en aquel primer curso donde lo conocí. No me arrepiento de nada, excepto de no haberlo conocido antes.

Y a mi gato Pocillo, por ser una presencia tranquila y reconfortante durante las largas jornadas de estudio. Verte crecer a mi lado fue un recordatorio diario de que el tiempo avanza y el esfuerzo da frutos.

A todos ustedes, gracias por su apoyo incondicional. Este logro también es suyo.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN.....	10
ABSTRACT.....	11
I. INTRODUCCIÓN.....	12
II. OBJETIVOS.....	13
I. A. Objetivo general.....	13
II. B. Objetivos específicos.....	13
III. MARCO TEÓRICO.....	14
III. Requerimientos y normativa IEC 61869.....	14
Valores normalizados de corriente primaria y secundaria para CT's.....	16
Características normalizadas para los CT's de medición.....	16
Características normalizadas para CT's de protección.....	18
IV. Ciclos C—O.....	19
V. Ciclos C—O—C—O.....	20
IV. METODOLOGÍA.....	22
I. Transformadores de corriente en estado transitorio.....	22
Saturación en núcleos de protección tipo P.....	22
Tiempo de no saturación del núcleo.....	23
II. Transformadores de corriente en estado estable.....	24
Saturación en núcleos de protección (Tipo P).....	24
III. Requisitos de ciclos C-O y C-O-C-O.....	25
IV. Requisitos de acuerdo con las funciones de protección.....	26
V. Requisitos de relés de fabricantes.....	27
Protección de línea SIEMENS 7SL87.....	27
Protección diferencial de línea ABB RED670.....	29
Protección diferencial de línea SIEMENS 7SA87.....	31

Protección de barra SIEMENS 7SS85	33
Protección de barra ABB REB670	33
Protección de sobrecorriente SIEMENS 7SJ85	34
VI. Cortocircuitos considerados	35
VII. Disposición y datos de los CT considerados	37
Diámetro 1	37
VIII. Diámetro 2.....	38
IX. Corrientes de corto ingresadas:	39
X. Diagrama de flujo y funcionamiento del aplicativo	39
V. ANÁLISIS DE RESULTADOS	42
I. Núcleos de protección	42
Resultados análisis en estado estable	42
Resultados análisis en estado transitorio.....	43
Resultados de evaluación se ciclos de recierre CO y COCO.....	44
II. Núcleos de medición	54
VI. CONCLUSIONES	57
VII. RECOMENDACIONES.....	58
VII. OTRAS LABORES	59
REFERENCIAS	61

LISTA DE TABLAS

Tabla I Recopilación de normativa IEC 61869-X.....	15
Tabla II Límites de error nominal y desfase para CT's. Tomado de la IEC 61869-2 [3]	17
Tabla III Tiempos límites de precisión por función de protección considerados en el proyecto...	26
Tabla IV Características ingresadas para la modelación de los CT's de la subestación de 220 kV	37
Tabla V Características ingresadas para la modelación de los CT's de la subestación de 220 kV	38
Tabla VI Resultado máxima corriente de cortocircuito para fallas internas y externas por CT y función de protección	39
Tabla VII Resultados en estado estable de los CT's del diámetro I de la subestación de 220 kV.	42
Tabla VIII Resultados en estado estable de los CT's del diámetro II de la SE de 220 kV	42
Tabla IX Resultados en estado transitorio de los CT's del diámetro I de la SE de 220 kV	43
Tabla X Resultados en estado transitorio de los CT's del diámetro II de la SE de 220 kV	43
Tabla XI Características y parámetros considerados para la validación de saturación de los núcleos con función de protección 87B.....	45
Tabla XII Características y parámetros considerados para la validación de saturación de los núcleos con función de protección 87L.....	45
Tabla XIII Características y parámetros considerados para la validación de saturación de los núcleos con función de protección 21, zona 1 y zona 2	45
Tabla XIV Factor de dimensionamiento transitorio (<i>Ktd</i>) 87B.....	47
Tabla XV Factor de dimensionamiento transitorio (<i>Ktd</i>) 87L	49
Tabla XVI Factor de dimensionamiento transitorio (<i>Ktd</i>) 21Z1	51
Tabla XVII Factor de dimensionamiento transitorio (<i>Ktd</i>) 21Z2	53
Tabla XVIII Factor de dimensionamiento transitorio (<i>Ktd</i>) para los demás CT's de los diámetros de la subestación.....	53
Tabla XIX Evaluación de requerimientos de cargabilidad de los núcleos de medidas — diam. I	55
Tabla XX Evaluación de requerimientos de cargabilidad de los núcleos de medidas — diam. II	55
Tabla XXI Evaluación de requerimientos de exactitud de los núcleos de medida en los diam. I y II	56

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1. Corriente de corto circuito para dos ángulos de inserción de falla distintos. Tomado de la IEC 61869-2 [3].	20
Fig. 2. Curva típica de flujo en un ciclo COCO para un núcleo abierto con alto flujo en la segunda energización. Tomado de la IEC TR 61869-100 [6].	21
Fig. 3. Saturación del núcleo reduciendo el valor pico del valor del flujo. Tomado de la IEC TR 61869-100 [6].	21
Fig. 4. Factor de dimensionamiento para la protección de distancia para el relé 7SL87.	29
Fig. 5. Factor de dimensionamiento para la protección de distancia del relé 7SA87.	33
Fig. 6. Esquemático del área de interés en el sistema modelado en DIgSILENT.	35
Fig. 7. Diagrama de flujo para cálculo de saturación en estado estable del aplicativo.	40
Fig. 8. Diagrama de flujo para cálculo de saturación en estado transitorio del aplicativo.	41
Fig. 9. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 87B.	46
Fig. 10. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 87B CO (40 kA).	46
Fig. 11. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 87B COCO.	47
Fig. 12. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 87B COCO (40 kA).	47
Fig. 13. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 87L CO.	48
Fig. 14. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 87L COCO.	48
Fig. 15. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 87L CO (40 kA).	48
Fig. 16. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 87L COCO (40 kA).	48
Fig. 17. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 87L COCO (18 kA).	49

Fig. 18. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z1 CO (2,6 kA).	50
Fig. 19. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z1 COCO (2,6 kA).	50
Fig. 20. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z1 CO (40 kA).	50
Fig. 21. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z1 COCO (40 kA).	51
Fig. 22. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z2 CO (6,3 kA).	51
Fig. 23. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z2 COCO (6,3 kA).	51
Fig. 24. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z2 CO (40 kA).	52
Fig. 25. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z2 COCO (40 kA).	52
Fig. 26. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z2 CO (40 kA).	52
Fig. 27. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z2 COCO (40 kA).	53

SIGLAS, ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
SIN	Sistema Interconectado Nacional
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
SDL	Sistema de Distribución Local
SE	Subestación
FPO	Fecha de puesta en operación
RMS	Raíz media cuadrática
CT	Transformador de corriente
PT	Transformador de tensión o voltaje
CT'S	Transformadores de corriente
PT'S	Transformadores de tensión o voltaje
IED	Dispositivos Electrónicos Inteligentes
AIS	Subestaciones con aislamiento en aire
GIS	Subestaciones con aislamiento en gas aislante

RESUMEN

Los transformadores de corriente (CT's) desempeñan un papel crucial en los sistemas eléctricos de potencia, ya que permiten medir corrientes elevadas y activar sistemas de protección ante sobrecorrientes, reduciendo los niveles a valores adecuados para los dispositivos asociados. No obstante, su desempeño puede verse comprometido por fenómenos como la saturación magnética y la histéresis, los cuales afectan tanto la exactitud de las mediciones como la correcta operación de las funciones de protección. En este proyecto se analizan la capacidad de carga (*loadability*) y el burden de los CT's de la subestación GIS digital de 220 kV, considerando distintas condiciones operativas, incluidos transitorios y eventos de cortocircuito proyectados para el horizonte 2028–2035. Se utilizan simulaciones detalladas en DIgSILENT PowerFactory y se siguen criterios técnicos definidos por normas como la IEC 61869 y el artículo 981 del Código de Redes (CNO). Se evalúa además el impacto de escenarios futuros con niveles elevados de cortocircuito, y se proponen soluciones para garantizar la operación estable y confiable del sistema en estado estacionario y durante transitorios electromagnéticos.

***Palabras clave* — Saturación magnética, Histéresis, Transformadores de corriente, Cargabilidad, Burden, Sobrecorrientes, Transitorios electromagnéticos, DIgSILENT, Estado estable.**

ABSTRACT

Current transformers (CT's) play a critical role in electric power systems by enabling the measurement of high currents and the activation of protection systems during overcurrent events, reducing current levels to values suitable for connected devices. However, their performance can be affected by phenomena such as magnetic saturation and hysteresis, which impact both measurement accuracy and the correct operation of protection functions. This project analyzes the loadability and burden of CTs in the digital 220 kV GIS substation, under various operating conditions, including transients and projected short-circuit events for the 2028–2035 planning horizon. Detailed simulations are performed in DIgSILENT PowerFactory, following technical criteria established by international standards such as IEC 61869 and Article 981 of the Colombian Grid Code (CNO). Additionally, the impact of future expansion scenarios involving high short-circuit levels is assessed, and technical solutions are proposed to ensure stable and reliable system operation, both under steady-state conditions and during electromagnetic transients.

Keywords — **Magnetic saturation, Hysteresis, Current transformers, CTs, Loadability, Burden, Overcurrents, Transients, Electromagnetic transients, DIgSILENT, Steady state.**

I. INTRODUCCIÓN

Los CT's son elementos esenciales en los sistemas eléctricos de potencia, ya que permiten la medición y protección de los demás equipos de la subestación ante sobrecorrientes, esto mediante la transformación de las altas corrientes generadas en el lado primario a valores menores en el rango de operación de los equipos de medición y protección [1]. Sin embargo, estos dispositivos pueden verse afectados por el fenómeno saturación magnética, especialmente los CT's empleados para protección, lo que compromete la exactitud medidas y el correcto funcionamiento de los sistemas de protección [2]. Este fenómeno hace que sea necesario dimensionar la tensión y corriente de saturación de los CT's mediante la modificación de los parámetros eléctricos de los equipos. Los CT's con fines de medición, requieren una buena exactitud en la medida con el fin de garantizar una medición y facturación justa para los usuarios implicados. Esta exactitud se ve afectada por la corriente circulando por el CT, es decir, es susceptible a la carga en el secundario del CT ocasionado por el conductor y los equipos de medida. Esto implica revisar la cargabilidad del CT, para que se encuentre dentro de los límites establecidos que garanticen la exactitud de diseño del equipo establecidas en la Tabla 201 de la IEC 61869—2 [3].

En el semestre de industria se tiene como objetivo analizar la capacidad de carga de los CT's y sus condiciones de saturación magnética con simulación en el software DIgSILENT PowerFactory con los procedimientos descritos en la normativa internacional de la IEC 61869—1 [4], IEC 61869—2 [3], IEC 60044—1 [3], IEEE C37.110 [5] e IEC TR 61869—100 [6], A través de estos estudios se pretende obtener criterios técnicos para optimizar la selección y operación de los dispositivos de protección en la subestación para minimizar los errores y maximizar la confiabilidad del sistema.

II. OBJETIVOS

I. A. *Objetivo general*

Evaluar la cargabilidad y el comportamiento de saturación magnética en transformadores de corriente (CT), con el fin de optimizar la selección y operación en una subestación digital de 220 kV de tipo Air Insulated Switchgear (AIS), teniendo en cuenta sobrecorrientes transitorias y de frecuencia industrial utilizando los índices establecidos en los estándares IEC e IEEE, complementado con simulaciones de corto con el software DigSILENT PowerFactory.

II. B. *Objetivos específicos*

- Analizar los fundamentos teóricos en la normativa y literatura técnica sobre cargabilidad, saturación magnética y efecto de las sobrecorrientes transitorias en CT's.
- Realizar simulaciones en PowerFactory para modelar las máximas corrientes de cortocircuito, corrientes nominales y flujos de potencia en los CT's para los años de diseño considerados.
- Desarrollar un aplicativo con el fin de facilitar la determinación de la saturación magnética de CT's.
- Analizar comportamiento de la saturación de los CT's ante ciclos de cierre (C) y apertura (O) de circuitos. Dichos ciclos se analizarán de forma C-O y C-O-C-O.
- Establecer recomendaciones técnicas para la selección y operación óptima de CT's en subestaciones de 220 kV.

III. MARCO TEÓRICO

Los transformadores de instrumentación son susceptibles a errores de lectura o detección de fallas por la saturación magnética. La saturación magnética es un fenómeno no lineal intrínseco de los materiales ferromagnéticos, materias primas en la construcción de los núcleos de los transformadores. Existen dos tipos de saturación en CT's declarados en la IEC 61869 [3], [4], [6], la saturación en estado estable y la saturación transitoria.

La saturación en estado estable se debe principalmente a la gran amplitud de las corrientes de corto, mientras que la saturación transitoria se debe a componentes transitorias (I'_k) y subtransitorias (I''_k) en las corrientes de cortocircuito. Debido a las altas corrientes de corto, los CT's de protección son susceptibles a saturarse y, por consiguiente, opere en la región no lineal de la curva de histéresis, provocando así una lectura errónea de la corriente de corto circuito. Esta saturación distorsiona las corrientes vistas en el secundario del CT, lo cual afecta la actuación de los relés de protección asignados a un CT [3].

Los estudios de saturación de transformadores de corriente (CT) suelen basarse en la norma IEC 61869 [3], [4], [6], en lugar de la IEEE C37.110 [5]. Esto se debe a que, durante varios años, la IEC 61869 fue la referencia más actualizada. Aunque en la actualidad la norma IEEE cuenta con una versión más reciente (publicada en 2023) frente a la IEC (cuyas versiones más recientes datan de 2012 a 2022), la edición previa de la IEEE era de 1996 y no incluía muchos de los fenómenos descubiertos posteriormente.

Cabe destacar que la clasificación de los CT y los procedimientos de cálculo difieren entre ambas normas. Dado que la versión 2023 de la IEEE es relativamente reciente y aún no ha sido ampliamente validada en la práctica, este estudio se centrará exclusivamente en la metodología de cálculo establecida por la norma IEC 61869.

Valores necesarios para el cálculo se obtendrán a partir de la información de entrada del cliente, dichos datos pueden ser las distancias entre el equipo y las celdas de medición y/o protección o el calibre utilizado en el secundario de los CT's.

III. Requerimientos y normativa IEC 61869

La IEC 61869 es la norma internacional que regula las características y condiciones de funcionamiento de todos los tipos de transformadores de instrumentación. Esta normativa

reemplaza a la serie IEC 60044, ahora obsoleta, quedando vigente únicamente la serie IEC 61869. A continuación, en la Tabla I se presentan las diferentes subsecciones de esta norma y los temas que abordan:

Tabla I
Recopilación de normativa IEC 61869-X

Código	Versión actual	Parámetro
61869-1	2023	Requerimientos generales de transformadores de instrumentación
61869-2	2012	Requerimientos adicionales para CT's
61869-3	2011	Requerimientos adicionales para PT's de tipo inductivo
61869-4	2013	Requerimientos adicionales para transformadores combinados
61869-5	2011	Requerimientos adicionales para PT's de tipo capacitivo
61869-6	2016	Requerimientos generales adicionales para transformadores de instrumentación de baja potencia
61869-7	2016	Requerimientos adicionales para PT's electrónicos
61869-8	2016	Requerimientos adicionales para CT's electrónicos
61869-9	2016	Interfaces digitales para transformadores de instrumentación
61869-10	2017	Requerimientos adicionales para sensores de corriente de baja potencia independientes
61869-11	2017	Requerimientos adicionales para sensores de tensión de baja potencia independientes
61869-12	2017	Requerimientos adicionales para transformadores de instrumentación electrónicos combinados
61869-13	2021	Unidades de medida inteligentes
61869-14	2018	Requerimientos adicionales para CT's en aplicaciones DC
61869-15	2018	Requerimientos adicionales para PT's en aplicaciones DC

Nota: Las versiones fueron consultadas a la fecha de creación de este documento, mayo 2024.

Dentro de las versiones antiguas de estas normas se encontraba la IEC 60044-6 (última versión: 1992), la cual exponía los requerimientos para CT's de protección en régimen transitorio. Desde 1992 el área de aplicación de los CT's de protección ha crecido, por lo cual también la teoría detrás y los requerimientos se ha vuelto mucho más compleja. La IEC creó una sección específica dentro de la normativa 61869 donde se enfoca en el fenómeno transitorio, esta normativa es la IEC TR 61869-100, IEC TR 61869-102 y IEC TR 61869-103.

El desempeño en estado estable y transitorio de un CT's es un factor importante para el dimensionamiento de estos y, por lo tanto, para el desarrollo de este trabajo. Las normas que se enfocan en estos problemas y, por lo tanto, son utilizadas dentro de los estudios eléctricos, son los siguientes:

- IEC 61869-1
- IEC 61869-2
- IEC TR 61869-100

Valores normalizados de corriente primaria y secundaria para CT's

Valores estándar para corriente primaria

La corriente nominal del primario está estandarizada a los siguientes valores por parte de la IEC [3]:

10—12.5—15—20—25—30—40—50—60—75 A

Los múltiplos decimales de los valores previamente mostrados pueden ser utilizados también. Valores por fuera de los mostrados previamente pueden solicitarse a los fabricantes a cambio de un sobrecosto. Los valores subrayados son los más utilizados. Por practicidad, no se suelen utilizar CT's mayores a 3000 A debido a su robustez y falta de espacio en algunas subestaciones.

Valores estándar para corriente secundaria

Los valores normalizados para el secundario del CT son 1 y 5 A, dichos valores deben ser escogidos con el fin de alterar el burden de CT, por necesidad de los bornes de los dispositivos de protección (IED) o controlar las sobretensiones transferidas al secundario de CT.

Burden

El burden es la capacidad del CT en VA. El burden define que tanta carga puede soportar en el secundario el CT. Los elementos que aportan carga al CT pueden ser:

- Los conductores
- Los dispositivos de medición o protección
- Resistencias o inductores conectados al secundario para controlar factor de potencia
- Resistencias de ajuste de carga o protección

Los valores normalizados por la IEC son:

1.25—2.5—5—10—15—30 VA

Características normalizadas para los CT's de medición

Las características de un CT dictaminan los ámbitos de aplicación y su desempeño en estado estable y transitorio. Para los CT's destinados a medición, importa más la exactitud de su lectura que su tiempo de saturación o desempeño transitorio. A continuación, se recopilarán las características más importantes en el análisis de CT's para medición.

Clases de exactitud estandarizadas

Debido a que la IEC [3] también define los requisitos constructivos en CT's para los fabricantes. Ellos estandarizan las siguientes clases de exactitud:

$$0.1—0.2—0.2S—0.5—0.5S—1—3—5$$

Cada una de las clases contienen un número y algunas, una letra S. El número indica el error relativo porcentual que tienen los CT's en la corriente medida a corriente nominal en el primario del CT, es decir, un CT con una relación 2000/1 y clase de exactitud 0.1, tendrá un error de medida del 0.1% cuando por el primario se sostiene una corriente de 2000 A.

La S que tienen las clases 0.2S y 0.5S indican que tienen una exactitud nominal más extendida, es decir, mantendrán el mismo error si la corriente nominal en el secundario se mantiene entre el 20% y el 120% de la corriente nominal. A continuación, se presenta un resumen de los errores de las clases de exactitud de los CT's, inclusive el error angular.

Tabla II
Límites de error nominal y desfase para CT's. Tomado de la IEC 61869-2 [3]

Clase de Exactitud	Subtemas				Desplazamiento de fases							
	±%				±Minutos				±Centiradianes			
	Corriente (% nominal)				Corriente (% nominal)				Corriente (% nominal)			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0.1	0.4	0.2	0.1	0.1	15	8	5	5	0.45	0.24	0.15	0.15
0.2	0.75	0.35	0.2	0.2	30	15	10	10	0.9	0.45	0.3	0.3
0.2S	0.35	0.2	0.2	0.2	15	10	10	10	0.45	0.3	0.3	0.3
0.5	1.5	0.75	0.5	0.5	90	45	30	30	2.7	1.35	0.9	0.9
0.5S	0.75	0.5	0.5	0.5	45	30	30	30	1.35	0.9	0.9	0.9
1	3.0	1.5	1.0	1.0	180	90	60	60	5.4	2.7	1.8	1.8

Para determinar las corrientes mínimas y máximas que deben ser medidas por los CT, se emplea la información obtenida de estudios de flujos de carga en la subestación donde se ubicará el CT. Teniendo en cuenta el apartado 11.6.2.3.1 del Anexo 1 del Acuerdo 981 del Consejo Nacional de Operación [7]. Los terminales secundarios asociados con el núcleo de medida de la frontera comercial deben alimentar las siguientes cargas (burden):

- Cualquier valor entre el 25 % y el 100 % del valor nominal de placa para CT con clase de exactitud 0,1, 0,2, 0,5, 1, 0,2S y 0,5S.

- Para todas las clases, el burden debe tener un factor de potencia de al menos 0,8 inductivo, excepto cuando el burden sea menor a 5 VA, caso en el cual se debe asegurar un factor de potencia unitario con un valor mínimo de 1 VA.

Factores de seguridad

El factor de seguridad (FS) indica cuantas veces puede excederse la corriente nominal secundaria antes de que el CT entre en saturación, en condiciones de cortocircuito y a potencia conectada nominal. Los valores normalizados para los factores de seguridad son:

$$5—10$$

Un FS mayor indica un grado de protección mayor, ya que aguanta más corriente de falla, e.g. Un CT de relación de 100/1 y un $FS \leq 5$ puede aguantar una corriente de $100 \times 5 = 500$ A, mientras que un CT con $FS \leq 10$ aguantará una corriente de $100 \times 10 = 1000$ A.

Los fabricantes de CT's tienen permitido asegurar que el CT puede aguantar esa corriente o menos. En las hojas de datos de los CT's se describe el factor de seguridad de un CT como $FS \leq 5$ o $FS \leq 10$, dando a entender que es posible que el CT falle antes de ese múltiplo en un corto margen.

Características normalizadas para CT's de protección

A diferencia de los CT's para medición, los CT's de protección no requieren una alta exactitud en lectura de una corriente de falla. Su función principal es reproducir de manera fiable la corriente de cortocircuito en el secundario, de modo que los sistemas de protección puedan detectar condiciones peligrosas para los equipos de la subestación. Estas diferencias en el propósito de uso implican que los CT de protección pertenezcan a clases distintas y utilicen otros parámetros, como el factor de límite de precisión (ALF), que permiten evaluar mejor su desempeño ante situaciones de saturación.

Clases de protección en CT's

La IEC 61869-2 [3] muestra diferentes clases de protección según el caso que se desee abordar. Las clases más utilizadas son las clases P y PR, las cuales deben sus siglas a “protection” y “protection low remanence”. Existen otras clases de protección que se enfocan más en disminuir el error en estado transitorio, tales como: TPX, TPY y TPZ.

En el caso estudiado todos los CT's pertenecían a la clase de protección P, por lo que únicamente se abarca la teoría que a este tipo de CT's concierne.

Clase de exactitud

Para los CT de clase P, la IEC 61869-2 [3] indica como valores normalizados las siguientes clases de protección:

5P—10P

Este número indica el máximo error compuesto permisible en porcentaje, el cual indica cuanto puede desviarse la corriente real secundaria de la ideal debido a los errores combinados del CT. La letra siguiente indica la clase de protección, que en este caso es para tipo P.

$$Error\ compuesto\ (\%) = \frac{|\vec{I}_s \cdot N_p - \vec{I}_p|}{I_p} \times 100 \quad Ec. 1$$

Donde:

I_p	Corriente primaria real
I_s	Corriente secundaria medida
N	Relación de transformación

Factor límite de precisión

El factor límite de precisión o ALF tiene una definición similar al del factor de seguridad de un CT de medición, pero aplicado a los CT de protección. El ALF indica cuántas veces puede excederse la corriente nominal antes de que el transformador deje de cumplir con la exactitud especificada por su clase. Es importante destacar que el ALF no representa el punto de saturación del núcleo, sino el límite hasta el cual se garantiza que el error de medición se mantenga dentro de lo permitido. En general, los valores normalizados de ALF suelen ser más altos que los FS de los CT de medición. Según la norma IEC 61869, los valores normalizados de ALF son:

5—10—15—20—30

Los ALF pueden tomar valores mayores, pero estos deben solicitarse por encargo a los fabricantes, lo cual indica un sobre costo a costa de una mayor confiabilidad de CT.

IV. Ciclos C—O

En el análisis transitorio debe considerarse los ciclos de cierre y apertura del circuito donde esté conectado el CT, esto para conocer el efecto de la remanencia magnética del núcleo en la detección de corrientes de corto circuito. La corriente de corto puede definirse como:

$$I_{sc}(t) = \sqrt{2}I_{psc} \left[e^{-\frac{t}{T_p}} \cos(\theta) - \cos(\omega t + \theta) \right] \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

I_{psc}	Es el valor rms de la corriente de cortocircuito simétrica
$T_p = \frac{L_p}{R_p}$	Constante de tiempo primaria
θ	Ángulo de inserción de falla

El ángulo de inserción de la falla indica en qué instante de la onda de flujo ocurre la falla. La IEC recomienda usar un $\theta = 90^\circ$, esto debido a que en 90° ocurre el máximo del flujo magnético y se espera una corriente de falla mucho mayor [6].

Es importante ver que, aunque la máxima sobre corriente ocurra cuando el ángulo de inserción es 90° , no es el caso donde la corriente crece más rápido. La Fig. 1 ilustra gráficamente la diferencia entre estos dos casos de falla.

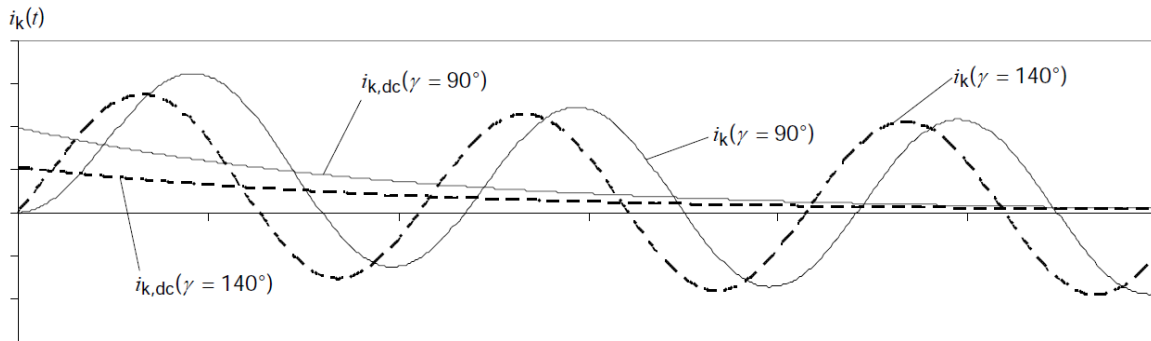


Fig. 1. Corriente de corto circuito para dos ángulos de inserción de falla distintos. Tomado de la IEC 61869-2 [3].

La corriente cuyo ángulo de falla es a 140° llega a su pico mucho más antes que la onda con ángulo de inserción de falla de 90° . Esto es importante considerarlo, ya que los IED's tienen un tiempo necesario para su correcto funcionamiento, independiente del máximo de la corriente obtenida.

El propósito de este análisis, además de determinar los tiempos de cumplimiento de IED's, sirven para determinar el parámetro K_{tfp} , el cual es un parámetro que permite determinar o dimensionar el núcleo necesario del CT.

V. Ciclos C—O—C—O

Los ciclos transitorios de recierre o COCO deben analizarse por aparte, como dos ciclos CO separados. El propósito de este análisis es ver cómo afecta la remanencia de flujo magnético del núcleo ante el segundo recierre. Al igual que en el ciclo CO, el ángulo de inserción de la falla y el tiempo de recierre juegan un papel importante a la hora de efectuar este análisis. El tipo de núcleo

y clase de protección determinan el comportamiento del flujo remanente. El comportamiento típico del flujo ante estos ciclos de recierre es como el que se muestra a continuación en la Fig. 2:

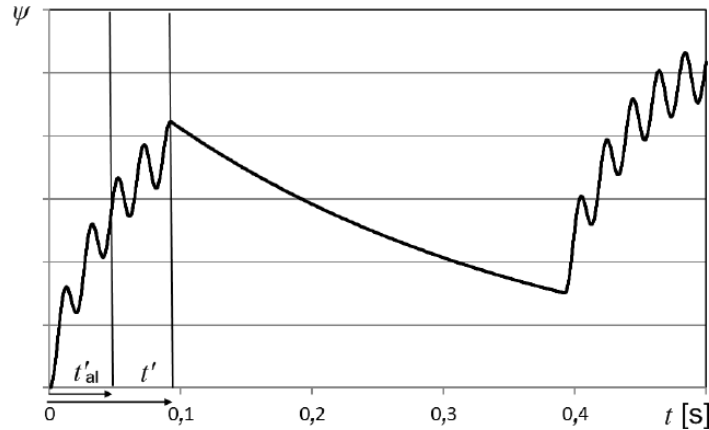


Fig. 2. Curva típica de flujo en un ciclo COCO para un núcleo abierto con alto flujo en la segunda energización. Tomado de la IEC TR 61869-100 [6].

La Fig. 2 no muestra el comportamiento del flujo ante saturación, ya que esta representa el comportamiento normal de un núcleo que no tiene límite por saturación. Aplicarle saturación recorta los picos del flujo hasta el valor límite de saturación del núcleo, como se muestra en la Fig. 3. En dicha figura se muestra cómo cambia el flujo al imponerle el límite de φ_{sat} , recortando el pico bruscamente y, por lo tanto, afectando la corriente vista en el secundario.

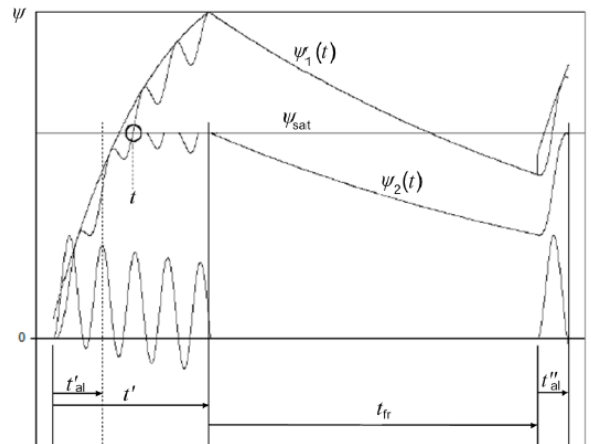


Fig. 3. Saturación del núcleo reduciendo el valor pico del valor del flujo. Tomado de la IEC TR 61869-100 [6].

En la Fig. 2 y Fig. 3 se puede apreciar que si el tiempo necesario para la actuación de los relés (t'_{al}) es menor que el tiempo en el que se satura (t), el CT va a cumplir el propósito de llevar la señal de falla al IED para su correcto funcionamiento.

La IEC TR 61869-100 [6] da en su Anexo A y B da los códigos en Visual Basic para ejecutar los ciclos de recierre CO y COCO, así como el cálculo de los factores de dimensionamiento transitorio para cada uno de los ciclos.

IV. METODOLOGÍA

Los CT's evaluados en la SE de 220 kV se analizarán con base en los lineamientos de la norma IEC 61869-2 [3], a fin de verificar el cumplimiento de los requerimientos de saturación en los núcleos de protección. Como parte de la práctica de grado, se determinará la cargabilidad de los CT's y su comportamiento en estado estacionario y transitorio, ante condiciones de falla con corrientes varias veces superiores a la nominal. El análisis considerará tanto la componente AC como la componente DC, la cual presenta una caída exponencial dependiente de la constante de tiempo del sistema.

I. Transformadores de corriente en estado transitorio

Saturación en núcleos de protección tipo P

Todos los núcleos que se evaluaron en la SE y en SE aledañas son de tipo "P". Según lo especificado en la IEC 61869-2 [3], el valor eficaz de la tensión equivalente del circuito secundario (E_{al}) se puede calcular con las

$$E_{al} = K_{ssc} \times K_{td} \times I_{sr} \times (R_{ct} + R_b) \quad \text{Ec. 3}$$

$$K_{ssc} = \frac{I_{psc}}{I_{pr}} \quad \text{Ec. 4}$$

Donde:

E_{al}	Valor eficaz (FEM) límite equivalente del circuito secundario a frecuencia nominal, requerida para satisfacer el ciclo de operación especificado atendiendo el burden real [V_{rms}].
K_{ssc}	Factor de corriente nominal simétrica de cortocircuito.
R_b	Parte resistiva del burden nominal [Ω].
R_{ct}	Resistencia de corriente continua del bobinado secundario del CT a 75°C [Ω].
I_{psc}	Corriente nominal de cortocircuito

Para sistemas en los que el tiempo de despeje de falla es grande, comparado con la constante de tiempo del circuito, es equivalente usar la siguiente expresión simplificada de la norma ANSI IEEE C37.110 [5].

$$K_{td} \cong \frac{X}{R} + 1 \quad \text{Ec. 5}$$

En la IEC 61869-2 [3] especifica el procedimiento de cálculo de la tensión de codo para cada clase de protección. La FEM límite secundaria para los núcleos de clase "P" y "PR" se puede calcular con la Ec. 6 que se muestra a continuación:

$$E_{ALF} = ALF \times I_{sr} \times \sqrt{[R_{ct} + R_b]^2 + X_b^2} \quad \text{Ec. 6}$$

Donde:

E_{ALF}	FEM límite equivalente secundaria nominal del núcleo [Vrms].
ALF	Factor límite de precisión nominal.
I_{sr}	Corriente secundaria nominal del núcleo [A]
R_b	Parte resistiva del burden nominal [Ω].
X_b	Parte inductiva del burden nominal [Ω]
$R_{ct(75^\circ C)}$	Resistencia a corriente continua del enrollado secundario [Ω]

El buen desempeño de los CT bajo el régimen transitorio siempre que la FEM nominal del CT (E_{ALF}) calculada a partir de los valores asignados sea mayor que el valor de la FEM requerida para satisfacer el ciclo de operación en régimen transitorio (E_{al}), es decir, la condición necesaria para determinar un correcto funcionamiento es la siguiente:

$$E_{ALF} > E_{al} \quad \text{Ec. 7}$$

En situaciones donde la corriente de cortocircuito (I_{kss}) o la relación $\frac{X}{R}$ alcancen valores significativamente altos, el análisis matemático podría requerir el empleo de CT con relaciones elevadas o factores límite de precisión considerablemente altos. Sin embargo, la implementación de CT con tales especificaciones a menudo resulta inviable en ciertas subestaciones debido a su peso, costo y requerimientos de espacio sustanciales. Ante esta limitación, un CT con características nominales inferiores podría ser adecuado para responder a la demanda durante los ciclos iniciales de la falla, siempre y cuando su tiempo libre de saturación exceda el lapso necesario para que el equipo de protección o IED adquiera la información esencial de la corriente de falla (t'_{al}) [5].

Tiempo de no saturación del núcleo

Para determinar el tiempo libre de saturación del núcleo de los CT's, se utiliza la norma ANSI IEEE C37.110 [5], norma de la cual se extraen las siguientes ecuaciones:

$$T_s = -T_p \times \ln \left[1 - \frac{K_s - 1}{\frac{X}{R}} \right] \quad \text{Ec. 8}$$

$$T_p = \frac{X}{\omega R} \quad \text{Ec. 9}$$

$$\omega = 2\pi f \quad \text{Ec. 10}$$

$$K_s = \frac{V_{sat}}{V_{secmax}} \quad \text{Ec. 11}$$

$$V_{secmax} = K_{ss} \times I_{sr} (R_{ct} + R_b) \quad \text{Ec. 12}$$

Donde:

T_s	Tiempo libre de saturación.
\ln	Logaritmo natural.
$\frac{X}{R}$	Razón de reactancia a resistencia de cortocircuito. Tomado del primario del sistema en el punto de falla.
T_p	Constante de tiempo primaria del sistema.
ω	Frecuencia angular del sistema.
K_s	Factor de saturación.
V_{sat}	Voltaje de saturación nominal [Vrms], $V_{sat} = E_{ALF}$.
V_{secmax}	Valor eficaz del voltaje límite equivalente del circuito secundario [Vrms].

La fórmula utilizada mencionada para calcular de saturación es aplicable únicamente cuando el factor de saturación es mayor que 1. Por lo tanto, en el caso de transformadores de corriente con un factor de saturación inferior a este valor, el tiempo debe determinarse utilizando la ecuación correspondiente al flujo magnético:

$$\phi = \int \vec{B} \cdot d\vec{A} \quad \text{Ec. 13}$$

La expresión de la Ec. 13 aplicada a CT's da como resultado la ecuación mostrada en la

$$\frac{V_x}{V_s} = \left[-\frac{X}{R} e^{-\frac{R}{L}t} - \text{sen}(\omega t) + \frac{X}{R} \right] \quad \text{Ec. 14}$$

Donde:

V_x	Voltaje de saturación.
V_s	Voltaje del secundario $V_s = I_{sr} \times (R_{ct} + R_b)$.
L	Inductancia derivada de la reactancia del sistema.
$\frac{X}{R}$	Relación de reactancia a resistencia del circuito. Tomado del primario del sistema en el punto de falla.
t	Tiempo de saturación asociados a protecciones diferenciales.

Al resolver la Ec. 13 utilizando el factor de saturación correspondiente, se determina el tiempo de saturación de los CT, lo cual permite realizar la verificación respectiva.

II. Transformadores de corriente en estado estable

Saturación en núcleos de protección (Tipo P)

Según la normativa IEC TR 61869-100 2017 [6], de la Ec. 2 para calcular el valor eficaz de la FEM límite equivalente del circuito secundario, es posible hacer la siguiente aproximación para los núcleos de Tipo P:

$$K_{ssc} \cdot K_{td} \approx ALF' \quad \text{Ec. 15}$$

$$ALF \cdot I_{sr} \cdot (R_{ct} + R_b) = E_{al} \quad \text{Ec. 16}$$

Donde:

K_{ssc}	Factor de corriente nominal simétrica de cortocircuito.
K_{td}	Factor de dimensionamiento transitorio.
ALF'	Factor límite de precisión operacional, ALF alterado por la variación producida entre el burden conectado y el nominal del núcleo.

Si la carga conectada R'_b es diferente de la carga nominal R_b , puede aplicarse la siguiente conversión para calcular el factor límite de precisión operativa ALF' :

$$E_{al} = ALF' \times I_{sr}(R_{ct} + R_b) \quad \text{Ec. 17}$$

$$ALF' = ALF \times \frac{R_{ct} + R_b}{R_{ct} + R'_b} \quad \text{Ec. 18}$$

Donde:

E_{al}	FEM límite secundaria nominal del CT.
ALF	Factor límite de precisión nominal del núcleo.
ALF'	Factor límite de precisión operacional, ALF alterado por la variación producida entre el burden conectado y el nominal del núcleo.
R_b	Parte resistiva del burden nominal [Ω].
R'_b	Parte resistiva del burden conectado [Ω].
$R_{ct(75^\circ C)}$	Resistencia a corriente continua del devanado secundario [Ω].

Por otro lado, la IEC TR 61869-100 [6] asegura que el CT puede mantener un correcto desempeño ante una corriente de cortocircuito en estado estable si el producto del factor de precisión operacional con la corriente primaria nominal es mayor o igual al máximo nivel de cortocircuito (I_{kss}):

$$ALF' \cdot I_{pr} > I_{kss} \quad \text{Ec. 19}$$

Donde:

ALF'	Factor límite de precisión operacional, ALF alterado por la variación producida entre el burden conectado y el nominal del núcleo.
I_{pr}	Corriente nominal primaria del núcleo [A].
I_{kss}	Corriente de corto circuito simétrica inicial [Arms]

III. Requisitos de ciclos C-O y C-O-C-O

El diseño de los ciclos de trabajo de cierre automático transitorio debe realizarse para cada ciclo, de acuerdo a las ecuaciones definidas en el estándar IEC TR 61869-100 [6]. Según el enfoque propuesto, el flujo magnético (ϕ) y el factor de dimensionamiento transitorio (K_{td}) decaen exponencialmente con una constante de tiempo secundaria (T_S) durante el intervalo entre fallas (t_{rf}), resultando en un flujo remanente en el núcleo del CT. En un ciclo como el C-O-C-O, una segunda energización podría incrementar el flujo a un valor superior al generado por la primera falla, ocasionando la saturación del CT, como se observa en la Fig. 2.

En este proyecto se realizan simulaciones del comportamiento de los CT bajo estos ciclos, bajo la metodología y algoritmos dispuestos en la normativa IEC TR 61869-100 [6] con el objetivo de determinar si el CT seleccionado no se llega a saturar bajo los ciclos de apertura y cierre.

Los tiempos libres de saturación de cada una de las funciones de protección consideradas en el proyecto son los siguientes:

Tabla III
Tiempos límites de precisión por función de protección considerados en el proyecto

Función de protección	Tiempo t'_{al} [ms]
51	6
87B	6
87L	20
21 Zona 1	20
21 Zona 2	30

IV. Requisitos de acuerdo con las funciones de protección

Los efectos de saturación en los CT deben evaluarse de manera específica según el esquema de protección y la aplicación correspondiente. Esto depende tanto de la función de protección como de los requisitos definidos por el fabricante del IED, esto debido a que los relés numéricos modernos incorporan algoritmos diseñados para mitigar los efectos de la saturación, incluso en condiciones extremas de operación. A continuación, se describen los criterios de evaluación de acuerdo con los Requerimientos Estudios Eléctricos Convocatoria UPME 05 2021 [8].

- Para los núcleos donde se conecte la función de protección diferencial de barras (87B), es necesario garantizar que el CT disponga de al menos 6 ms libres de saturación, con el fin de asegurar un margen de tiempo suficiente para el correcto funcionamiento del algoritmo de saturación.
- Para los núcleos donde se conecte la función de protección de distancia (ANSI 21/21N), se deben seguir los siguientes lineamientos establecidos en la norma IEC 60255-121 [9]. Los CT deberán tener una FEM límite equivalente secundaria nominal E_{ALF} que sea mayor o igual que la FEM secundaria de limitación equivalente asignada requerida (E_{alreqC}) para fallas próximas (Close-in forward and reverse) y para fallas en Zona 1 ($E_{alreqZone1}$):

$$E_{ALF} \geq E_{alreq} = \frac{I_{fC}}{I_{pr}} K_{totC} \cdot I_{sr} \left[R_{ct} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right] \quad \text{Ec. 20}$$

$$E_{ALF} \geq E_{alreq} = \frac{I_{fZone1}}{I_{pr}} K_{totZone1} \cdot I_{sr} \left[R_{ct} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right] \quad \text{Ec. 21}$$

Donde:

E_{alreqC}	Voltaje de codo mínimo requerido para el núcleo [Vrms].
$E_{alreqZone1}$	Voltaje de codo mínimo requerido para el núcleo en zona 1 [Vrms].
I_{fc}	Máxima corriente de cortocircuito primaria, cercanas hacia delante y atrás [A].
I_{fZone1}	Máxima corriente de cortocircuito primaria, al final de la zona 1 [A].
R'_{ct}	Resistencia del devanado secundario [Ω].
R_L	Resistencia correspondiente al cable del circuito secundarios fase más neutro [Ω]. Para fallas de fase a tierra se utilizará la resistencia de bucle que contienen los cables de fase y neutro (doble longitud) y para fallas trifásicas se puede utilizar el cable de fase.
S_R	Burden del canal de entrada de corriente del equipo [Ω].
I_r	Corriente nominal del canal de entrada del equipo [A].
I_{sr}	Corriente nominal secundaria del núcleo [A].
I_{pr}	Corriente nominal primaria del núcleo [A].
K_{totC}	Factor de sobredimensionamiento total necesario para fallas próximas hacia delante y hacia atrás
$K_{totZone1}$	Factor de sobredimensionamiento total necesario para fallas en zona 1.

V. Requisitos de relés de fabricantes

A continuación, se mostrará la metodología empleada para el cumplimiento de los requerimientos de los fabricantes para sus equipos de protección según la función de protección.

Protección de línea SIEMENS 7SL87

A continuación, se muestran los requerimientos sobre los transformadores de corriente, tomado a partir del manual de uso del equipo SIEMENS 7SL87 [10].

Requisitos protección diferencial de línea (87L)

Según el fabricante [10], el relé especifica un valor mínimo para el factor límite de precisión real (ALF') del CT, para el cual se aseguran el correcto funcionamiento de las funciones de protección. Para los CT de Tipo P, el fabricante indica que, para una falla interna, el valor mínimo para el factor límite de precisión real debe cumplir la siguiente ecuación:

$$0,5 \cdot \frac{I_{Sc_{int}}}{I_{pr}} \leq ALF' = ALF \cdot \frac{R_{ct} + R_b}{R_{ct} + R'_b} \quad \text{Ec. 22}$$

Para el mismo tipo de protección del CT, se tiene la siguiente condición para falla interna:

$$1,2 \cdot \frac{I_{Sc_{ext}}}{I_{pr}} \leq ALF' = ALF \cdot \frac{R_{ct} + R_b}{R_{ct} + R'_b} \quad \text{Ec. 23}$$

Donde:

ALF	Factor límite de precisión nominal del núcleo.
ALF'	Factor límite de precisión operacional, ALF alterado por la variación producida entre el burden conectado y el nominal del núcleo.
R_{ct}	Resistencia del devanado secundario [Ω].
R_b	Parte resistiva del burden nominal [Ω].
R'_b	Parte resistiva del burden conectado [Ω].

$I_{SC_{int}}$	Máxima corriente de falla en la zona interna de la protección diferencial [Arms].
$I_{SC_{ext}}$	Máxima corriente de falla en la zona externa de la protección diferencial [Arms].
I_{pr}	Corriente primaria del CT [Arms].

Requisitos para protección de distancia (2I/2IN)

Para los CT de Tipo P, el fabricante indica que, para una falla cercana, el valor mínimo para el factor límite de precisión real debe cumplir con la siguiente ecuación:

$$a \cdot \frac{I_{SC_{ext}}}{I_{pr}} \leq ALF' = ALF \cdot \frac{R_{ct} + R_b}{R_{ct} + R'_b} \quad \text{Ec. 24}$$

Para los CT de Tipo P, el fabricante indica que, para una falla al límite de la zona 1, se debe cumplir que:

$$b \cdot \frac{I_{SC_{ext}}}{I_{pr}} \leq ALF' = ALF \cdot \frac{R_{ct} + R_b}{R_{ct} + R'_b} \quad \text{Ec. 25}$$

Donde:

ALF	Factor límite de precisión nominal del núcleo.
ALF'	Factor límite de precisión operacional, ALF alterado por la variación producida entre el burden conectado y el nominal del núcleo.
R_{ct}	Resistencia del davanado secundario [Ω].
R_b	Parte resistiva del burden nominal [Ω].
R'_b	Parte resistiva del burden conectado [Ω].
$I_{SC_{int}}$	Máxima corriente de falla en la zona interna de la protección diferencial [Arms].
$I_{SC_{ext}}$	Máxima corriente de falla en la zona externa de la protección diferencial [Arms].
I_{pr}	Corriente primaria del CT [Arms].
a	Factor de dimensionamiento transitorio para fallas cercanas. Se obtiene a partir de la constante de tiempo primaria " T_p " y de la Fig. 4.
b	Factor de dimensionamiento transitorio para fallas al límite de la zona 1. Se obtiene a partir de la constante de tiempo primaria " T_p " y de la Fig. 4.

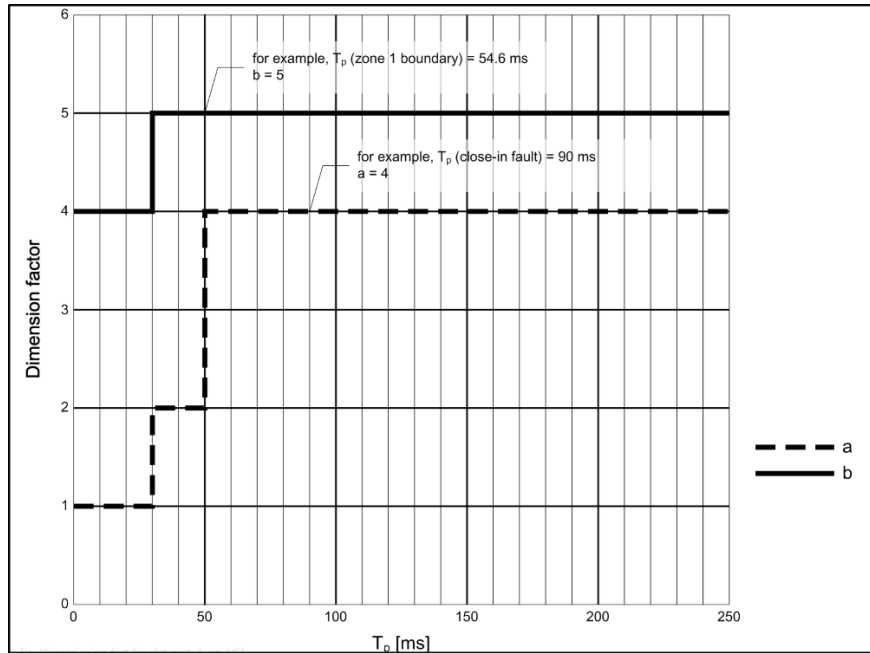


Fig. 4. Factor de dimensionamiento para la protección de distancia para el relé 7SL87.

09

Protección diferencial de línea ABB RED670

A continuación, se muestran los requerimientos sobre los requerimientos sobre los transformadores de corriente, tomados a partir del manual del equipo ABB RED670 [11].

Requisitos de protección diferencial de línea (87L)

La función 87L del relé, exige un valor mínimo para el voltaje de codo nominal del núcleo. En el manual del relé se indican las ecuaciones necesarias para evaluar los CT's.

El requerimiento para falla interna (línea) es el siguiente:

$$E_{ALF} \geq E_{alreq} = I_{kmax} \cdot \frac{I_{sr}}{I_{pr}} \left[R_{ct} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right] \quad \text{Ec. 26}$$

El requerimiento para falla externa (barra) es el siguiente:

$$E_{ALF} \geq E_{alreq} = 2I_{tmax} \cdot \frac{I_{sr}}{I_{pr}} \left[R_{ct} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right] \quad \text{Ec. 27}$$

Donde:

E_{alreq}	Voltaje de codo mínimo requerido para el núcleo [Vrms].
I_{kmax}	Máxima corriente de cortocircuito primaria, en la zona interior de la protección [A]
I_{tmax}	Máxima corriente de cortocircuito primaria, en la zona exterior de la protección [A]
R_{ct}	Resistencia del devanado secundario [Ω]
R_L	Resistencia correspondiente al cable del circuito secundario fase más neutro [Ω].
S_R	Burden del canal de entrada de corriente del equipo [Ω].
I_r	Corriente nominal del canal de entrada del equipo [A].

I_{sr}	Corriente secundaria nominal del núcleo [A]
I_{pr}	Corriente primaria del CT [Arms].

Requisitos de protección de distancia (21/21N)

La función de distancia 21/21N del relé, exige un valor mínimo para el voltaje de codo nominal del núcleo. En el manual del relé se indican las siguientes expresiones como requerimientos para los CT's.

El requerimiento para falla interna (línea) es el siguiente:

$$E_{ALF} \geq E_{alreq} = I_{kmax} \cdot \frac{I_{sr}}{I_{pr}} \cdot a \left[R_{ct} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right] \quad \text{Ec. 28}$$

El requerimiento para falla externa (barra) es el siguiente:

$$E_{ALF} \geq E_{alreq} = 2I_{tmax} \cdot \frac{I_{sr}}{I_{pr}} \cdot k \left[R_{ct} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right] \quad \text{Ec. 29}$$

Donde:

E_{alreq}	Voltaje de codo mínimo requerido para el núcleo [Vrms].
I_{kmax}	Máxima corriente de cortocircuito primaria, en la zona interior de la protección [A]
I_{tmax}	Máxima corriente de cortocircuito primaria, en la zona exterior de la protección [A]
R_{ct}	Resistencia del devanado secundario [Ω]
R_L	Resistencia correspondiente al cable del circuito secundario fase más neutro [Ω].
S_R	Burden del canal de entrada de corriente del equipo [Ω].
I_r	Corriente nominal del canal de entrada del equipo [A].
I_{sr}	Corriente secundaria nominal del núcleo [A]
I_{pr}	Corriente primaria del CT [Arms].
a	Factor que depende del diseño de la función e protección y puede ser función de la constante de tiempo primaria de la corriente de falla.
k	Factor que depende del diseño de la función e protección y puede ser función de la constante de tiempo primaria de la corriente de falla en la zona 1.

Los factores a y k tienen los siguientes valores para los distintos tipos de distancia de función:

- **Distancia de alta velocidad:**

Característica de cuadrilátero:

- $a = 1$ para constante de tiempo primaria $T_p \leq 400 \text{ ms}$
- $k = 3$ para constante de tiempo primaria $T_p \leq 200 \text{ ms}$

Característica Mho (\bar{U}):

- $a = 2$ para constante de tiempo primaria $T_p \leq 400 \text{ ms}$ (Para $a = 1$, el retardo de funcionamiento debido a la saturación sigue siendo inferior a 1,5 ciclos)
- $k = 3$ para constante de tiempo primaria $T_p \leq 200 \text{ ms}$.

$$C_{CT} \geq C_{IED}$$

- **Distancia entre cuadriláteros:**
 - $a = 1$ para constante de tiempo primaria $T_p \leq 100 \text{ ms}$
 - $a = 3$ para constante de tiempo primaria $100 \text{ ms} < T_p \leq 400 \text{ ms}$
 - $k = 4$ para constante de tiempo primaria $T_p \leq 50 \text{ ms}$
 - $k = 5$ para constante de tiempo primaria $50 \text{ ms} < T_p \leq 150 \text{ ms}$
- **Distancia Mho (\bar{U}):**
 - $a = 1$ para constante de tiempo primaria $T_p \leq 100 \text{ ms}$
 - $a = 3$ para constante de tiempo primaria $100 \text{ ms} < T_p \leq 400 \text{ ms}$
 - $k = 4$ para constante de tiempo primaria $T_p \leq 40 \text{ ms}$
 - $k = 5$ para constante de tiempo primaria $40 \text{ ms} < T_p \leq 150 \text{ ms}$

Protección diferencial de línea SIEMENS 7SA87

A continuación, se muestran los requerimientos sobre los transformadores de corriente, tomados a partir del manual del equipo SIEMENS 7SA87 [12].

Requisitos de protección diferencial de línea (87L)

Según el fabricante, el relé especifica un valor mínimo para el factor límite de precisión real (ALF') del TC, para el cual se aseguran el correcto funcionamiento de las funciones de protección.

Para los TC tipo "P" el fabricante indica que, para una falla interna, el valor mínimo para el factor límite de precisión real debe cumplir la siguiente ecuación:

$$0,5 \cdot \frac{I_{SC_{int}}}{I_{pr}} \leq ALF' = ALF \cdot \frac{R_{ct} + R_b}{R_{ct} + R'_b} \quad \text{Ec. 30}$$

Para el mismo tipo de protección del CT, se tiene la siguiente condición para falla interna:

$$1,2 \cdot \frac{I_{SC_{ext}}}{I_{pr}} \leq ALF' = ALF \cdot \frac{R_{ct} + R_b}{R_{ct} + R'_b} \quad \text{Ec. 31}$$

Donde:

ALF	Factor límite de precisión nominal del núcleo.
ALF'	Factor límite de precisión operacional, ALF alterado por la variación producida entre el burden conectado y el nominal del núcleo.
R_{ct}	Resistencia del devanado secundario [Ω].
R_b	Parte resistiva del burden nominal [Ω].
R'_b	Parte resistiva del burden conectado [Ω].
$I_{SC_{int}}$	Máxima corriente de falla en la zona interna de la protección diferencial [Arms].
$I_{SC_{ext}}$	Máxima corriente de falla en la zona externa de la protección diferencial [Arms].
I_{pr}	Corriente primaria del CT [Arms].

Requisitos para protección de distancia (2I/2IN)

Para los CT de Tipo P, el fabricante indica que, para una falla cercana, el valor mínimo para el factor límite de precisión real debe cumplir con la siguiente ecuación:

$$a \cdot \frac{I_{SC_{ext}}}{I_{pr}} \leq ALF' = ALF \cdot \frac{R_{ct} + R_b}{R_{ct} + R'_b} \quad \text{Ec. 32}$$

Para los CT de Tipo P, el fabricante indica que, para una falla al límite de la zona 1, se debe cumplir que:

$$b \cdot \frac{I_{SC_{ext}}}{I_{pr}} \leq ALF' = ALF \cdot \frac{R_{ct} + R_b}{R_{ct} + R'_b} \quad \text{Ec. 33}$$

Donde:

ALF	Factor límite de precisión nominal del núcleo.
ALF'	Factor límite de precisión operacional, ALF alterado por la variación producida entre el burden conectado y el nominal del núcleo.
R_{ct}	Resistencia del devanado secundario [Ω].
R_b	Parte resistiva del burden nominal [Ω].
R'_b	Parte resistiva del burden conectado [Ω].
$I_{SC_{int}}$	Máxima corriente de falla en la zona interna de la protección diferencial [Arms].
$I_{SC_{ext}}$	Máxima corriente de falla en la zona externa de la protección diferencial [Arms].
I_{pr}	Corriente primaria del CT [Arms].
a	Factor de dimensionamiento transitorio para fallas cercanas. Se obtiene a partir de la constante de tiempo primaria " T_p " y de la Fig. 5.
b	Factor de dimensionamiento transitorio para fallas al límite de la zona 1. Se obtiene a partir de la constante de tiempo primaria " T_p " y de la Fig. 5.

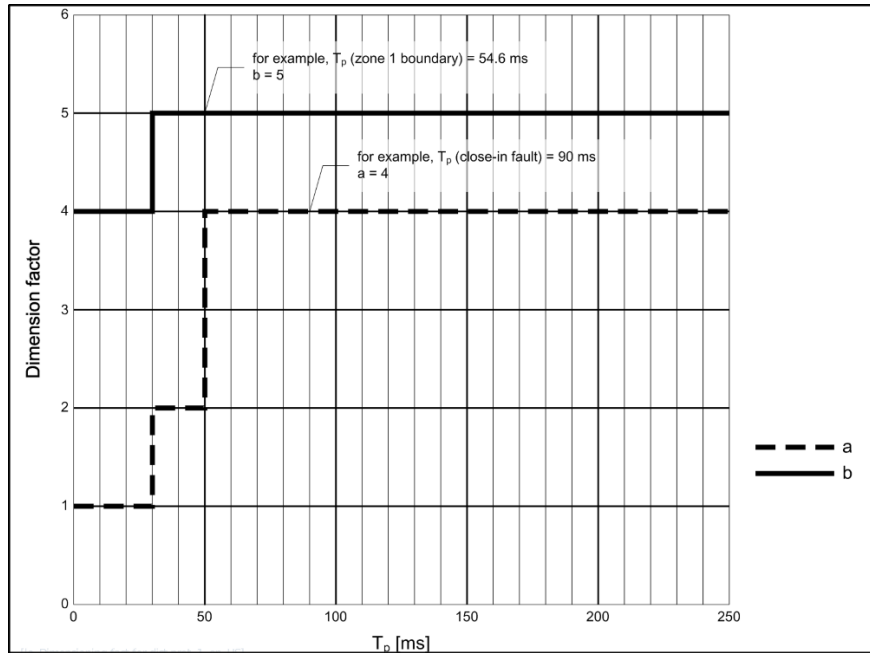


Fig. 5. Factor de dimensionamiento para la protección de distancia del relé 7SA87.

Protección de barra SIEMENS 7SS85

A continuación, se muestran los requerimientos sobre los CT, tomados a partir del manual del equipo SIEMENS 7SS85 [13].

Requisitos de protección diferencial de barra (87B)

Para los CT de Tipo P, el fabricante indica que, para una falla con corriente de cortocircuito máxima, el valor mínimo para el factor límite de precisión real debe cumplir con la Ec. 34.

$$0,5 \cdot \frac{I_{scmax}}{I_{pn}} \leq K'_{ssc} = K_{ssc} \cdot \frac{R_{ct} + R_b}{R_{ct} + R'_b} \tag{Ec. 34}$$

Donde:

- K_{ssc} Factor límite de precisión nominal del núcleo.
- K'_{ssc} Factor límite de precisión operacional, *ALF* alterado por la variación producida entre el burden conectado y el nominal del núcleo.
- R_{ct} Resistencia del devanado secundario [Ω]
- R_b Parte resistiva del burden nominal [Ω].
- R'_b Parte resistiva del burden conectado [Ω].
- I_{scmax} Máxima corriente de falla de la protección diferencial [Arms].
- I_{pn} Corriente primaria nominal del CT [Arms].

Protección de barra ABB REB670

A continuación, se muestran los requerimientos sobre los transformadores de corriente, tomados a partir del manual del equipo ABB REB670 [14]

Requisitos protección diferencial de barra (87B)

Según el fabricante, la función 87B exige un valor mínimo para el voltaje de codo nominal del núcleo. En el manual se indican las siguientes ecuaciones como requerimientos para los CT elegidos.

Para un CT de alta remanencia se debe cumplir que:

$$E_{ALF} \geq E_{alreq} = 0,5 \cdot I_{kmax} \cdot \frac{I_{sr}}{I_{pr}} \cdot \left[R_{ct} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right] \quad \text{Ec. 35}$$

Para un CT de baja remanencia se debe cumplir que:

$$E_{ALF} \geq E_{alreq} = 0,2 \cdot I_{kmax} \cdot \frac{I_{sr}}{I_{pr}} \cdot \left[R_{ct} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right] \quad \text{Ec. 36}$$

Los CT sin remanencia deben cumplir el mismo requerimiento que un CT de baja remanencia (Ec. 36).

Donde:

E_{alreq}	Voltaje de codo mínimo requerido para el núcleo [Vrms].
I_{kmax}	Máxima corriente de cortocircuito primaria, en la zona interior de la protección [A]
R_{ct}	Resistencia del devanado secundario [Ω]
R_L	Resistencia correspondiente al cable del circuito secundario fase mas neutro [Ω].
S_R	Burden del canal de entrada de corriente del equipo [Ω].
I_r	Corriente nominal del canal de entrada del equipo [A].
I_{sr}	Corriente secundaria nominal del núcleo [A]
I_{pr}	Corriente primaria del CT [Arms].

Protección de sobrecorriente SIEMENS 7SJ85

A continuación, se muestran los requerimientos sobre los transformadores de corriente, tomados a partir del manual del equipo SIEMENS 7SJ85 [15].

Requisitos de protección de sobrecorriente

Para los CT de Tipo P, el fabricante indica que para protecciones de sobrecorriente debe cumplir que:

$$1,4 \cdot \frac{I_{scmax}}{I_{pr}} \leq ALF' = ALF \cdot \frac{R_{ct} + R_b}{R_{ct} + R'_b} \quad \text{Ec. 37}$$

Donde:

ALF	Factor límite de precisión nominal del núcleo.
ALF'	Factor límite de precisión operacional, ALF alterado por la variación producida entre el burden conectado y el nominal del núcleo.
R_{ct}	Resistencia del devanado secundario [Ω]
R_b	Parte resistiva del burden nominal [Ω].
R'_b	Parte resistiva del burden conectado [Ω].
I_{scmax}	Máxima corriente de falla en la zona interna de la protección diferencial [Arms].
I_{pr}	Corriente primaria del CT [Arms].

VI. Cortocircuitos considerados

La obtención de los valores de cortocircuito se obtuvo con el software DIgSILENT PowerFactory, donde se cargó la base de datos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia. En la base de datos, se crearon los escenarios ajustados para correr cortos con el método IEC del software. Se seleccionó la mayor corriente de cortocircuito entre los siguientes tipos de fallas:

- Cortocircuito trifásico (3F)
- Cortocircuito bifásico aislado (2F)
- Cortocircuito bifásico a tierra (2FT)
- Cortocircuito monofásico (1FT)

Para el estudio de saturación, se ejecutarán las fallas en distintos puntos del sistema de interés para poder obtener la falla máxima externa e interna. La clasificación de estas fallas depende de la función de protección que se esté analizando. El sistema de 220 kV por analizar se representa en la Fig. 6.

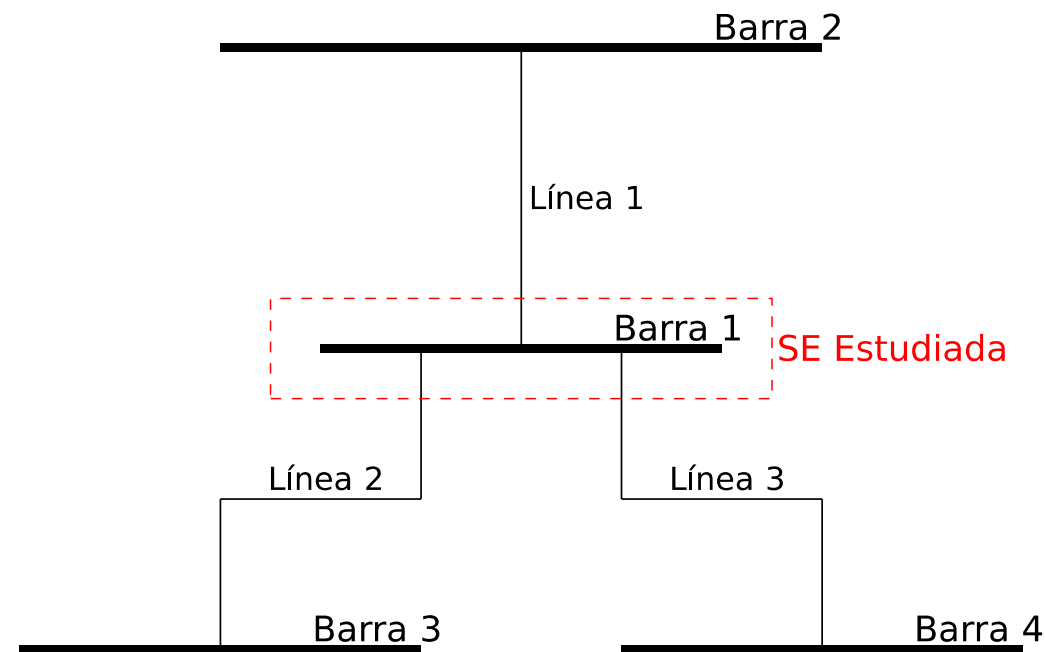


Fig. 6. Esquemático del área de interés en el sistema modelado en DIgSILENT.

La línea 3 mostrada en la Fig. 6 es un doble circuito que conecta la subestación de interés con la barra 4. La barra 4 se ubica en la misma subestación que la barra de interés, pero su nivel de tensión es de 110 kV, es decir, las líneas en realidad son bahías de transformación, donde cada circuito

llega a un transformador de potencia diferente. Los diámetros se refieren a los dos lados de salida de la subestación de tipo interruptor y medio.

Los puntos de fallas considerados se muestran a continuación:

- **Falla en la Barra 1:**

- Corresponde a una falla interna para la protección diferencial de barra 87B.
- Corresponde a una falla externa para la protección diferencial de línea 87L.
- Corresponde a una falla externa para la protección diferencial de línea 87L para el diámetro 2.
- Corresponde a una falla externa para la protección de distancia 21/21N para el diámetro 1.
- Corresponde a una falla externa para la protección de distancia 21/21N para el diámetro 2.
- Corresponde una falla externa para la protección de sobrecorriente 51/51N para el diámetro 1.
- Corresponde una falla externa para la protección de sobrecorriente 51/51N para el diámetro 2.

- **Falla en la línea 1 al 1 % de la línea:**

- Corresponde a una falla interna para la protección diferencial de línea 87L para el diámetro 1.
- Corresponde a una falla interna para la protección de distancia 21/21N para el diámetro 1.

- **Falla en la línea 2 al 1 % de la línea:**

- Corresponde a una falla interna para la protección diferencial de línea 87L para el diámetro 2.
- Corresponde a una falla interna para la protección de distancia 21/21N para el diámetro 2.
- Corresponde a una falla externa para la protección diferencial de barra 87B.
- Corresponde a una falla externa para la protección de sobrecorriente 51/51N.

- **Falla en bornes de alta tensión del transformador 1 de la línea 3:**

- Corresponde a una falla interna para la protección de sobrecorriente 51/51N para el diámetro 1.

- Corresponde a una falla externa para la protección diferencial de línea 87L para el diámetro 1.
- Corresponde a una falla externa para la protección diferencial de distancia 21/21N para el diámetro 1.
- **Falla en bornes de alta tensión del transformador 2 de la línea 3:**
 - Corresponde a una falla interna para la protección de sobrecorriente 51/51N para el diámetro 2.
 - Corresponde a una falla externa para la protección diferencial de barra 87B.
 - Corresponde a una falla externa para la protección diferencial de línea 87L para el diámetro 1.
 - Corresponde a una falla externa para la protección diferencial de distancia 21/21N para el diámetro 1.

VII. Disposición y datos de los CT considerados

A partir de la información de entrada, se obtuvieron las distancias y calibres considerados de los cables para incorporarlos en la memoria de cálculo realizada. La información obtenida para los núcleos de reserva no se mostrará con el fin de manejar resultados compactos y enfocarse en los núcleos que se utilizarán en la subestación.

Diámetro 1

Para el diámetro 1 se utilizarán los CT: CT11, CT01 y CT21. Todos los CT poseen 6 núcleos. Los núcleos 3, 4, 5 y 6 de todos los CT son de reserva, es decir, su núcleo estará cortocircuitado al momento de su implementación. El CT21. La Tabla IV muestra las características esenciales que tendrán los núcleos considerados para la obtención de resultados.

La Tabla IV muestra los CT's con las características ya necesarias para su correcto funcionamiento, las relaciones de transformación y ALF se manejaron dentro de los límites del equipo proporcionado y de las limitaciones impuestas por el cliente.

Tabla IV
Características ingresadas para la modelación de los CT's de la subestación de 220 kV

CT	Núcleo	Función	Conductor			Transformador					
			Largo	Calibre	Impedancia	Burden		Clase		Relación	
			m	AWG	Ω	VA	Rct	CI/CP	ALF	I_{pr}	I_{sr}
CT11-1	1	PMU	14,000	20	0,583	2,5	-	0,2S	-	625	1

CT22-1		51/51N	9,450	10	0,078	30	15,1	5P	30	2500	1
	1	PMU	13,950	20	0,581	2,5	-	0,2S	-	625	1
CT22-2		87B	13,950	10	0,115	30	15,1	5P	30	2500	1
	2	51/51N									

IX. Corrientes de corto ingresadas:

A partir de las simulaciones realizadas en el software DIGSILENT PowerFactory, se obtuvieron las siguientes corrientes máximas a través de los distintos CT's, para cada tipo de función que implementan:

Tabla VI
Resultado máxima corriente de cortocircuito para fallas internas y externas por CT y función de protección

Código	CT	Función	Falla interna max [kA]	Falla externa max [kA]	X/R	
Diámetro 1 Barra 1 220 kV	CT11-1	87B	6,368	4,567	8,211	
	CT11-2	87L	2,600	6,368	8,211	
		21/21N	2,600	6,368	8,211	
	CT01-1	87L	3,361	6,336	8,211	
		CT01-2	21/21N	3,361	6,336	8,211
			51/51N	6,336	4,635	8,211
	CT21-1	87B	5,851	4,073	8,211	
	CT21-2	51/51N	3,090	5,851	8,211	
Diámetro 2 Barra 1 220 kV	CT11-1	87B	4,395	4,567	8,211	
	CT11-2	87L	4,567	4,395	8,211	
		21/21N	4,567	4,395	8,211	
	CT01-1	87L	4,306	5,175	8,211	
		CT01-2	21/21N	4,306	5,175	8,211
			51/51N	5,175	4,306	8,211
	CT21-1	87B	4,874	4,703	8,211	
	CT21-2	51/51N	4,703	4,874	8,211	

Con los resultados obtenidos, se procede a revisar el cumplimiento en estado estable y transitorio de los CT's a evaluar.

X. Diagrama de flujo y funcionamiento del aplicativo

La información presentada en las secciones anteriores corresponde a los parámetros de entrada necesarios para el aplicativo desarrollado en Excel, el cual permite verificar el cumplimiento de las tensiones de saturación y las sobretensiones generadas por una falla detectada en el primario del transformador de corriente (CT). Este aplicativo requiere, principalmente, datos como las corrientes de falla, la clase de protección, el burden nominal y el burden conectado.

Dado que el cálculo de la saturación varía según se trate del estado estable o del estado transitorio, se han desarrollado dos diagramas de flujo independientes. Cada uno representa el procedimiento específico, incluyendo las variables de entrada y las validaciones correspondientes para cada caso. A continuación, se presenta el diagrama de flujo correspondiente al cálculo de saturación en estado estable:

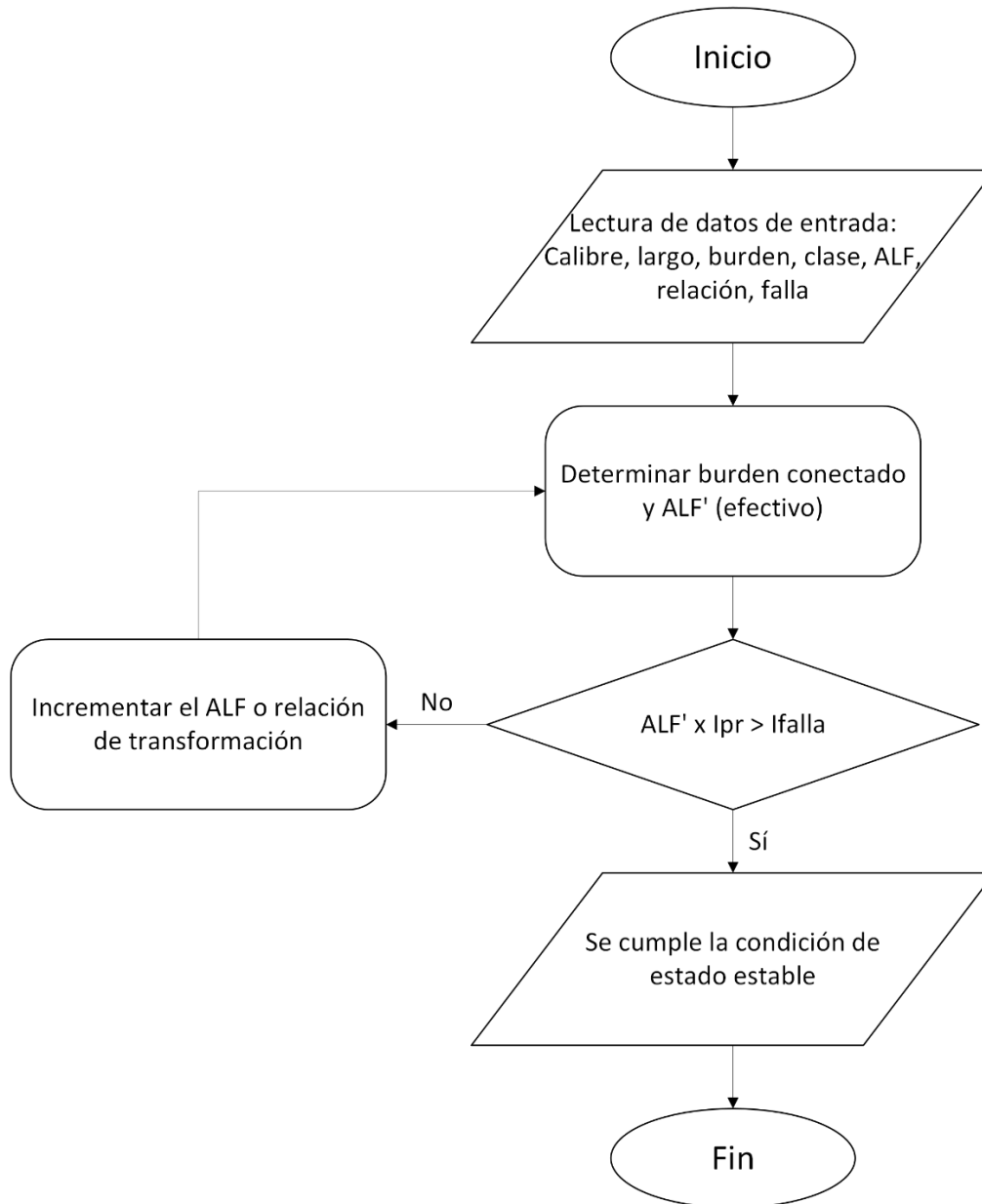


Fig. 7. Diagrama de flujo para cálculo de saturación en estado estable del aplicativo.

El diagrama de flujo que representa el algoritmo de cálculo de saturación en estado transitorio del aplicativo se muestra a continuación en la Fig. 8:

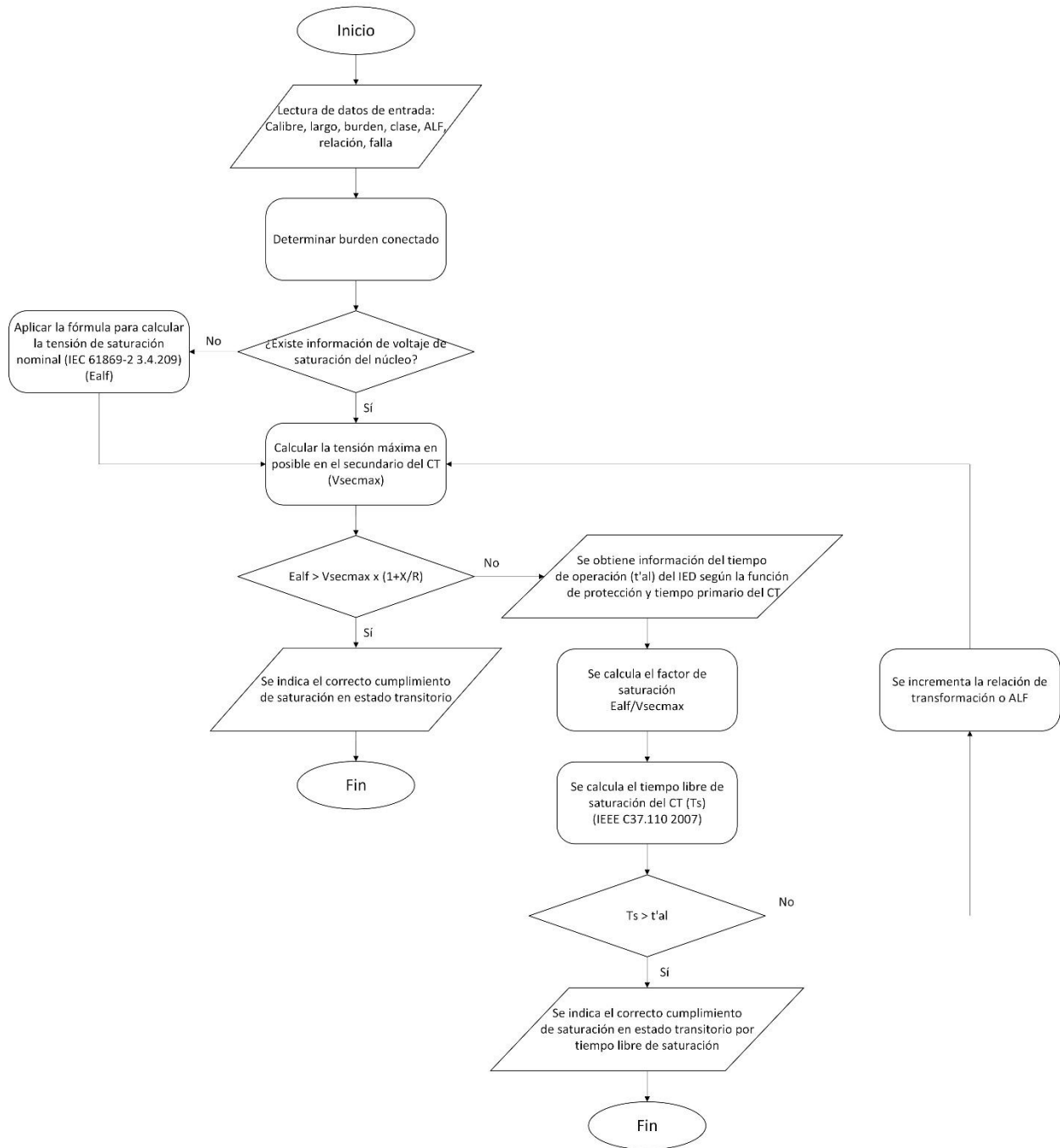


Fig. 8. Diagrama de flujo para cálculo de saturación en estado transitorio del aplicativo.

El aplicativo genera, para cada núcleo evaluado, un resultado cualitativo indicando “Cumple” o “No cumple”, lo cual elimina la necesidad de realizar un análisis numérico detallado para verificar el cumplimiento. Este formato de salida simplifica la interpretación de los resultados y facilita su inclusión en informes técnicos de manera clara y amigable.

V. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se incorporaron las fórmulas descritas previamente en un aplicativo en Excel con el fin de automatizar los resultados para cada CT. Los resultados obtenidos tanto para los núcleos de protección y de medición se reflejan a continuación en las siguientes secciones:

I. Núcleos de protección

A continuación, se presentan los resultados de la evaluación de los núcleos de protección en estado estable y transitorio.

Resultados análisis en estado estable

Tabla VII
Resultados en estado estable de los CT's del diámetro I de la subestación de 220 kV

CT	Núcleo	Función	Falla			Transformador			
			I_{int} kA	I_{ext} kA	X/R —	ALF' —	$ALF' \cdot I_{pr}$ —	Condición 1 —	Condición 2 —
CT11-1	2	87B	6,368	4,567	8,211	88,561	221402	Cumple	Cumple
		87L	2,600	6,368					
		21/21N	2,600	6,368					
CT11-2	2	87B	6,368	4,567	8,211	88,347	220868	Cumple	Cumple
		87L	2,600	6,368					
		21/21N	2,600	6,368					
CT01-1	2	87L	3,361	6,368	8,211	88,561	221402	Cumple	Cumple
		21/21N	3,361	6,368					
		51/51N	6,336	4,635					
CT01-2	2	87B	3,361	6,368	8,211	88,347	220868	Cumple	Cumple
		87L	3,361	6,368					
		21/21N	6,338	4,635					
CT21-1	2	87B	5,851	4,073	8,211	88,561	221402	Cumple	Cumple
		51/51N	3,090	5,851					
CT21-2	2	87B	5,851	4,073	8,211	88,347	220868	Cumple	Cumple
		51/51N	3,090	5,851					

Tabla VIII
Resultados en estado estable de los CT's del diámetro II de la SE de 220 kV

CT	Núcleo	Función	Falla			Transformador			
			I_{int} kA	I_{ext} kA	X/R —	ALF' —	$ALF' \cdot I_{pr}$ —	Condición 1 $ALF' \cdot I_{pr} \geq I_{int}$	Condición 2 $ALF' \cdot I_{pr} \geq I_{ext}$
CT12-	2	87B	4,395	4,567	8,211	88,561	221402	Cumple	Cumple

1		87L	4,567	4,395					
		21/21N	4,567	4,395					
CT12-2	2	87B	4,395	4,567	8,211	88,347	220868	Cumple	Cumple
		87L	4,567	4,395					
		21/21N	4,567	4,395					
CT2-1	2	87L	4,306	5,175	8,211	88,561	221402	Cumple	Cumple
		21/21N	4,306	5,175					
		51/51N	5,175	4,306					
CT02-2	2	87B	4,306	5,175	8,211	88,347	220868	Cumple	Cumple
		87L	4,306	5,175					
		21/21N	5,175	4,306					
CT22-1	2	87B	4,874	4,703	8,211	88,561	221402	Cumple	Cumple
		51/51N	4,703	4,874					
CT22-2	2	87B	4,874	4,703	8,211	88,347	220868	Cumple	Cumple
		51/51N	4,703	4,874					

Resultados análisis en estado transitorio

Tabla IX
Resultados en estado transitorio de los CT's del diámetro I de la SE de 220 kV

CT	Núcleo	Función	Falla			Transformador			Evaluación $E_{ALF} > E_{al}$
			I_{int}	I_{ext}	E_{ALF}	$V_{sec,max}$	K_{td}	E_{al}	
			kA	kA	V	V	—	V	
CT11-1	2	87B	6,368	4,567	1353	114,879	9,211	1058,14	Cumple
		87L	2,600	6,368		114,879	9,211	1058,14	Cumple
		21/21N	2,600	6,368		114,879	9,211	1058,14	Cumple
CT11-2	2	87B	6,368	4,567	1353	114,879	9,211	1058,14	Cumple
		87L	2,600	6,368		114,879	9,211	1058,14	Cumple
		21/21N	2,600	6,368		114,879	9,211	1058,14	Cumple
CT01-1	2	87L	3,361	6,368	1353	114,301	9,211	1052,83	Cumple
		21/21N	3,361	6,368		114,301	9,211	1052,83	Cumple
		51/51N	6,336	4,635		114,301	9,211	1052,83	Cumple
CT01-2	2	87B	3,361	6,368	1353	114,301	9,211	1052,83	Cumple
		87L	3,361	6,368		114,301	9,211	1052,83	Cumple
		21/21N	6,338	4,635		114,301	9,211	1052,83	Cumple
CT21-1	2	87B	5,851	4,073	1353	105,552	9,211	972,24	Cumple
		51/51N	3,090	5,851		105,552	9,211	972,24	Cumple
CT21-2	2	87B	5,851	4,073	1353	105,552	9,211	972,24	Cumple
		51/51N	3,090	5,851		105,552	9,211	972,24	Cumple

Tabla X
Resultados en estado transitorio de los CT's del diámetro II de la SE de 220 kV

CT	Núcleo	Función	Falla			Transformador			Evaluación $E_{ALF} > E_{al}$
			I_{int}	I_{ext}	E_{ALF}	$V_{sec,max}$	K_{td}	E_{al}	
			kA	kA	V	V	—	V	

CT11-1	2	87B	6,368	4,567	1353	82,389	9,211	758,882	Cumple
		87L	2,600	6,368		82,389	9,211	758,882	Cumple
		21/21N	2,600	6,368		82,389	9,211	758,882	Cumple
CT11-2	2	87B	6,368	4,567	1353	82,389	9,211	758,882	Cumple
		87L	2,600	6,368		82,389	9,211	758,882	Cumple
		21/21N	2,600	6,368		82,389	9,211	758,882	Cumple
CT01-1	2	87L	3,361	6,368	1353	82,389	9,211	859,911	Cumple
		21/21N	3,361	6,368		82,389	9,211	859,911	Cumple
		51/51N	6,336	4,635		82,389	9,211	859,911	Cumple
CT01-2	2	87B	3,361	6,368	1353	82,389	9,211	859,911	Cumple
		87L	3,361	6,368		82,389	9,211	859,911	Cumple
		21/21N	6,338	4,635		82,389	9,211	859,911	Cumple
CT21-1	2	87B	5,851	4,073	1353	82,389	9,211	809,895	Cumple
		51/51N	3,090	5,851		82,389	9,211	809,895	Cumple
CT21-2	2	87B	5,851	4,073	1353	82,389	9,211	809,895	Cumple
		51/51N	3,090	5,851		82,389	9,211	809,895	Cumple

De los resultados obtenidos en la Tabla IX y Tabla X puede verse que, con las características consideradas en los CT's de ambos diámetros de la subestación, se cumplen las condiciones de saturación en estado estable y en estado transitorio, por lo que no es necesario calcular el tiempo de saturación.

Resultados de evaluación se ciclos de recierre CO y COCO

A continuación, se presentan los resultados de la evaluación de los ciclos C-O y C-O-C-O según el estándar IEC TR 61869-100-:2017 [6] para los núcleos de protección de acuerdo con lo indicado en Requisitos de ciclos C-O y C-O-C-O. Para simplificar la información expuesta, se decidió mostrar los resultados correspondientes a un único TC por cada corte, ya que estos comparten funciones de protección, características y los valores de corriente de cortocircuito medida.

Es importante destacar que los valores de corriente de cortocircuito considerados en el análisis corresponden a la máxima corriente identificada en el horizonte de planificación del proyecto, así como a la corriente de cortocircuito máxima de diseño especificada para la subestación (40 kA).

CT11-1

En las tablas siguientes se muestran los parámetros considerados para hacer las pruebas de recierre basados en la IEC TR 61869-100 [6]. Se utilizó un aplicativo en Excel para el cálculo de las curvas con el algoritmo presentado en dicha norma e implementado con VBC.

Tabla XI

Características y parámetros considerados para la validación de saturación de los núcleos con función de protección 87B

Característica	Valor	Unidades	Descripción
I_{psc}	40	kA	Corriente de cortocircuito en el primario del CT
f	60	Hz	Frecuencia
T_p	21,78	ms	Constante de tiempo primaria especificada
E_{al}	1353	V	FEM límite secundaria nominal del CT
N_s	2500	Vueltas	Espiras del núcleo secundario (Relación de transformación)
T_s	17,719	s	Constante de tiempo primaria especificada
R_s	15,2	Ω	Resistencia del sistema secundario
t'_{al}	6	ms	Tiempo libre de saturación en la primera falla
t'	0,1	s	Duración de la primera falla
t_{fr}	0,2	s	Tiempo de repetición de falla
t''_{al}	6	ms	Tiempo límite libre de saturación en la segunda falla
γ_m	90	Deg	Ángulo de inserción de la falla

Tabla XII

Características y parámetros considerados para la validación de saturación de los núcleos con función de protección 87L

Característica	Valor	Unidades	Descripción
I_{psc}	40	kA	Corriente de cortocircuito en el primario del CT
f	60	Hz	Frecuencia
T_p	21,78	ms	Constante de tiempo primaria especificada
E_{al}	1353	V	FEM límite secundaria nominal del CT
N_s	2500	Vueltas	Espiras del núcleo secundario (Relación de transformación)
T_s	17,719	s	Constante de tiempo primaria especificada
R_s	15,2	Ω	Resistencia del sistema secundario
t'_{al}	20	ms	Tiempo libre de saturación en la primera falla
t'	0,1	s	Duración de la primera falla
t_{fr}	0,2	s	Tiempo de repetición de falla
t''_{al}	6	ms	Tiempo límite libre de saturación en la segunda falla
γ_m	90	Deg	Ángulo de inserción de la falla

Tabla XIII

Características y parámetros considerados para la validación de saturación de los núcleos con función de protección 21, zona 1 y zona 2

Característica	Valor	Unidades	Descripción
I_{psc}	40	kA	Corriente de cortocircuito en el primario del CT
f	60	Hz	Frecuencia
T_p	21,78	ms	Constante de tiempo primaria especificada
E_{al}	1353	V	FEM límite secundaria nominal del CT
N_s	2500	Vueltas	Espiras del núcleo secundario (Relación de transformación)
T_s	17,719	s	Constante de tiempo primaria especificada
R_s	15,2	Ω	Resistencia del sistema secundario
t'_{al}	20	ms	Tiempo libre de saturación en la primera falla
t'	0,1	s	Duración de la primera falla
t_{fr}	0,2	s	Tiempo de repetición de falla
t''_{al}	6	ms	Tiempo límite libre de saturación en la segunda falla
γ_m	90	Deg	Ángulo de inserción de la falla

Función de protección: Diferencial de barras (87B)

En la Fig. 9 se puede observar que el CT no llega a saturarse en ningún momento con la corriente de falla (6,3 kA), ya que la curva azul siempre está por encima de la curva naranja que delimita el flujo mínimo necesario para detectar la corriente de falla y que la protección 87B actúe. En la misma figura, es posible ver cómo ve la corriente el CT en el lado secundario, se puede ver que la corriente ideal es igual a la real, esto debido a que, al no saturarse, el CT opera de forma correcta.

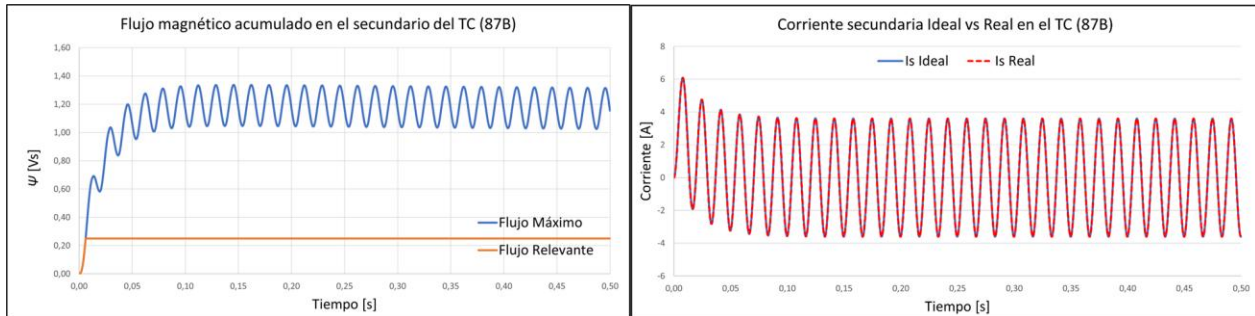


Fig. 9. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 87B.

En la Fig. 10 se presenta el flujo y corriente secundaria ideal, generada por la corriente de diseño de la subestación, la cuál es de 40 kA. En ambas gráficas se puede observar que el CT sufre saturación, sin embargo, el tiempo libre de saturación es suficiente para que la protección actúe antes de presentarse la saturación. Por lo tanto, se puede concluir que el CT permite representar adecuadamente la falla para que actúe la protección.

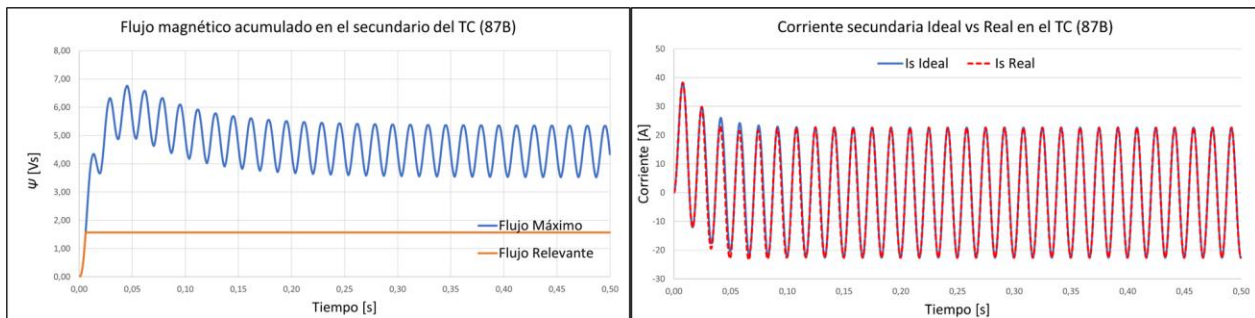


Fig. 10. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 87B CO (40 kA).

El análisis de recierre de tipo COCO se realiza de manera análoga, verificando su cumplimiento frente a la corriente de falla y la corriente de diseño de la subestación. En la Fig. 11 se puede ver el flujo enlazado y corriente en el secundario en el CT considerado ante la corriente de falla.

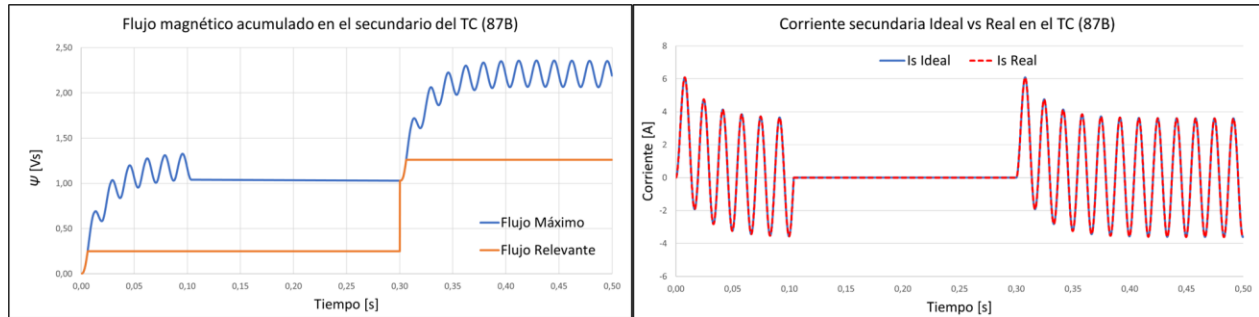


Fig. 11. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 87B COCO.

Se puede ver que el CT no se satura en ningún momento ante los dos instantes de cierre de los CT. Ahora se procederá a verificar el cumplimiento del recierre COCO con la corriente de diseño de la subestación (40 kA). La Fig. 12 muestra el comportamiento del flujo ante recierre COCO, se puede apreciar que la saturación afectó la corriente en el secundario después del segundo cierre del CT.

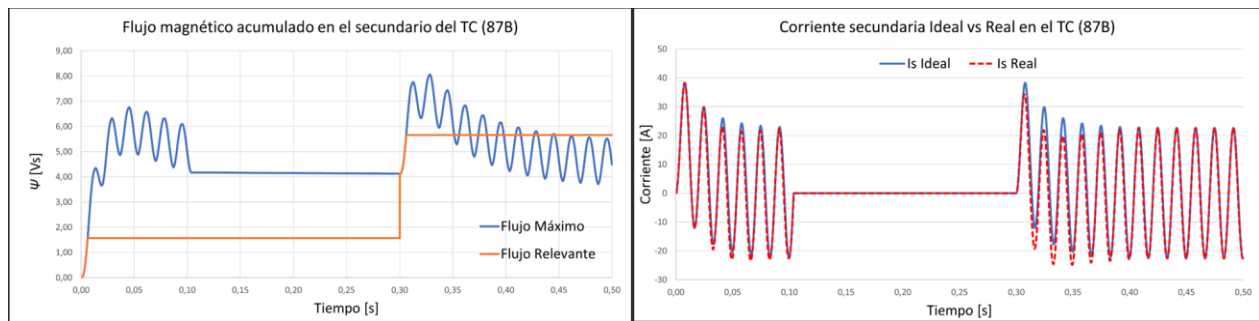


Fig. 12. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 87B COCO (40 kA).

A partir de las simulaciones realizadas se calcularon los factores de dimensionamiento transitorio para todos los casos, obteniendo los resultados de la Tabla XIV. De los resultados obtenidos, con las características propuestas y el tap primario de 2,5 kA, se puede concluir que el TC reproduce correctamente la corriente de falla durante el tiempo libre de saturación exigido por la protección 87B utilizada durante los ciclos de recierre para la corriente de falla y corriente de diseño.

Tabla XIV
Factor de dimensionamiento transitorio (K_{td}) 87B

Característica	Valor	Unidades
CO	6,37 kA	1,72
	40 kA	1,72
COCO	6,37 kA	8,68
	40 kA	8,72

Este mismo procedimiento se realizó para cada una de las demás protecciones asociadas a cada CT del proyecto.

Función de protección: Diferencial de línea (87L)

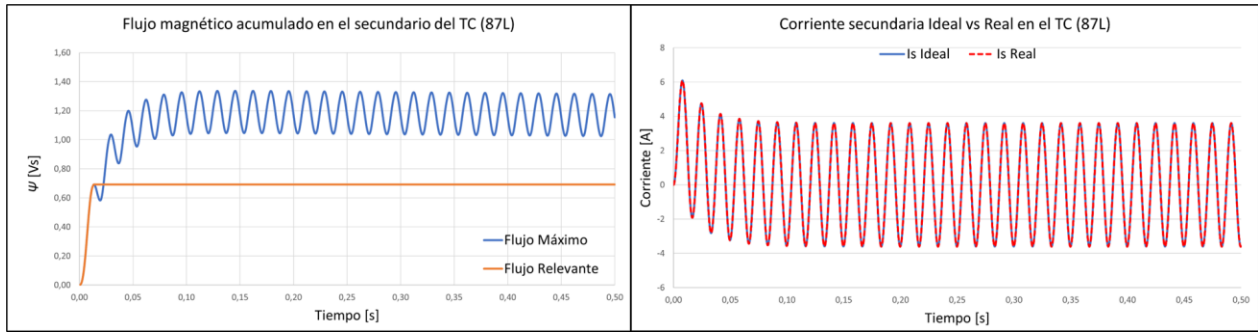


Fig. 13. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 87L CO.

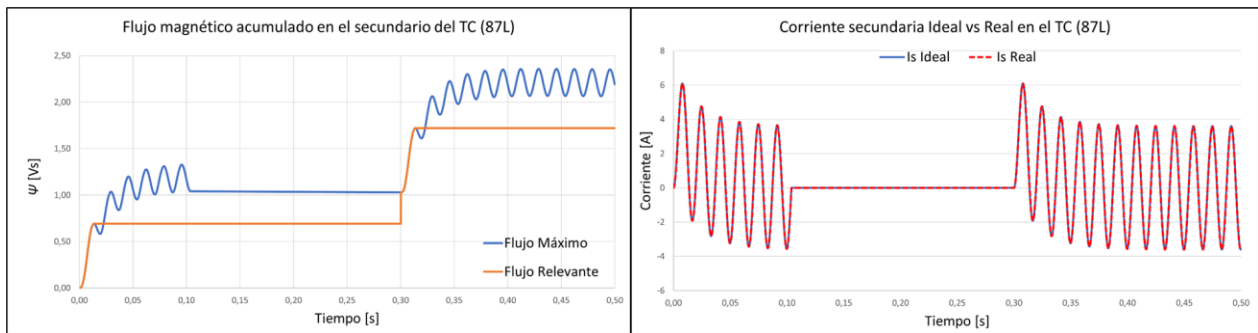


Fig. 14. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 87L COCO.

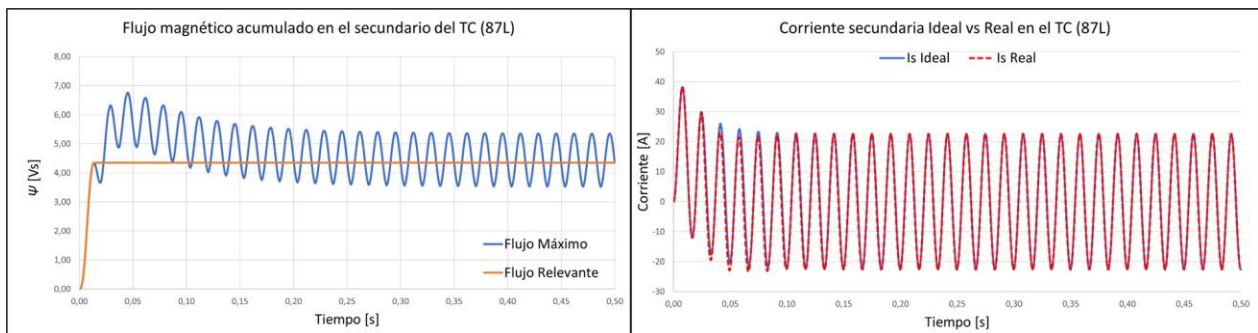


Fig. 15. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 87L CO (40 kA).

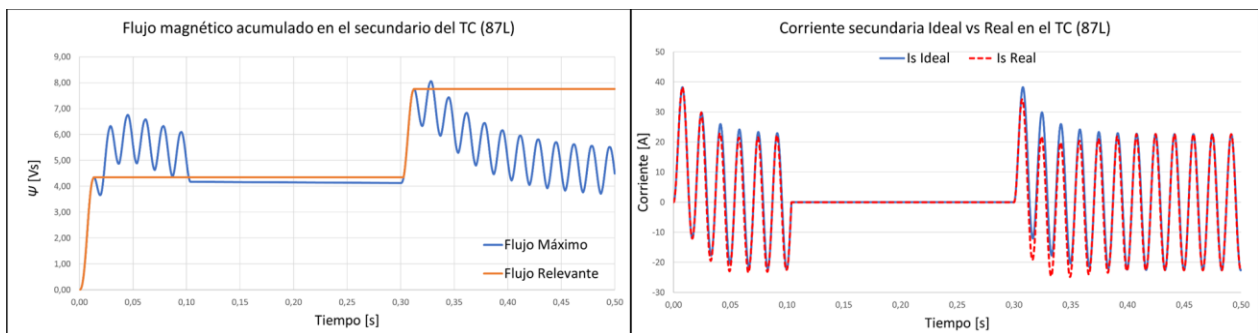


Fig. 16. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 87L COCO (40 kA).

Los resultados obtenidos (ver Figuras 11, 12, 13 y 14) para la protección 87L tiene un tiempo de operación más largo, de 20 ms, lo cual hace que el CT se sature fácilmente. En el caso del cierre CO, el CT cumple para ambas corrientes consideradas. Sin embargo, al considerar los cierres COCO, se observa saturación considerando la corriente de diseño de la subestación. Se procede a iterar para conocer el valor límite de corriente libre de saturación del núcleo del CT. El valor obtenido como límite libre de saturación fueron 18 kA. Dicho resultado se muestra en la Fig. 17.

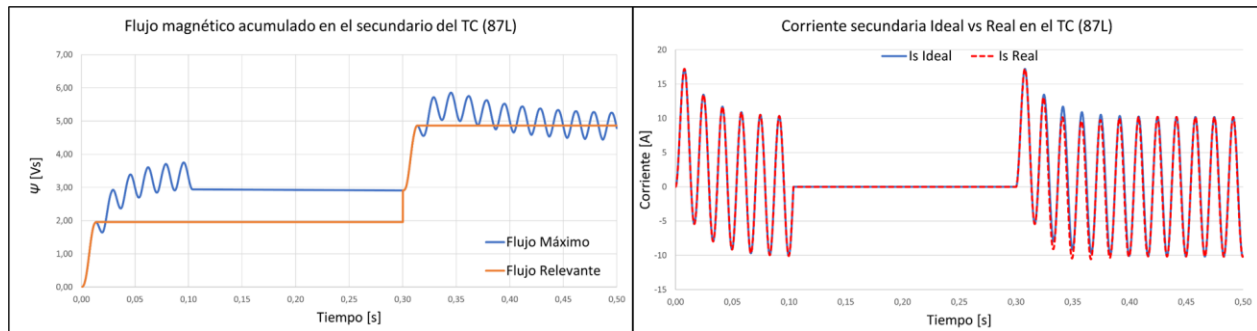


Fig. 17. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 87L COCO (18 kA).

En la Tabla XV se presentan los factores de dimensionamiento transitorio necesarios para los CT's con núcleos de protección conectados a funciones de protección 87L.

Tabla XV
Factor de dimensionamiento transitorio (K_{td}) 87L

Característica	Valor	Unidades
CO	6,37 kA	4,76
	40 kA	4,76
COCO	6,37 kA	11,84
	18 kA	11,84

Función de protección: Protección de distancia (21)

Ahora se procede a evaluar la función de protección 21 en la zona 1 y 2 de la subestación, la cual cuenta con una corriente de falla distinta y un tiempo de funcionamiento del CT distinto, 20 y 30 ms respectivamente. Para la zona 1 se considera una corriente de falla de 2,6 kA.

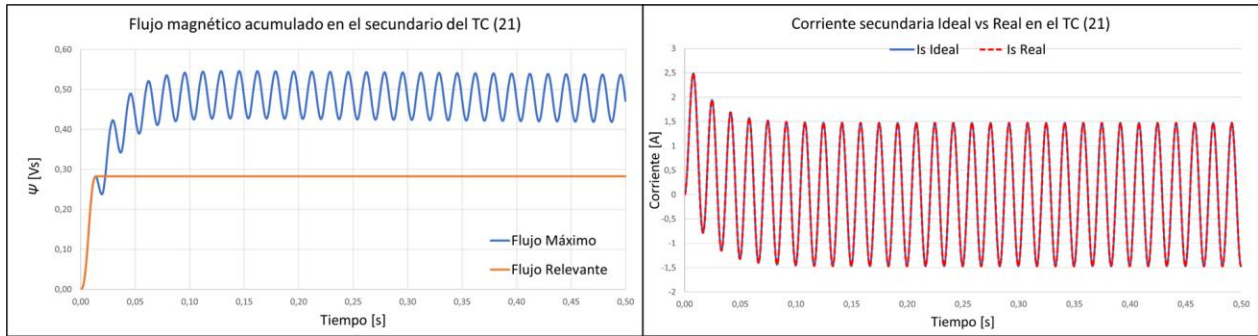


Fig. 18. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z1 CO (2,6 kA).

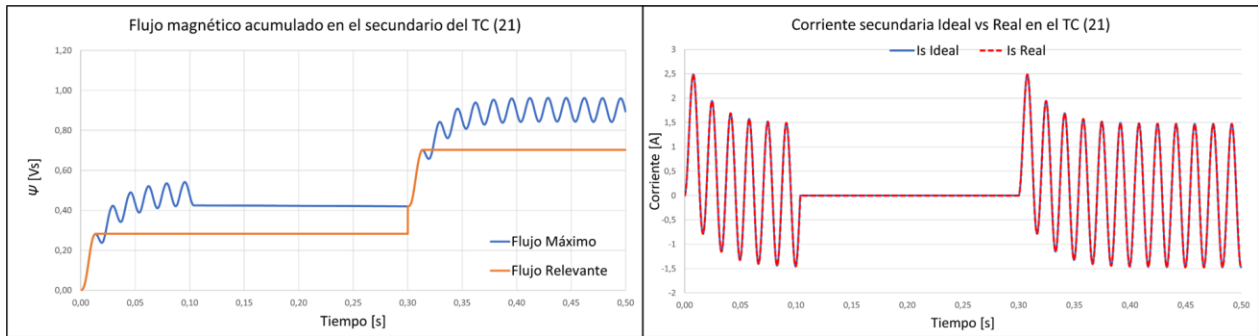


Fig. 19. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z1 COCO (2,6 kA).

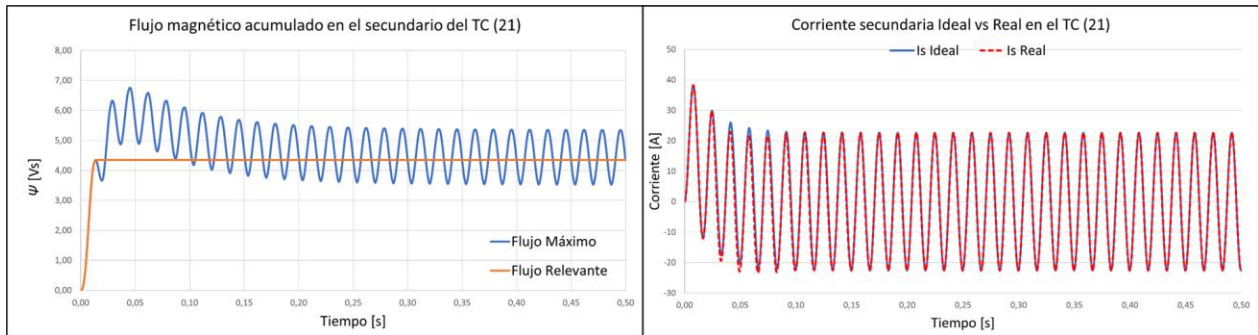


Fig. 20. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z1 CO (40 kA).

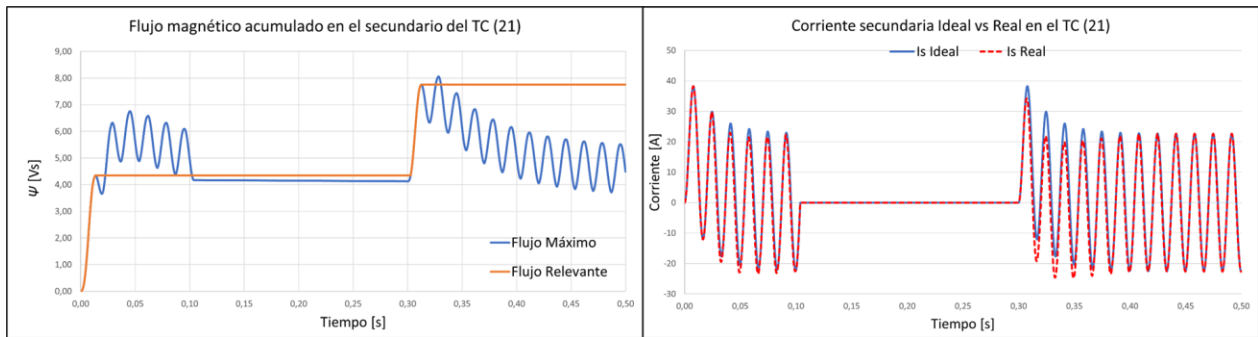


Fig. 21. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z1 COCO (40 kA).

Los resultados anteriores (ver figuras 16, 17, 18, y 19) son muy similares al de la función de protección 87L, ya que poseen el mismo tiempo necesario libre de saturación. En el caso de COCO mostrado en la Fig. 21 se aprecia saturación para la corriente de 40 kA. Iterando se encontró que nuevamente la corriente límite libre de saturación es de 18 kA. La Tabla XVI muestra los resultados de dimensionamiento transitorio para los casos evaluados previamente.

Tabla XVI
Factor de dimensionamiento transitorio (K_{td}) 21Z1

Característica	Valor	Unidades
CO	2,6 kA	4,76
	40 kA	4,76
COCO	2,6 kA	11,84
	18 kA	11,84

Para la zona 2 se utiliza la corriente de falla 6,3 kA y un tiempo necesario libre de falla de 30 ms. A continuación, se muestran los resultados obtenidos para este caso

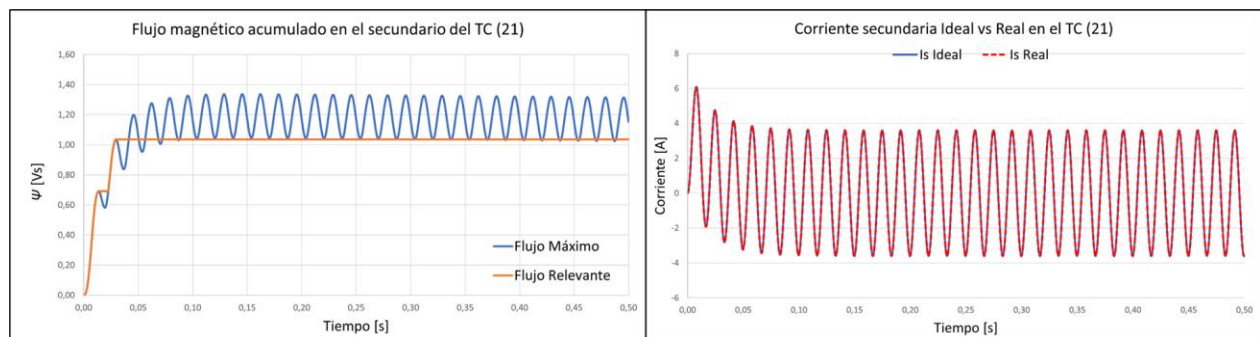


Fig. 22. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z2 CO (6,3 kA).

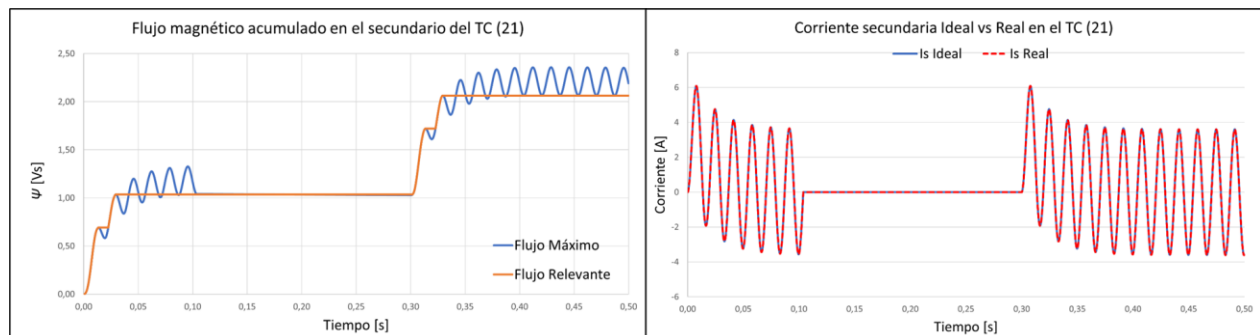


Fig. 23. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z2 COCO (6,3 kA).

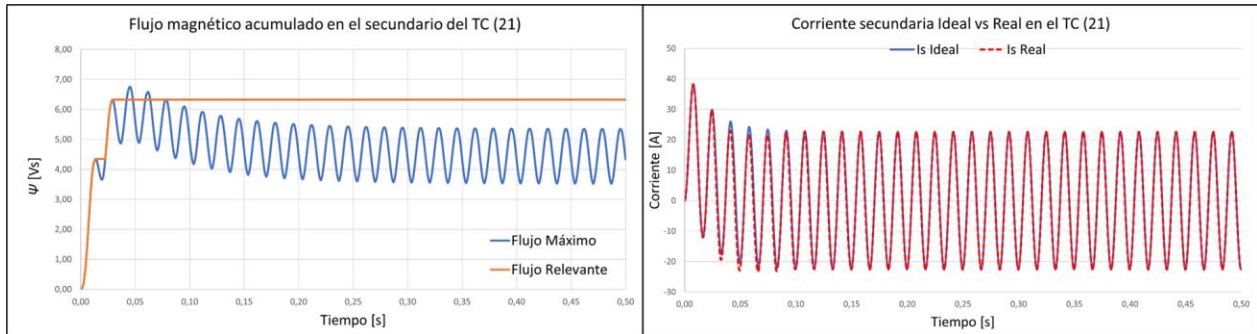


Fig. 24. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z2 CO (40 kA).

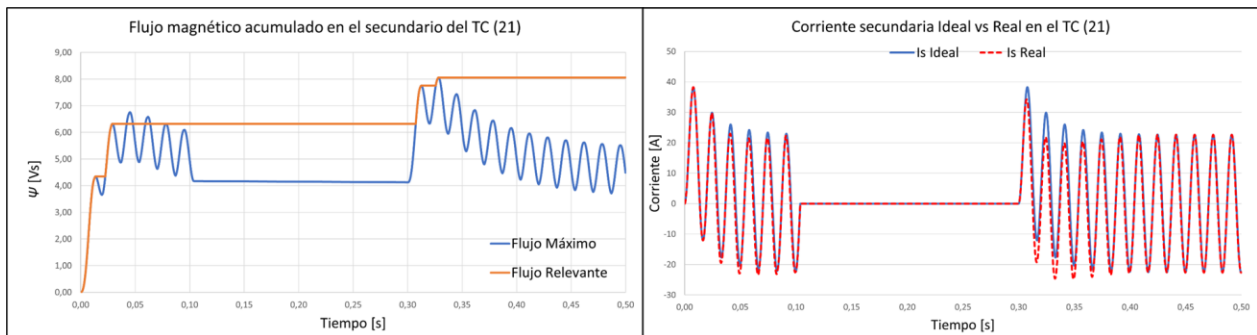


Fig. 25. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z2 COCO (40 kA).

Los resultados obtenidos (ver figuras 20, 21, 22 y 23) muestran un mal desempeño del CT para ambos tipos de recierres con la corriente máxima de diseño de 40 kA. Iterando se encontró que para un ciclo CO, la corriente límite de saturación para el núcleo del CT es de 31 kA. Mientras que para un ciclo de recierre COCO se requiere un corriente mayor de 15 kA para observar saturación en el núcleo. La evidencia de este resultado puede apreciarse en las figuras 24 y 25 respectivamente.

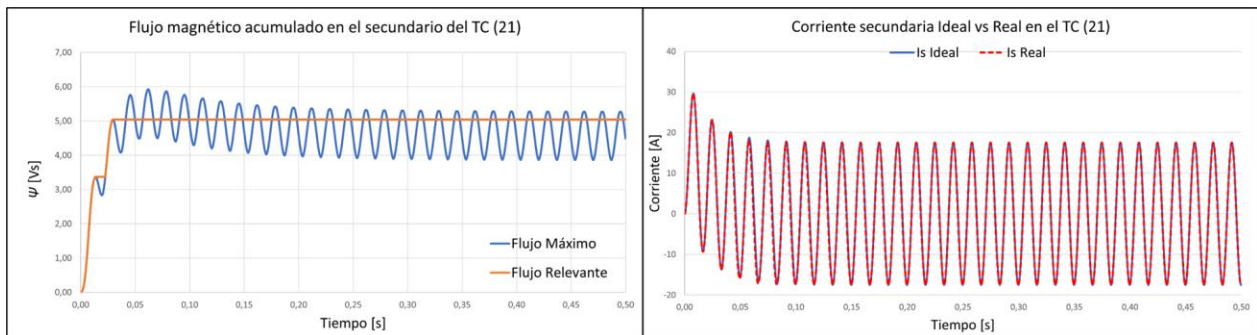


Fig. 26. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z2 CO (40 kA).

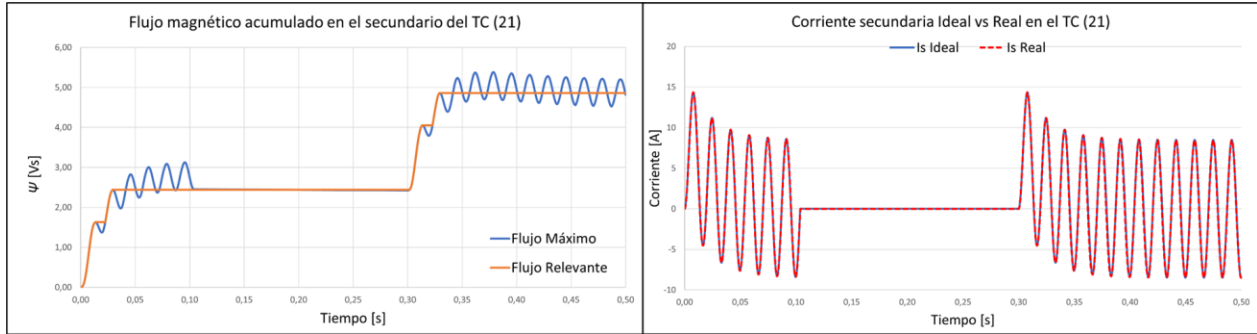


Fig. 27. Acumulación de flujo enlazado y comparación de corriente ideal y real en el secundario del CT, 21Z2 COCO (40 kA).

La circulación de corriente de cortocircuito debe ser menor o igual a 31 kA y 15 kA para los ciclos CO y COCO respectivamente. Los factores de dimensionamiento transitorios resultantes de las simulaciones son los siguientes:

Tabla XVII
Factor de dimensionamiento transitorio (K_{td}) 21Z2

Característica	Valor	Unidades
CO	6,3 kA	7,13
	31 kA	7,13
COCO	6,3 kA	14,20
	15 kA	14,20

Resultados de los otros CT de la subestación

Para los otros CT's de la subestación de 220 kV se realizó el mismo análisis, del cual se obtuvieron los siguientes resultados presentados en la Tabla XVIII.

Tabla XVIII
Factor de dimensionamiento transitorio (K_{td}) para los demás CT's de los diámetros de la subestación

CT	Función	Característica	Valor	Unidades
CT01-1 CT01-2	87L	CO	6,3 kA	4,76
			40 kA	4,76
		COCO	6,3 kA	11,84
			18 kA	11,84
	21*	CO	6,3 kA	7,13
		COCO	6,3 kA	14,20
CT21-1 CT21-2	51	CO	6,3 kA	1,72
			40 kA	1,72
		COCO	6,3 kA	8,68
			25 kA	8,72
	87B	CO	5,85 kA	1,72
		COCO	6,3 kA	8,68

			25 kA	8,72
	51	CO	5,85 kA	1,72
			40 kA	1,72
		COCO	6,3 kA	8,68
			25 kA	8,72
	87B	CO	4,5 kA	1,72
			40 kA	1,72
		COCO	4,5 kA	6,80
			40 kA	4,53
CT12-1	87L	CO	4,5 kA	4,73
CT12-2			40 kA	4,73
		COCO	4,5 kA	9,87
			22 kA	9,87
	21*	CO	4,4 kA	7,02
			31,3 kA	7,02
		COCO	4,4 kA	12,06
			18,2 kA	12,06
	87L	CO	5,2 kA	4,73
			40 kA	4,73
		COCO	5,2 kA	9,87
			22,2 kA	9,87
CT02-1	21*	CO	5,1 kA	7,02
CT02-2			31,2 kA	7,02
		COCO	5,1 kA	12,06
			18,2kA	12,06
	51	CO	5,1 kA	1,72
			40 kA	1,72
		COCO	5,1 kA	6,80
			40 kA	4,53
	87B	CO	4,8 kA	1,72
			40 kA	1,72
		COCO	4,8 kA	6,80
			40 kA	4,53
CT21-1	51	CO	4,8 kA	1,72
CT21-2			40 kA	1,72
		COCO	4,8 kA	6,80
			40 kA	4,53

Nota: *Para los relés de protección con ANSI 21, se consideró únicamente el factor de dimensionamiento correspondiente a la zona 2, debido a que es el caso más conservador.

II. Núcleos de medición

A continuación, se presentan los resultados de la evaluación para los núcleos de medición de acuerdo con la metodología indicada en la Sección “Características normalizadas para los CT's de medición”. Se procede a mostrar únicamente los núcleos de medición de cada CT de cada diámetro. En los resultados se procede a evaluar el burden conectado, la relación de transformación, el factor de seguridad (fs), la cargabilidad y la verificación de cumplimiento. En la Tabla XIX se presentan las características y verificación de los núcleos de medición de los CT's considerados.

Tabla XIX
Evaluación de requerimientos de cargabilidad de los núcleos de medidas — diam. I

CT	Función	Burden cable	Corriente primaria asignada	Corriente secundaria asignada	Factor de seguridad	Burden nominal	Carga	Verificación
		[Ω]	[A]	[A]	%	[VA]	%	
CT11-1	PMU	0,583	625	1	5	2,5	28	Cumple
CT01-1	PMU	0,583	625	1	5	2,5	28	Cumple
CT21-1	PMU	0,581	625	1	5	2,5	28	Cumple

Tabla XX
Evaluación de requerimientos de cargabilidad de los núcleos de medidas — diam. II

CT	Función	Burden cable	Corriente primaria asignada	Corriente secundaria asignada	Factor de seguridad	Burden nominal	Carga	Verificación
		[Ω]	[A]	[A]	%	[VA]	%	
CT12-1	PMU	0,583	625	1	5	2,5	28	Cumple
CT02-1	PMU	0,583	625	1	5	2,5	28	Cumple
CT22-1	PMU	0,581	625	1	5	2,5	28	Cumple

La subestación estudiada, al ser una subestación GIS digital de 220 kV, posee una longitud de conductores entre los TC y los equipos de protección reducida, esto debido a poder ubicar los dispositivos de medición cerca de los CT's. Originalmente la longitud del conductor planeado no cumplía con el porcentaje de cargabilidad necesario para los CT's de medición. Por lo que se consideró una longitud de 14 m y un calibre de 20 AWG debido a la posibilidad de acercamiento y dimensionamiento del conductor. Dicho calibre se calculó teniendo en cuenta la corriente de soportabilidad necesaria por la relación de transformación de los CT's. Otra alternativa al alargamiento del conductor es implementar resistencias en los equipos de medida sin modificar la distancia ni el conductor planteado originalmente.

Los CT's de medición deben mantener un nivel de exactitud elevado con el fin de garantizar una correcta medida para cualquier fin. Los CT's deben soportar la corriente nominal que circulará a través de él en un escenario futuro. Mediante DIGSILENT se planteó un escenario futuro a 2033 con el crecimiento de carga y generación pronosticado para conocer la corriente que debe soportar el CT. Con esta información es posible calcular los taps necesarios para que el CT opere de forma adecuada en los escenarios propuestos, garantizando el error especificado por la clase de exactitud indicada en la Tabla II. En la Tabla XXI se muestra la corriente obtenida de la base de datos junto con el tap necesario para que la cargabilidad se ajuste al rango necesario para la clase de exactitud 0,2s de los CT's.

Tabla XXI
Evaluación de requerimientos de exactitud de los núcleos de medida en los diam. I y II

CT	Núcleo	Tap primario	Corriente mínima	Corriente máxima	Carga mínima	Carga máxima	Verificación
		[A]	[A]	[A]	%	%	
CT11-1	N1	200	37	153	19	77	Cumple
CT01-1	N1	100	48	80	48	80	Cumple
CT21-1	N1	100	18	76	18	76	Cumple
CT12-1	N1	200	37	153	19	77	Cumple
CT02-1	N1	100	17	122	17	122	Cumple
CT22-1	N1	100	18	76	18	76	Cumple

En la Tabla XXI se puede apreciar que en algunos casos la corriente nominal por el CT no está en el rango definido para establecer la exactitud, sin embargo, su error es muy bajo comparado con el costo asociado a la construcción de un CT específico que soporte estos niveles de corriente, por lo que se decidió que este error era aceptable por su mínima diferencia de exactitud.

VI. CONCLUSIONES

En el presente informe se determinan las especificaciones eléctricas requeridas para los CT's de la nueva subestación de 220 kV. Los resultados obtenidos aseguran que los equipos cumplen con las normativas IEC 61869-1 [4], IEC 61869-2 [3], IEC TR 61869-100:2017 [6], IEC 60255-121 [9] y el artículo 981 del Código de Redes (CNO) [7].

Para los núcleos de protección, se verificó que no se presenta saturación ante las máximas corrientes de cortocircuito previstas en el horizonte 2028–2035. Asimismo, los CT's cumplen con los requisitos establecidos por los fabricantes de los equipos de protección, tanto para cada núcleo como para sus funciones asociadas.

Sin embargo, ante la corriente máxima de diseño de la subestación (40 kA), se identificaron saturaciones en algunas funciones de protección —específicamente en la función 87L y en las zonas 1 y 2 de la función 21—, lo que podría comprometer su correcta operación. Cabe aclarar que este escenario corresponde a una posible ampliación futura de la subestación, con niveles de cortocircuito muy superiores a los actuales, por lo que no representa una restricción para el dimensionamiento de los equipos considerados en este estudio.

En cuanto a los núcleos de medición, dado que se trata de una subestación digital, la instalación de los equipos de medición en proximidad a los CT's permite minimizar significativamente la carga conectada.

VII. RECOMENDACIONES

Considerando las características de la subestación, que corresponde a una subestación digital del tipo GIS, es posible plantear distancias reducidas en los circuitos secundarios de los transformadores de corriente. Esto permite que no se requiera un burden nominal elevado, ya que las impedancias de los conductores son bajas. En este contexto, se recomienda ubicar los equipos de medición a una distancia de 14 metros de los transformadores de corriente, empleando conductores tipo 20 AWG, adecuados para una corriente secundaria nominal de 1 A, con el fin de cumplir el criterio de cargabilidad establecido en el artículo 981 del CNO.

En situaciones donde existan equipos ya instalados y no sea posible modificar la longitud ni el calibre de los conductores, se puede considerar como alternativa la incorporación de una resistencia en paralelo a la carga de los CT. Esta solución permite aumentar el burden sin necesidad de intervenir físicamente los conductores, y al mismo tiempo previene aperturas accidentales del circuito secundario durante labores de mantenimiento.

Cabe señalar que, para los núcleos sin información específica de los equipos de protección, se asumieron características representativas. Por tanto, una vez se definan los proveedores finales de los sistemas de protección, medición y control, será necesario verificar que las especificaciones técnicas seleccionadas garanticen la no saturación de los núcleos de los transformadores de corriente y el cumplimiento de los requisitos de cargabilidad. Los resultados presentados en este informe son válidos únicamente bajo estas condiciones y recomendaciones.

VII. OTRAS LABORES

Durante mi período de prácticas académicas en IM3 Colombia, tuve la invaluable oportunidad de participar activamente en una diversidad de proyectos de alta complejidad técnica, lo que me permitió aplicar y profundizar mis conocimientos en ingeniería eléctrica. Mi rol principal se centró en la realización de estudios transitorios electromagnéticos y de régimen permanente (RMS), áreas fundamentales para la seguridad de los sistemas eléctricos. Los estudios más destacados en los que participé fueron los siguientes:

- **Estudios de coordinación de aislamiento:** Esenciales para determinar los niveles óptimos de aislamiento en equipos y líneas, garantizando la robustez de los sistemas frente a sobretensiones.
- **Estudios de capacidad de barras:** Cruciales para evaluar la capacidad de carga de las barras en subestaciones según su tipo, asegurando un funcionamiento correcto de las subestaciones posterior al ingreso de algún proyecto.
- **Estudios de tensión de recuperación transitoria (TRV) en interruptores:** Indispensables para analizar el comportamiento de los interruptores durante la interrupción de corrientes, verificando su adecuada selección y operación ante cierres monoplares y tripolares.
- **Estudios de sobretensiones por impulsos de tipo rayo:** Vitales para diseñar sistemas de protección contra descargas atmosféricas, minimizando el riesgo de daños en la infraestructura. Este estudio complementa los estudios de coordinación de aislamiento, ya que permite ver correctamente la tensión que soporta y disipa el DPS en la subestación.
- **Estudios de sobretensiones de baja frecuencia:** Importantes para comprender y mitigar los efectos de las sobretensiones a frecuencias industriales, como las dadas por efecto Ferranti, cortocircuitos y rechazos de carga.

Estos análisis fueron desarrollados utilizando herramientas de software especializadas y de reconocido prestigio en la industria, incluyendo ATP-EMTP y DIGSILENT, además de aplicaciones de uso interno desarrolladas por la empresa para tareas específicas.

Asimismo, mi experiencia en IM3 Colombia se extendió a otros proyectos significativos que ampliaron mi visión integral de la ingeniería eléctrica:

-
- **Estudios de capacidad técnica disponible en Chile:** Contribuyendo al análisis de la infraestructura energética y la planificación de proyectos en el país, determinando si un proyecto altera el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.
 - **Estudios de malla de puesta a tierra:** Fundamentales para garantizar la seguridad de las instalaciones eléctricas y la protección del personal en las subestaciones.
 - **Estudios de campos electromagnéticos en líneas de transmisión y subestaciones (tipo AIS y GIS):** Cruciales para evaluar y mitigar el impacto de los campos electromagnéticos en el entorno y en la salud, asegurando los niveles máximos permisibles por las normativas locales.

Adicionalmente a los estudios y trabajos oficiales, participé activamente en el desarrollo de aplicativos internos. Estos fueron diseñados para facilitar la interacción con la API del Coordinador Eléctrico Nacional en Chile, optimizando procesos y la obtención de datos relevantes. También contribuí al desarrollo de herramientas para el estudio de CT's y el análisis de campos electromagnéticos.

La diversidad geográfica de los proyectos en los que colaboré es un aspecto que destacar, ya que los estudios realizados abarcaron diversos países de toda América, con una presencia notable en Chile, Colombia y México. Esta experiencia internacional me proporcionó una perspectiva invaluable sobre las particularidades regulatorias y técnicas de diferentes sistemas eléctricos en la región.

REFERENCIAS

- [1] IEC, *IEC 60044-1:1996 «Instrument transformers - Part 1: Current transformers»*, 1996. Accedido: 28 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/en/publication/12389>
- [2] G. Qi y H. Shaofeng, «Study on Transient Saturation Characteristic of Current Transformer», en *2020 7th International Forum on Electrical Engineering and Automation (IFEAA)*, sep. 2020, pp. 117-120. doi: 10.1109/IFEAA51475.2020.00033.
- [3] IEC, *IEC 61869-2:2012 «Instrument transformers - Part 2: Additional requirements for current transformers»*, 2012. Accedido: 23 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/en/publication/6050>
- [4] IEC, *IEC 61869-1:2023 «Instrument transformers - Part 1: General requirements»*, 2023. Accedido: 23 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/en/publication/34049>
- [5] IEEE, *IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes*, mayo de 2023. doi: 10.1109/IEEESTD.2023.10132388.
- [6] IEC, *IEC TR 61869-100:2017 «Instrument transformers - Part 100: Guidance for application of current transformers in power system protection»*, 2017. Accedido: 23 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/en/publication/6050>
- [7] CNO, *Acuerdo 981 Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico (CNO)*. 2017. Accedido: 12 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-981-por-el-cual-se-aprueba-la-modificacion-del-documento-de-identificacion-de-las>
- [8] UPME, «UPME 05 -2021 Subestación 220 kV y líneas de transmisión asociadas.», UPME. Accedido: 12 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/InformacionInversionistas/Paginas/UPME-05-2021-Subestacion-Pasacaballos-220-kV-lineas-de-transmision-asociadas.aspx>
- [9] IEC, *IEC 60255-121:2014 «Measuring relays and protection equipment - Part 121: Functional requirements for distance protection»*, 2014. Accedido: 12 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/en/publication/1162>
- [10] «SIPROTEC 7SL87 - 4xI 4xV, HW ampliable, disparo rápido monopolar/tripolar». Accedido: 12 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://mall.industry.siemens.com/mall/es/WW/Catalog/Products/10368941>
- [11] «RED670 - Transmission line differential protection | Hitachi Energy». Accedido: 12 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/substation-automation-protection-and-control/products/protection-and-control/relion-product-family/relion-670-series/red670>
- [12] «SIP5_7SA-SD-SL-VK-87_V09.90_Manual_C011-Q_en.pdf - SIPROTEC 5 7SA87, 7SD87, 7SL87... - ID: 109742440 - Industry Support Siemens». Accedido: 12 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://support.industry.siemens.com/cs/document/109742440/siprotec-5-7sa87-7sd87-7sl87-7vk87-lineprot-1-3-pol-manual?dti=0&lc=en-CO>
- [13] «SIP5_7SS85_V09.90_Manual_C019-N_en - SIPROTEC 5 7SS85 Low-Impedance Busbar Pr... - ID: 109742351 - Industry Support Siemens». Accedido: 12 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://support.industry.siemens.com/cs/document/109742351/siprotec-5-7ss85-low-impedance-busbar-protection-manual?dti=0&lc=en-SA>

-
- [14] «REB670 - Busbar protection | Hitachi Energy». Accedido: 12 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/substation-automation-protection-and-control/products/protection-and-control/relion-product-family/relion-670-series/reb670>
- [15] «SIPROTEC 7SJ85 - 4xI 4xV, expandable HW». Accedido: 12 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://mall.industry.siemens.com/mall/en/WW/Catalog/Products/10361183>