



Universidad Autónoma de San Luis Potosí

Facultad de Ingeniería

Centro de Investigación y Estudios de Posgrado

Implementación de Cierre Controlado en Interruptores Monopolares

Asociados a Transformadores de Potencia

Experiencia Profesional

Que para obtener el grado de:

Maestro en Sistemas Eléctricos de Potencia

Presenta:

Angel Morales Sandoval

Asesores:

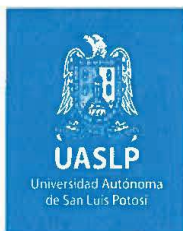
M.I.D.E. Moisés Campeas Balpuesta

Dra. Nancy Visairo Cruz

San Luis Potosí, S. L. P.

Mayo de 2024





14 de diciembre 2023

**ING. ÁNGEL MORALES SANDOVAL
P R E S E N T E**

En atención a su solicitud de Temario, presentada por el **M.I.D.E. Moisés Campeas Balpuesta y Dra. Nancy Visairo Cruz**, Asesor y Coasesora del trabajo de Memorias de Actividad Profesional que desarrollará Usted, con el objeto de obtener el Grado de **Maestro en Sistemas Eléctricos de Potencia**, me es grato comunicarle que en la sesión del H. Consejo Técnico Consultivo celebrada el día 14 de diciembre del presente año, fue aprobado el Temario propuesto:

TEMARIO:

"Implementación de Cierre Controlado en Interruptores Monopolares Asociados a Transformadores de Potencia"

Descripción general del proyecto

- 1.- El transformador de Potencia
 - 2.- Diseño del Esquema de Protección
 - 3.- Etapa de Pruebas
 - 4.- Etapa de Puesta en Servicio
 - 5.- Conclusiones
- Bibliografía.

"MODOS ET CUNCTARUM RERUM MENSURAS AUDEBO"

A T E N T A M E N T E

DR. EMILIO JORGE GONZÁLEZ GALVÁN

DIRECTOR

**SAN LUIS POTOSÍ
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN**

www.uaslp.mx

Copia. Archivo
*etn.

Av. Manuel Nava 8
Zona Universitaria • CP 78290
San Luis Potosí, S.L.P.
tel. (444) 826 2330 al 39
fax (444) 826 2336

"UASLP, más de un siglo educando con autonomía"



UASLP
Universidad Autónoma
de San Luis Potosí



FACULTAD DE
INGENIERÍA



CENTRO DE
**INVESTIGACIÓN
Y ESTUDIOS
DE POSGRADO**

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE SAN LUIS POTOSÍ

FACULTAD DE INGENIERÍA

Área de Investigación y Estudios de Posgrado

Aclaración

El presente trabajo que lleva por título:

Implementación de Cierre Controlado en Interruptores Monopolares asociados a
Transformadores de Potencia

se realizó en el periodo enero de 2020 a diciembre de 2023 bajo la dirección del M.C. Moisés Campeas Balpuesta.

Originalidad

Por este medio aseguro que he realizado este documento de trabajo terminal para fines académicos sin ayuda indebida de terceros y sin utilizar otros medios más que los indicados.

Las referencias e información tomadas directa o indirectamente de otras fuentes se han definido en el texto como tales y se ha dado el debido crédito a las mismas.

El autor exime a la UASLP de las opiniones vertidas en este documento y asume la responsabilidad total del mismo.

Este documento no ha sido sometido como trabajo terminal a ninguna otra institución nacional o internacional en forma parcial o total.

Se autoriza a la UASLP para que divulgue este documento de trabajo terminal para fines académicos.

Nombre y Firma del autor

Angel Morales Sandoval

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mi esposa e hijos que siempre me han dado el apoyo y el tiempo necesario para poder realizar y finalizar este importante proyecto. Gracias por ser ese motor que me empuja a ser mejor todos los días.

También quiero agradecer a mis Padres y Hermanos que nunca han dejado de apoyarme y creer en mí a lo largo de mi vida personal y profesional.

Un agradecimiento especial a mis amigos y compañeros de trabajo de la empresa SEL-México, por compartir sus conocimientos técnicos y experiencia, asimismo, a la empresa SEL-México por fomentar un ambiente de superación personal y profesional para todos sus empleados, y por darme las herramientas necesarias para desarrollar esta maestría en conjunto con la UASLP.

Por último, quiero agradecer a todos los profesores de este postgrado, por su esfuerzo, dedicación y paciencia. Gracias por sus enseñanzas y por todos los conocimientos que me ofrecieron en esta maestría.

RESUMEN

El presente proyecto describe la implementación de un esquema de cierre controlado implementado por la compañía SEL-México (Schweitzer Engineering Laboratories S.A. de C.V.) en el año 2020 para una industria minera ubicada en el norte del país. Esta implementación tuvo como objetivo reducir la corriente de Inrush en transformadores de potencia de 230 kV/34.5 kV y mitigar los efectos transitorios que la energización de estos elementos provocaba en el sistema eléctrico de la subestación.

Un esquema de cierre controlado consiste en el envío de comandos de cierre coordinados sobre cada uno de los polos de un interruptor de potencia monopolar. El presente documento describe el proceso de diseño de ingeniería de PCyM (Protección Control y Medición), pruebas e implementación en sitio del cierre controlado. Se expone la forma en la que se aplican las funciones de control del relevador microprocesado SEL-352 para lograr el objetivo de cierre controlado.

También se discuten los resultados y conclusiones obtenidos durante la puesta en servicio. Se toma un evento generado en sitio y se describe un análisis general con algunas observaciones y recomendaciones que pretenden mejorar los resultados mostrados en este documento.

Al final se presentan las conclusiones obtenidas en este documento, tratando de ampliar más a detalle el esquema de cierre controlado implementado en la subestación y los resultados más importantes después de la implementación en campo.

CONTENIDO

CONTENIDO.....	I
ÍNDICE DE FIGURAS	II
ÍNDICE DE TABLAS	III
ÍNDICE DE ABREVIATURAS.....	IV
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO	5
CAPÍTULO 1. EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	7
1.1-Modelo del transformador de potencia.....	7
1.2-Corriente de energización en transformadores de potencia (Inrush).....	9
1.3-Interruptor de potencia	11
1.4-Principio y beneficio del cierre controlado	15
1.5-Técnicas alternativas de maniobras controlas en transformadores de potencia.	16
CAPÍTULO 2. DISEÑO DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN	19
2.1-Desarrollo de ingeniería en esquemas de protección existentes.....	19
2.2-Primera etapa: Diseño de ingeniería de PCyM.....	19
2.3-Segunda etapa de diseño: Actualización de ingeniería de interruptor de potencia.	33
2.4-Relevador SEL-352.....	37
2.5-Lógicas de cierre controlado del relevador SEL-352.....	39
CAPÍTULO 3. ETAPA DE PRUEBAS	45
3.1-Simulación de maniobras de cierre en software especializado en transitorios.....	45
3.2-Simulación de maniobras de cierre no controlado	46
3.3-Simulación de maniobras de cierre controlado	48
3.4-Análisis de resultados en simulación.....	50
CAPÍTULO 4. ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO	51
4.1- Transformador TR1 resultados de la implementación de cierre controlado	51
4.2-Energización en vacío sin cierre controlado y con cierre controlado del TR1	53
4.3-Transformador TR3 resultados de la implementación de cierre controlado	55
4.4-Energización en vacío sin cierre controlado y con cierre controlado del TR3	57
4.5-Analisis independiente de evento de cierre controlado	59
4.6-Análisis de resultados.....	60
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES.....	63
BIBLIOGRAFÍA.....	65

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.- Transformador ideal.	8
Figura 1.2.- Símbolos del transformador ideal.	8
Figura 1.3.- Corriente de Inrush presente en la energización de un transformador.	11
Figura 1.4.- Interruptor de potencia de tanque muerto.	12
Figura 1.5.- Interruptor de potencia de tanque vivo.	13
Figura 2.1.- Layout original, layout propuesto y layout final del tablero de PCyM.	21
Figura 2.2.- Diagrama unifilar simplificado de subestación Eléctrica.	22
Figura 2.3.- Bahía TR1 de la ubestación eléctrica.	23
Figura 2.4.- Circuito de corrientes existente en la sección de PCyM.	24
Figura 2.5.- Circuito de corrientes modificado en la sección de PCyM.	25
Figura 2.6.- Circuito de potenciales existente en la sección de PCyM.	26
Figura 2.7.- Circuito de potenciales modificado en la sección de PCyM.	27
Figura 2.8.- Circuito de cierre existente en la sección de PCyM.	28
Figura 2.9.- Circuito de cierre modificado en la sección de PCyM.	29
Figura 2.10.- Circuito de disparo existente en la sección de PCyM.	30
Figura 2.11.- Circuito de disparo modificado en la sección de PCyM.	31
Figura 2.12.- Circuito de alimentación de SEL-352 agregado en la sección de PCyM.	32
Figura 2.13.- Diagrama de circuito de control de cierre de interruptor de potencia.	34
Figura 2.14.- Circuito de disparo.	35
Figura 2.15.- Circuito de disparo de Interruptor de potencia existente.	36
Figura 2.16.- Circuito de disparo 2 de Interruptor de potencia existente.	37
Figura 2.17.- Relevador SEL-352.	38
Figura 2.18.- Funciones del relevador SEL-352.	38
Figura 2.19.- Lógica en devanado X.	40
Figura 2.20.- Lógica de cierre controlado según el punto de onda, fase A.	41
Figura 2.21.- Lógica de cierre controlado de la fase A.	41
Figura 3.1.- Diagrama de simulación propuesto para PSCAD.	46
Figura 3.2.- Simulación de cierre no controlado en PSCAD.	47
Figura 3.3.- Corriente de Inrush con cierre no controlado en PSCAD.	47
Figura 3.4.- Valor pico de tensión línea-línea V_{AB} en simulación de cierre no controlado.	48
Figura 3.5.- Modelo de simulación de cierre controlado en PSCAD.	49
Figura 3.6.- Resultado de simulación de cierre controlado con PSCAD.	49
Figura 4.1.- Dato de placa de transformador TR1.	52
Figura 4.2.- Cierre controlado 1 con transformador en vacío.	54
Figura 4.3.- Cierre controlado 2 con transformador en vacío.	54
Figura 4.4.- Cierre controlado 3 con transformador en vacío.	55
Figura 4.5.- Dato de placa de transformador TR3.	56
Figura 4.6.- Cierre controlado 1 con transformador en vacío TR3.	58
Figura 4.7.- Cierre controlado 2 con transformador en vacío TR3.	58
Figura 4.8.- Cierre controlado 3 con transformador en vacío TR3.	59
Figura 4.9.- Evento de cierre controlado en vacío TR3 para análisis final.	59

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.-Descripción de secciones de PCyM alcance del proyecto de la subestación.....	19
Tabla 2.-Material necesario para la actualización de secciones de PCyM del proyecto.	20
Tabla 3.-Materiales para actualización de ingeniería de interruptor de potencia.....	33
Tabla 4.-Ajustes propuestos para maniobras controladas en SEL-352.	43
Tabla 5.-Comparación de magnitudes máximas en energizaciones en vacío TR1.....	53
Tabla 6.-Comparación de magnitudes máximas en energizaciones en vacío TR3.....	57

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

Abreviatura	Descripción
SEL	Schweitzer Engineering Laboratories
SE	Subestación Eléctrica
LT	Línea de Transmisión
TC	Transformador de Corriente
TP	Transformador de Potencial
MCI	Módulo de Control de Interruptor
RTN	Red Nacional de Transmisión
PCyM	Protección Control y Medición
PSCAD	<i>Power Systems Computer Aided Design</i> (Diseño asistido por computadora de sistemas de potencia)
ESDE	Extracción por Solventes y Deposición Electrolítica
SF6	Hexafluoruro de Azufre
BESS	<i>Battery Energy storage Systems</i>

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

El presente documento registra el desarrollo e implementación de un esquema de cierre controlado en interruptores monopoles asociados a transformadores de potencia. El proyecto fue desarrollado por la empresa SEL-México para una importante Mina ubicada al norte del país. El proyecto está identificado con el código interno de SEL como MX200044 y fue desarrollado en abril del 2020.

Mi participación en este proyecto consistió en el desarrollo de la ingeniería de protección control y medición (PCyM) con la incorporación del relevador SEL-352. La modificación y/o actualización de ingeniería de PCyM se divide en dos etapas descritas en el Capítulo “ETAPA DE DISEÑO”. La primera etapa consistió en la modificación y actualización de los tableros de PCyM con el relevador SEL-352, la actualización de los circuitos eléctricos en cada tablero de PCyM y la definición de los materiales requeridos. La segunda etapa de ingeniería en la que participé fue en la modificación de la ingeniería de los interruptores asociados a cada uno de los transformadores de potencia. Esta modificación fue necesaria debido a que el mecanismo de actuación existente de los interruptores era tripolar y la implementación del cierre controlado requería un mecanismo de operación monopolar. Se realizó un análisis completo de la ingeniería de estos interruptores de potencia y se validó la factibilidad de la conversión de operación del mecanismo tripolar a monopolar. De la misma manera se realizó la definición de materiales necesarios para esta modificación y/o actualización. Al principio del proyecto se realizaron algunas visitas a las instalaciones de la subestación para recabar y validar la información necesaria, así como la atención a algunas reuniones en sitio y remotas con el cliente final para discutir el desarrollo del proyecto en tiempo y forma.

La Mina recibe energía eléctrica de la Red Nacional de Transmisión (RTN) en un nivel de tensión de 230 kV. Las cargas de la instalación están conectadas a una red de distribución que opera a 34.5 kV. La Subestación hace uso de transformadores de potencia para reducir el nivel de tensión que recibe de la RNT y poder así alimentar su red de distribución. Personal de operación de la instalación detectó que durante las maniobras de energización de estos transformadores se

producían elevadas corrientes de Inrush y distorsiones considerables en el perfil de tensión de la red de distribución.

Con el objetivo de reducir a corto plazo el impacto negativo de las maniobras de energización de transformadores de potencia y bancos de capacitores en la red de distribución de energía eléctrica de la subestación, el cliente solicitó la implementación de esquemas de cierre controlado sobre los interruptores de 230 kV asociados a los transformadores de potencia y a algunos bancos de capacitores.

La conmutación de cierre controlado de los interruptores de alta tensión de corriente alterna está cada vez más disponible para bancos de capacitores, reactores de derivación, transformadores y líneas de transmisión. Al mismo tiempo proporciona muchos beneficios técnicos y económicos.

Los beneficios técnicos que podemos mencionar son: reducción de transitorios en el sistema y en los equipos, calidad de la energía, reducción de daños en los contactos del interruptor, mejora en el rendimiento durante la interrupción de corrientes, disminución en operaciones incorrectas de los relevadores de protección.

Los beneficios económicos que podemos mencionar son: incremento del tiempo de vida de los equipos, reducción del riesgo de fallas en los equipos, reducción del costo de interruptores al 25% aproximadamente al no usar resistencias de preinserción y reducir los eventos de mantenimiento en los equipos, entre otras más.

CAPÍTULO 1. EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador se define como un dispositivo que permite elevar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico mediante la acción de un campo magnético manteniendo constante la potencia que fluye a través de éste. Lo constituyen dos o más bobinas de alambre conductor enrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético común. Uno de los devanados del transformador se conecta a una fuente de energía eléctrica alterna y el segundo suministra energía eléctrica a las cargas. El devanado del transformador que se conecta a la fuente de potencia se llama devanado primario o devanado de entrada, y el devanado que se conecta a la carga se llama devanado secundario o devanado de salida. Si hay un tercer devanado en el transformador, se llama devanado terciario [1].

1.1-Modelo del transformador de potencia

Un transformador cambia de un nivel de tensión alterno a otro nivel de tensión sin afectar la potencia que se suministra. Si un transformador eleva el nivel de tensión en un circuito, debe disminuir la corriente para mantener la potencia que entra en el dispositivo igual a la potencia de salida. De esta manera, a la potencia eléctrica alterna que se genera en un sitio determinado, se eleva la tensión para transmitirla a largas distancias para minimizar las pérdidas y luego se reduce para dejarla nuevamente en el nivel de utilización final.

Debido a que las pérdidas de transmisión en las líneas de un sistema de potencia son proporcionales al cuadrado de la corriente, al elevar con transformadores 10 veces la tensión de transmisión se reduce la corriente en el mismo número de veces y las pérdidas de transmisión se reducen 100 veces. Sin el transformador, simplemente no sería posible utilizar la potencia eléctrica en muchas de las formas en que se utiliza hoy en día [1].

Un transformador ideal es un dispositivo sin pérdidas que tiene un devanado de entrada y un devanado de salida. Las relaciones entre la tensión de entrada y el de salida, y entre la corriente de entrada y la de salida, se describen en dos sencillas ecuaciones. La Figura 1.1 muestra un transformador ideal, asimismo muestra un transformador con N_p vueltas de alambre en su lado primario y N_s vueltas de alambre en su lado secundario. La relación entre la tensión

$V_p(t)$ aplicado al lado primario del transformador y la tensión $V_s(t)$ producido en el lado secundario es:

$$\frac{V_p(t)}{V_s(t)} = \frac{N_p}{N_s} = a \quad (1.1)$$

donde a se define como la relación de transformación del transformador:

$$a = \frac{N_p}{N_s} \quad (1.2)$$

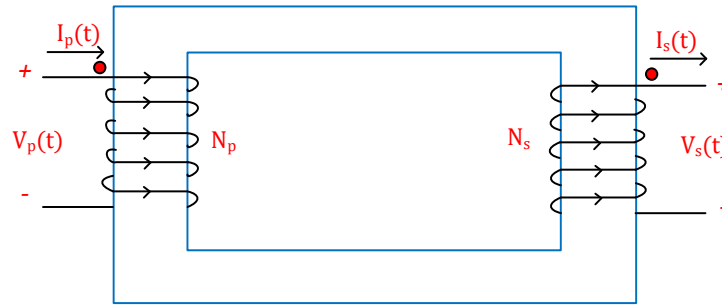


Figura 1.1.-Transformador ideal.

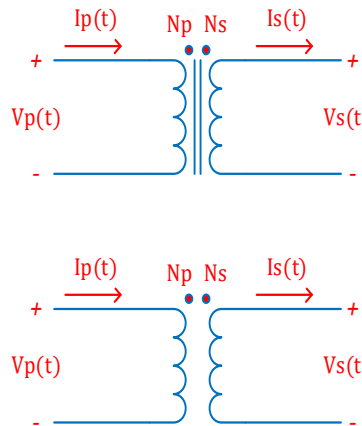


Figura 1.2.-Símbolos del transformador ideal.

La relación entre la corriente $I_p(t)$ que fluye del lado primario del transformador y la corriente $I_s(t)$ que sale del lado secundario del transformador es:

$$N_p i_p(t) = N_s i_s(t) \quad (1.3)$$

$$\frac{I(t)}{I_s(t)} = \frac{1}{a} \quad (1.4)$$

En términos de cantidades fasoriales, esta ecuación da lugar a:

$$\frac{V_p}{V_s} = a \quad (1.5)$$

$$\frac{I_p}{I_s} = \frac{1}{a} \quad (1.6)$$

Nótese que el ángulo de fase de V_p es el mismo que el ángulo de V_s y el ángulo fasorial de I_p es el mismo que el ángulo fasorial de I_s . La relación de vueltas del transformador ideal afecta las magnitudes de las tensiones y corrientes, pero no sus ángulos. Las ecuaciones (1.1) a (1.6) describen las relaciones entre las magnitudes y ángulos de las tensiones y corrientes en los lados primarios y secundarios del transformador [1].

Los puntos que aparecen en un extremo de cada devanado en la Figura 1.2 muestran la polaridad de la tensión y de la corriente en el lado secundario del transformador. La relación es la siguiente:

1. Si la tensión en el lado primario es positiva en el extremo del devanado marcado con punto con respecto al extremo que no tiene marca, entonces la tensión en el lado secundario también es positiva en el extremo marcado con punto. Las polaridades de la tensión son las mismas con respecto a los puntos en cada lado del núcleo [1].
2. Si la corriente primaria del transformador fluye hacia adentro en el extremo marcado con punto del devanado primario, la corriente secundaria fluirá hacia fuera en el extremo marcado con punto del devanado secundario [1].

1.2-Corriente de energización en transformadores de potencia (Inrush)

Como ya se mencionó, existen muchos fenómenos transitorios en el sistema eléctrico que se producen principalmente cuando hay cambio de condiciones, esto es, conexiones y desconexiones de elementos de la red. Si bien es cierto que estos fenómenos son temporales y algunos de muy baja duración, las magnitudes de tensión y corriente pueden cambiar considerablemente. Cuando un transformador es energizado, la corriente puede alcanzar valores de 8 hasta 10 veces la corriente nominal. Esta corriente tiende a disminuir en forma proporcional

a la resistencia serie del devanado del transformador, el tiempo de disminución puede variar de unos pocos ciclos a segundos, a esta corriente se le conoce como corriente de Inrush.

De la misma manera, las corrientes de Inrush en los transformadores inyectan corrientes armónicas a la red, en su mayoría o de manera dominante armónicos de segundo grado, también causan caídas de tensión cuando la impedancia del transformador es más pequeña que la impedancia de la fuente, este segundo fenómeno afecta principalmente a clientes industriales conectados al sistema eléctrico de potencia [1].

La energización de transformadores de potencia en un sistema eléctrico puede causar efectos negativos tales como:

- La acción indebida de la protección diferencial del transformador.
- Caídas de tensión.
- Deterioro del aislamiento y la estructura mecánica de soporte.
- Activar fenómenos de ferresonancia en determinadas condiciones topológicas de la red.
- Desconexión de cargas sensibles a las variaciones transitorias de tensión.

Adicionalmente, al no haber un equipo que limite la corriente de Inrush, la energización de un transformador de potencia puede ocurrir en cualquier punto de la onda de tensión, lo cual podría producir grandes corrientes Inrush. La corriente de Inrush es también dependiente del flujo residual en el transformador en el momento de la energización [1].

Existen técnicas para mitigar los efectos de la energización de los transformadores y de la Inrush en el sistema eléctrico de potencia, la técnica más importante que existe es la de las maniobras controladas del cierre de los interruptores de potencia asociados a los transformadores de potencia, en la actualidad se implementa principalmente a equipos como bancos de capacitores y reactores [1].

En la Figura 1.3 se puede ver un comportamiento general de la corriente de Inrush en un transformador de potencia sin cierre controlado al momento de la energización, donde la corriente I_{a-H} , I_{b-H} e I_{c-H} son las corrientes en el lado de alta del transformador y corresponden a las corrientes de Inrush de las fases a, b y c, respectivamente.

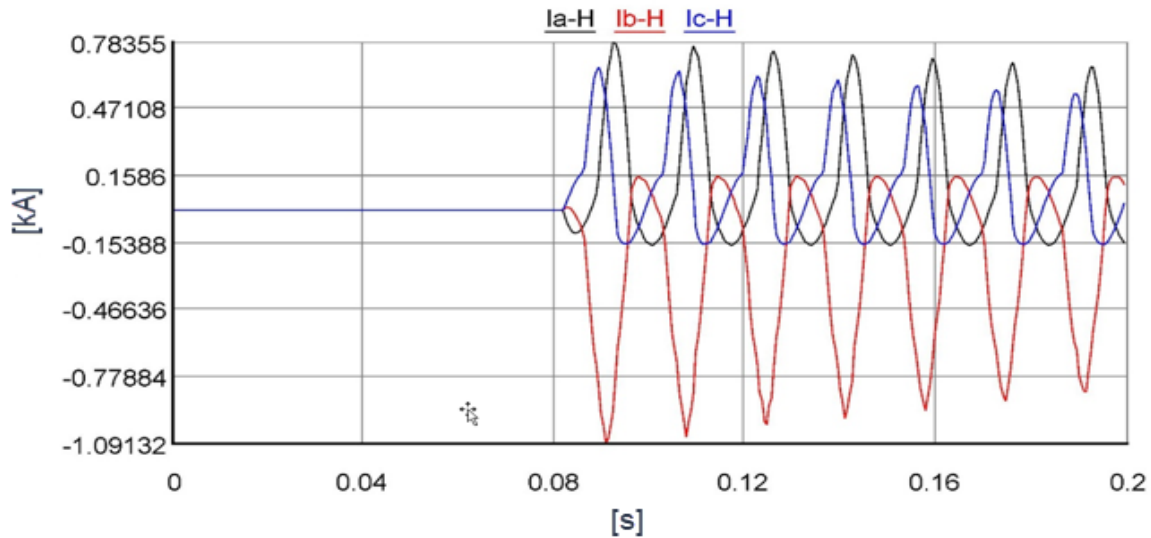


Figura 1.3.-Corriente de Inrush presente en la energización de un transformador.

1.3-Interruptor de potencia

Un interruptor se define como "un dispositivo de conmutación mecánico capaz de transportar y cortar corrientes en condiciones nominales y también transportar y cortar durante un tiempo específico, y adicionalmente, cortar corrientes en condiciones anormales específicas, como un cortocircuito o falla en el sistema" [2].

Los interruptores se clasifican generalmente de acuerdo con el medio de interrupción utilizado para enfriar y extinguir el arco eléctrico permitiendo la interrupción. Existen varias clasificaciones para los interruptores de potencia. Algunas de estas clasificaciones ya han salido del mercado y sólo se pueden encontrar disponibles en algunas instalaciones que ya tienen mucho tiempo de vida. De acuerdo con su medio para extinguir el arco eléctrico los interruptores se clasifican en:

- 1.- Electromagnéticos: se limitan a equipos de distribución más antiguos y, en general, se han reemplazado por gas de vacío o SF6 para aplicaciones de equipos de distribución.
- 2.- Vacío: se utiliza para aplicaciones de interiores y para algunos interruptores exteriores, generalmente de clase de 38 kV e inferiores.
- 3.- Aceite: se utilizaron ampliamente en la industria de servicios públicos en el pasado, pero han sido reemplazados por otras tecnologías de interruptores para instalaciones más nuevas.

4.- SF6: se usa para nuevas instalaciones y la sustitución de interruptores de aceite existentes en favor de interruptores de gas SF6 en muchas instalaciones.

De acuerdo con su construcción se clasifican en dos tipos:

1.-Tanque muerto: son interruptores que constructivamente sus polos A, B y C están montados sobre una cámara o compartimento de accionamiento y control común. Adicionalmente a esta característica, estos interruptores albergan los transformadores de corriente tipo bushing sobre las boquillas de cada fase. Su aplicación principal es para tensiones de 69 kV hasta 400 kV. Se utilizan principalmente para optimizar espacio y costo.



Figura 1.4.-Interruptor de potencia de tanque muerto.

2.-Tanque vivo: son interruptores los cuales sus tres polos A, B y C están separados físicamente uno de otro, y éstos no incluyen los transformadores de corrientes en sus boquillas, sino que tienen que instalarse por separado.



Figura 1.5.-Interruptor de potencia de tanque vivo.

También existe una clasificación adicional para interruptores de potencia, esta clasificación es en referencia a su mecanismo de operación de apertura y cierre:

1.-Interruptores tripolares: tienen como característica propia el cierre y la apertura de sus tres polos de manera simultánea. Esto se asocia a que su mecanismo de apertura y cierre es de un solo motor de accionamiento común para los tres polos.

2.-Interruptores de potencia monopolares: son los interruptores que tienen la capacidad de abrir y cerrar cualquiera de sus polos de manera independiente, a diferencia de su homólogo el interruptor de potencia tripolar que lleva a cabo su accionamiento de cierre y apertura de manera simultánea.

Actualmente los interruptores monopolares tienen su aplicación en sistemas eléctricos de potencia de alta tensión de 230 kV, 400 kV o más. Asimismo, una de las aplicaciones más importantes que podemos mencionar es la función de recierre monopolar en líneas de transmisión. El interruptor monopolar también es indispensable para las maniobras de cierre y apertura controlada en transformadores, bancos de capacitores y reactores [2].

Para la implementación de maniobras controladas como lo es el cierre controlado, se pueden describir las siguientes características ideales de los interruptores de potencia:

- Sin variación en los tiempos de apertura y cierre de sus contactos.

- La capacidad dieléctrica de sus contactos sea infinita durante maniobras de cierre, así como sus contactos no se toquen y por ende no haya tiempo de pre-encendido.
- La probabilidad de reencendido o reignición durante una apertura sea cero.

Sin embargo, los interruptores reales no presentan estas características ideales, lo que lleva a concluir que los tiempos de operación son diferentes y que siempre pueden variar en cada operación y adicionalmente tienen dependencia de las condiciones ambientales [2].

De esta manera se han desarrollado algunas fórmulas para poder definir y calcular el tiempo de operación para acercarse lo más posible a la condición ideal y compensar esta variación en los tiempos de operación para poder desarrollar las maniobras controladas de manera satisfactoria. A continuación, se establece la siguiente fórmula para poder calcular los tiempos de operación de los contactos de un interruptor de potencia:

$$T_{op}=T_{nom}+\Delta T_{pre}+\Delta T_{estad} \quad (2.1)$$

donde:

T_{op} es el tiempo de operación.

T_{nom} es el tiempo principal de operación en condiciones normales.

ΔT_{pre} es la variación del tiempo de operación predecible del interruptor.

ΔT_{estad} es la variación puramente estadística de operación del interruptor.

Lo anterior es una fórmula preestablecida para poder compensar y ajustar los tiempos de operación de los interruptores pues es una parte importante para poder llevar a cabo la maniobra controlada de cierre, existen estudios adicionales que indican que interruptores basados en mecanismos neumáticos o hidráulicos pueden variar sus tiempos de operación 100 horas después de su última operación; sin embargo, los nuevos interruptores con mecanismos basados en resorte y que son lubricados con aceite y grasa para su operación son más estables en cuanto a

esta variación, se puede decir que estos equipos tienen una variación mínima de tiempo de operación a partir de las 1000 horas después de su última operación [2].

Existen muchos controladores eléctricos en el mercado que pueden compensar todos los factores anteriores que afectan los tiempos de operación por la naturaleza física de los interruptores de potencia como sucede en los neumáticos e hidráulicos para lo cual se recomienda utilizar la fórmula (2.1). En referencia al relevador SEL-352 se trabaja con los tiempos de operación reales de los contactos en campo, una vez que se inicia la fase de puesta en servicio, los valores de operación se definen de acuerdo con cada interruptor asociado [2].

1.4-Principio y beneficio del cierre controlado

Se define como conmutación controlada la acción predefinida de cerrar o abrir cada polo de un interruptor en las condiciones deseadas. Lo anterior se deriva de la utilización de interruptores de accionamiento monopolar que permitan controlar el cierre o apertura de cada una de sus fases durante la energización de los transformadores. Dicho de otra manera, este tipo de método no se podría implementar con un interruptor tripolar en el cual, como se indicó anteriormente, cierra de manera simultánea sus tres polos [3].

La energización de un transformador de potencia puede generar una alta amplitud de corriente de irrupción (corriente de Inrush), la cual provoca un estrés en los devanados del transformador que deterioran la vida útil del equipo y que a su vez causan tensiones armónicas temporales, disminuyendo así la calidad del suministro eléctrico y el mal funcionamiento de los equipos interconectados a la red. Es aquí donde la técnica del cierre controlado cobra relevancia [3].

En un circuito puramente inductivo alimentado por corriente alterna, la onda de corriente adelanta a la onda de tensión en 90° grados eléctricos. Partiendo de este principio, la onda de corriente presenta magnitud cero en el instante en el que se tiene el valor pico en la onda de tensión. Por lo anterior, el cierre controlado sobre reactores de potencia en conexión estrella tiene como objetivo el pico de la onda de tensión línea – neutro. Para el caso de transformadores, también se busca el pico de la onda de tensión, sin embargo, para aquellos con conexión delta, el objetivo no es el pico de la tensión línea – neutro, sino de la tensión línea – línea.

Asimismo, se pretende que el cierre controlado implementado en la Mina tenga los siguientes beneficios adicionales a la mitigación de la Inrush:

1. Reducción de transitorias en el sistema y en el equipamiento en general
2. Aumentar la calidad de la energía
3. Reducir el desgaste interno de los contactos de interruptores de potencia
4. Evitar operaciones incorrectas de los relevadores de protección de la subestación

En los siguientes capítulos se abordará de manera detallada el desarrollo y actualización de la ingeniería. De la misma manera se describirán las lógicas de operación del relevador SEL-352 para su implementación en este proyecto.

1.5-Técnicas alternativas de maniobras controladas en transformadores de potencia.

En la actualidad hay estudios y técnicas alternativas de maniobras controladas para la mitigación de la Inrush en transformadores de potencia; no obstante, hay una técnica que se puede mencionar. Esta técnica alternativa es llamada premagnetización del núcleo del transformador [4].

De manera general, esta técnica consiste en inyectar una cantidad de flujo de corriente en el primario del transformador, proceso que le da el nombre de premagnetización del núcleo. Después de configurar los flujos iniciales con esta inyección de corriente, se energiza mediante la conmutación controlada convencional descrita en este documento de memorias de experiencia profesional. Al final, es una técnica que combina la premagnetización del núcleo y de la conmutación controlada de los contactos del interruptor. Esta técnica se simuló en MATLAB con un modelo conformado por una fuente de inyección de corriente de corriente continua y el transformador de potencia [4].

De acuerdo con la información descrita en la bibliografía, esta técnica presenta varios retos y uno de ellos es el cálculo del flujo a inyectar en el transformador para cada tipo de material del núcleo, esto es, el flujo no es el mismo para los diferentes tipos de materiales de los que están contruidos los transformadores. Esto implica un estudio independiente de flujos para cada uno de los materiales existentes [4].

En referencia a aplicaciones de mitigación de Inrush en transformadores instalados en plantas eólicas y solares, podemos mencionar y describir las siguientes técnicas encontradas al día de hoy:

1. Estrategia de energización convencional. Consiste básicamente en conectar todas las turbinas eólicas que integran la instalación al transformador sin carga conmutando al mismo tiempo manteniendo el voltaje nominal del BESS. Esto implicaría que se presente la mayor magnitud de Inrush en los transformadores por un tiempo determinado y con efectos fuertes sobre el BESS [5].
2. Estrategia de energización en secuencia. Esta técnica se refiere a conectar en partes y en secuencia los generadores eólicos asociados a cada transformador de potencia, el estudio hace referencia a 33 generadores eólicos y 3 transformadores de potencia asociados a la barra principal de la subestación, la secuencia es conectar los 11 generadores del transformador A, tiempo después de haberse reflejado la Inrush y disminuido en su totalidad se debe conectar el segundo grupo de 11 generadores eólicos del transformador B y una vez desaparecido el efecto de la Inrush en esta fase, se procede a conectar el último grupo de generadores eólicos al transformador C. Esta técnica refleja una energización con una Inrush menor dado que se está dividiendo en tres partes iguales, a diferencia de la técnica de energización convencional del punto 1 [5].
3. Estrategia de energización con aumento de voltaje desde cero. Básicamente esta técnica menciona que con base en la flexibilidad y respuesta rápida que ofrece el control VSC es posible inyectar voltaje mínimo partiendo de cero a una velocidad constante al momento de energizar los transformadores, lo que evitará la saturación del flujo en el núcleo así disminuyendo en gran medida la corriente de Inrush, ésta es la principal diferencia contra las técnicas descritas en los puntos 1 y 2 en donde se inyecta el valor nominal de voltaje desde el inicio de la energización [5].

4. Combinación de switcheo controlado con acondicionamiento de flujo para eliminar el efecto de la Inrush. Esta técnica describe la capacidad de combinar el tiempo de conmutación tripolar de los interruptores junto con la nivelación del flujo mediante una inyección en el lado secundario del transformador. Lo anterior toma importancia por la implementación de inversores utilizados en las fuentes de energía renovable como lo es eólica, solar y BESS. En estos tipos de energías no se cuenta con interruptores de operación monopolar, lo que minimiza la idea de utilizar la técnica de manobra controlada; sin embargo, el efecto que ejercen los inversores cuando hay una desconexión de la red derivada de un disparo es que el voltaje en el lado secundario donde se localizan dichos inversores cae gradualmente a cero debido al voltaje de retroalimentación que causan los inversores [6].
5. Energización suave del transformador (estimación del tiempo de la rampa). Esta es una técnica muy similar a la descrita en el punto 3; sin embargo, difiere que en esta técnica se pretende calcular el tiempo de la rampa de voltaje mínimo adecuado para la mitigación de la Inrush [7].

Las técnicas alternativas descritas anteriormente son una referencia para mostrar alternativas de maniobras controladas, el presente documento solo considera el cierre controlado considerando el pico de onda de la tensión y el cierre secuencial de los contactos de cierre del interruptor.

CAPÍTULO 2. DISEÑO DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN

2.1-Desarrollo de ingeniería en esquemas de protección existentes

La etapa de diseño de ingeniería para este proyecto se divide en dos etapas, la primera consiste en la adición del relevador SEL-352 en los tableros de PCyM existentes en la instalación de la Mina.

En la segunda etapa de diseño se considera la modificación de los circuitos internos de los interruptores de potencia asociados a los transformadores de potencia, de manera inicial, en el proyecto se detectó que los interruptores de potencia existentes sólo operaban de manera tripolar, dado lo anterior se debe analizar y modificar el diseño eléctrico de control del interruptor para poder realizar operaciones monopolares, y con esto poder implementar el cierre controlado en conjunto con el relevador SEL-352.

2.2-Primera etapa: Diseño de ingeniería de PCyM

Para la primera etapa de diseño, se solicitó el diseño y actualización de la ingeniería de los tableros PCyM existentes en la subestación de la Mina donde se implementó el cierre controlado con el relevador SEL-352. Con esta información se define el material necesario para poder instalar el relevador en el tablero existente para definir por medio de cédulas de cableado los puntos de conexión que se tienen que actualizar y/o modificar para que la implementación del cierre controlado sea completa y exitosa. La ingeniería existente de PCyM que fue proporcionada por el cliente fue la siguiente:

Tabla 1.-Descripción de secciones de PCyM alcance del proyecto de la Mina.

Subestación	Tipo	Equipo	PCyM
ESDE III	Transformador	TR1	+R3 y +R4
ESDE III	Transformador	TR2	+R5 y +R6
Sur	Transformador	TR1	+R5 y +R6
Sur	Transformador	TR3	+R9 y +R10

De la revisión inicial que se realizó a los esquemáticos de PCyM de cada una de las secciones desglosadas en la Tabla 2.1 referente a los transformadores de potencia, se puede concluir que las secciones son muy similares en un 95% aproximadamente del total de sus circuitos eléctricos internos y en la construcción en general por lo que las modificaciones descritas a continuación tratan sólo de una sección en particular considerando que las mismas modificaciones y/o actualizaciones aplican de la misma forma para las otras tres secciones.

La sección de PCyM que se describe en los siguientes párrafos y figuras tiene la identificación como TR1-S.E. ESDE III (+R3, R4). La primera actividad que se realizó fue una propuesta al cliente de la modificación inicial de la parte frontal del tablero de PCyM para obtener la aprobación respectiva y posteriormente proceder a la actualización interna de los circuitos de control y fuerza de la sección. El material que se utilizó en esta modificación se desglosa en la Tabla 2:

Tabla 2.-Material necesario para la actualización de secciones de PCyM del proyecto.

Cantidad	Descripción	Modelo	Marca	Designación
8	SEL-352	035231425H5X4X1	SEL	MCI
9	Block de prueba	K-926-115-BE	ABB	BP
3	Block de prueba	H-06-04-4X2	DAPRE	BP
10	Termomagnéticos	FAZ-B2/2	Eaton	MCBx
10	Termomagnéticos	FAZ-B2/3	Eaton	MCBx
500	Cable de control	THW 12x12-AWG	Condumex	NA
1	Lotes misceláneos	Varios	Varios	NA

En la Figura 2.1 se pueden ver las etapas de modificación de la sección existente de PCyM para el cierre controlado, en la parte de en medio de esta figura se puede apreciar el cambio o actualización propuesto por SEL incluyendo el relevador SEL-352 y accesorios necesarios (enmarcado en rojo) y, por último, en la tercera imagen, tenemos el layout final de la sección actualizada en campo y los cambios que tiene con la implementación del relevador SEL-352.

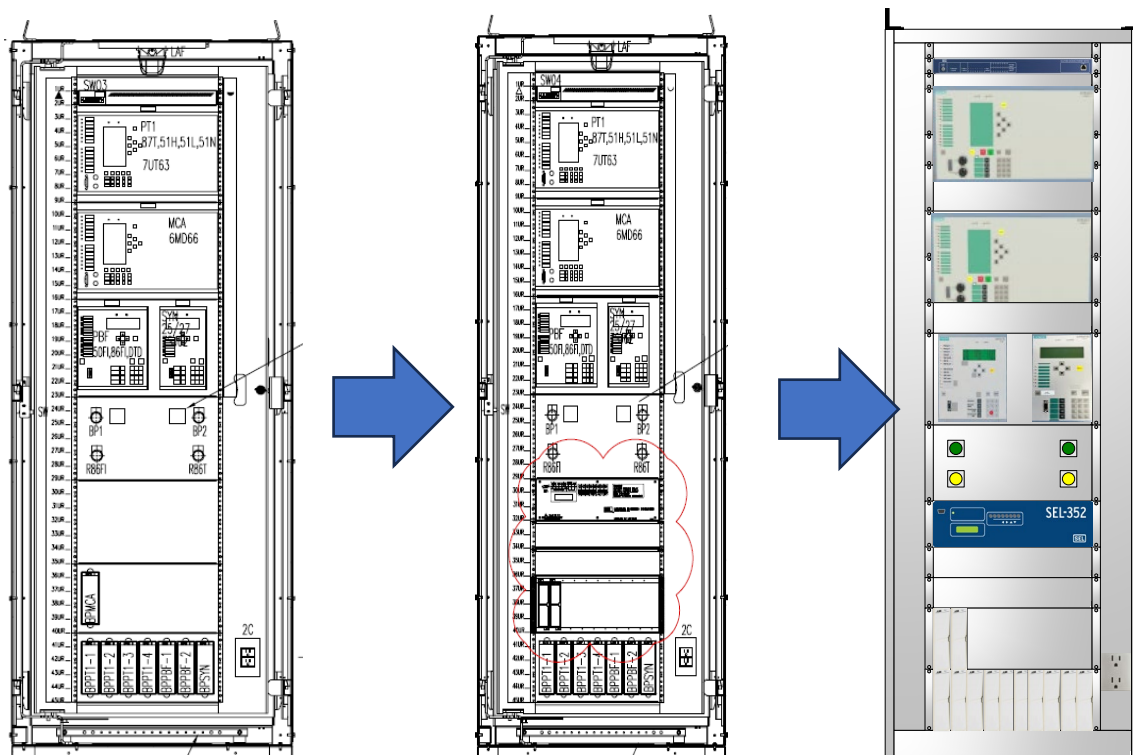


Figura 2.1.-Layout original, layout propuesto y layout final del tablero de PCyM.

En resumen, el montaje del equipo SEL-352 se pudo realizar satisfactoriamente en sitio dada la disponibilidad de espacio frontal e interno en la sección existente del tablero de PCyM, no encontrándose mayor problema para el montaje respectivo en campo.

Como primer paso de diseño, se analizó el diagrama unifilar simplificado de la subestación de la Mina, en esta parte inicial del diseño se pueden visualizar de manera detallada las señales necesarias para el esquema de cierre controlado. Esto es, definir la conexión precisa de corrientes y tensiones del sistema para los relevadores de protección, así como los equipos primarios que se disponen en la subestación para poder conectar el relevador SEL-352 en el esquema de protección existente. En la Figura 2.2 se muestra el diagrama unifilar simplificado de la Subestación de 230 kV de la Mina correspondientes a la subestación eléctrica ESDE III, esta subestación está constituida por dos bancos de transformación en 230 kV TR1 y TR3, también considera una LT que se conecta con la RTN de CFE de 230 kV, el arreglo de esta subestación es PT (Barra principal y Barra de transferencia). En el lado de 34.5 kV cuenta con 15 cargas

distribuidas en dos particiones de tal manera que haya flexibilidad de conmutar entre estas dos particiones de barra y agregar más flexibilidad en la distribución de la energía mediante alguno de los transformadores en caso de falla:

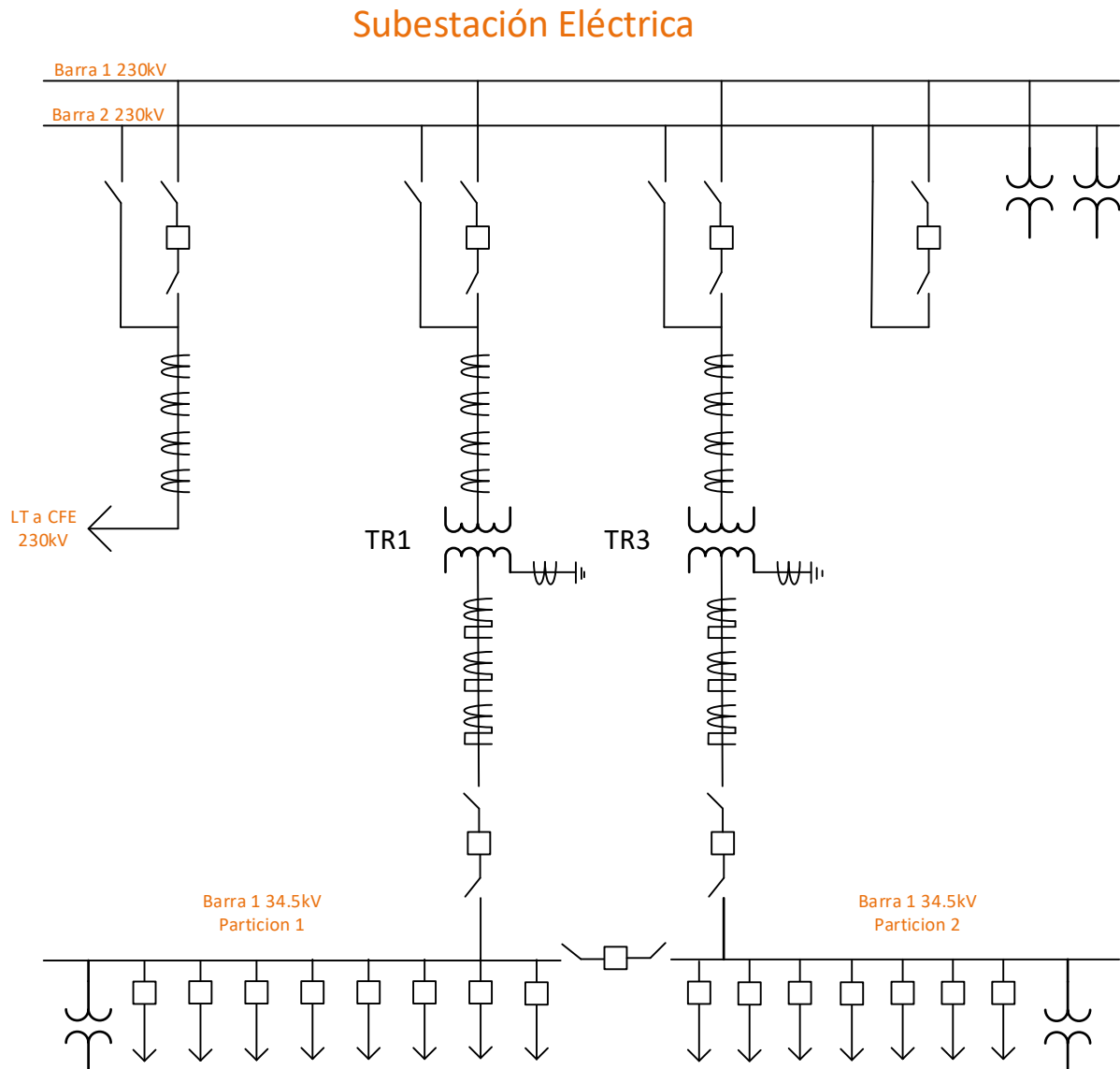


Figura 2.2.-Diagrama unifilar simplificado de la subestación eléctrica.

En la Figura 2.3 se puede observar el diagrama unifilar correspondiente a la bahía del TR1 con la adición del relevador SEL-352(MCI) y la asignación de señales de corriente y tensión sugeridas en el relevador para la lógica de cierre controlado, podemos visualizar que se tomarán dos

señales de TP en el lado de 230 kV. En el caso de los transformadores de potencia, el cierre controlado busca coincidir con el pico de la tensión instantánea de línea:

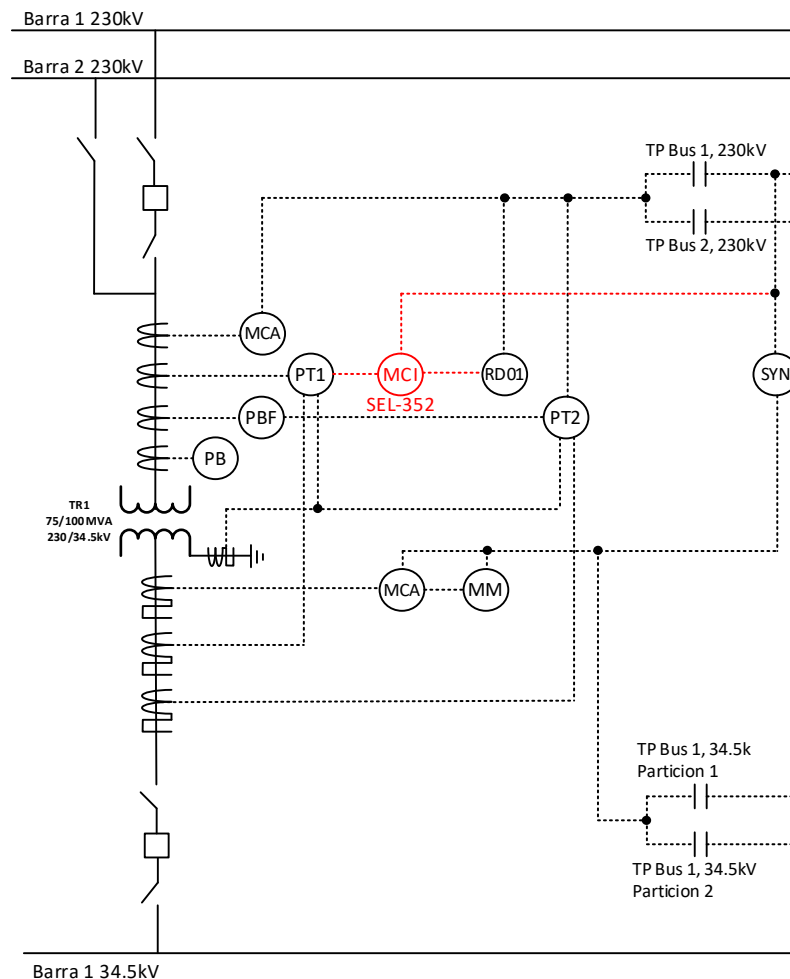


Figura 2.3.-Bahía TR1 de la subestación eléctrica.

La siguiente fase del diseño fue la revisión y diseño a detalle de los circuitos de señales analógicas, control y fuerza para poder adicionar y conectar todas las entradas digitales, salidas digitales, entradas analógicas de tensión y corriente del relevador SEL-352.

La primera modificación se refiere a la conexión de las corrientes para el relevador SEL-352, para la asignación de estas corrientes hay dos opciones, como podemos visualizar en el diagrama trifilar de la Figura 2.4, en este diagrama existe un TC clase 0,2-3 Volt-Amperes para aplicaciones de medición, como segunda opción se tiene un TC clase de protección 10P20-100 Volt-Amperes,

de las dos opciones anteriores la mejor opción fue seleccionar el TC clase protección 10P20-100 Volt-Amperes, lo anterior derivado a que el relevador SEL-352 puede realizar funciones de protección como lo es la función 50FI, entre otras. Si bien en este caso está realizando sólo la función de control, fue mejor considerarlo de esta forma para disponer de la función de protección disponible a futuro. La actualización en este caso está reflejada en la siguiente Figura 2.5.

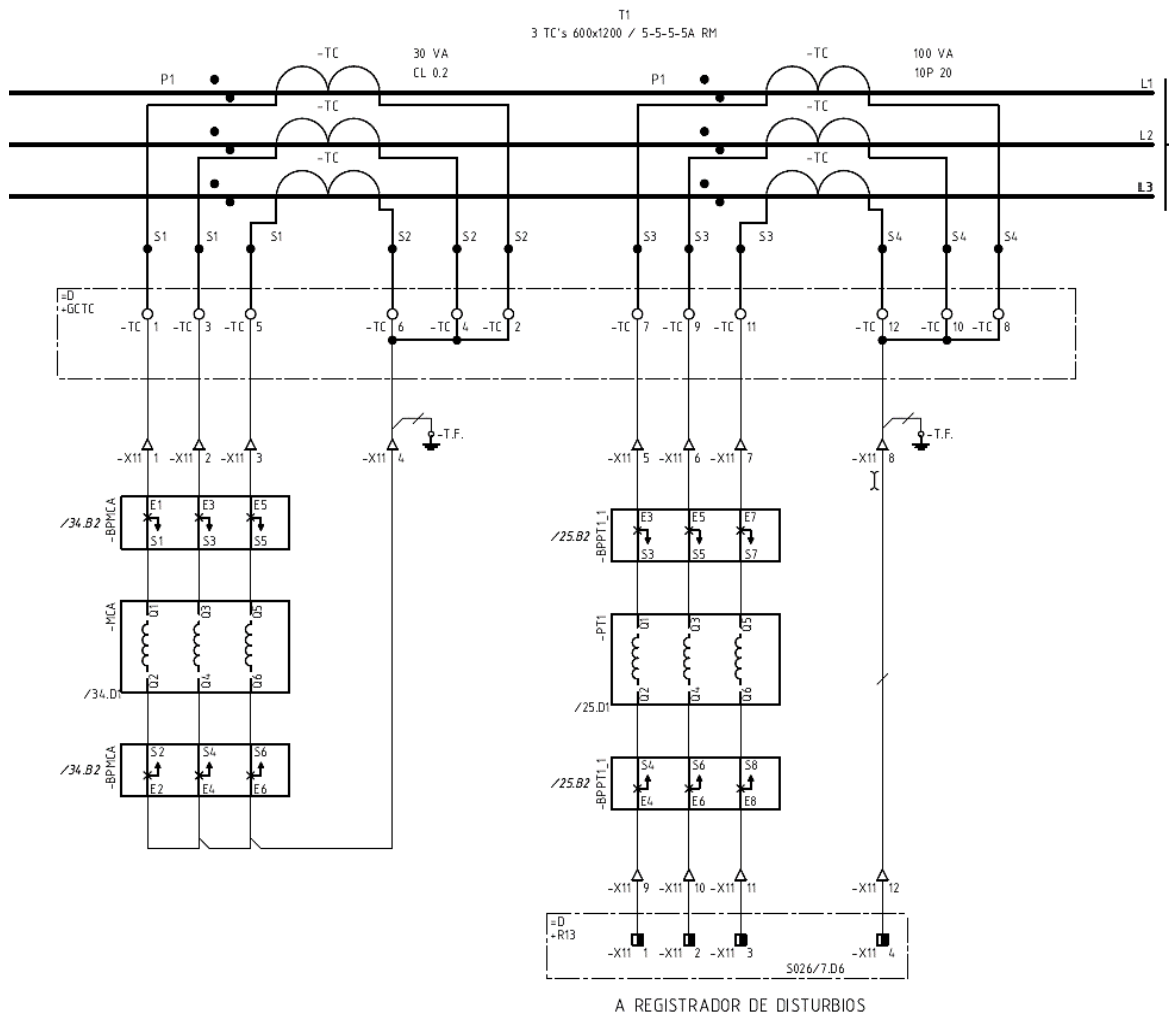


Figura 2.4.-Circuito de corrientes existente en la sección de PCyM.

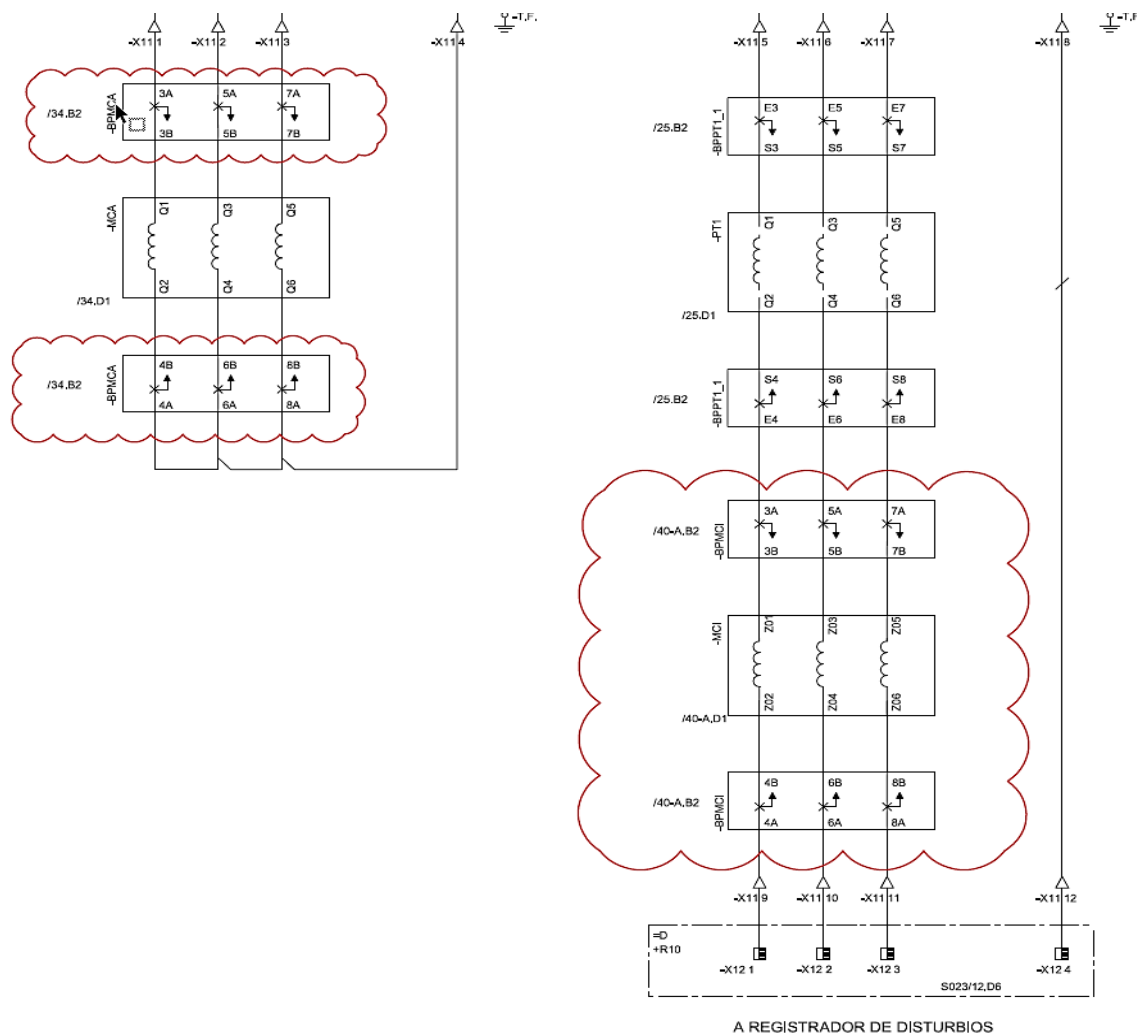


Figura 2.5.-Circuito de corrientes modificado en la sección de PCyM.

Como siguiente paso se agregaron las señales de potenciales para el relevador SEL-352, en este caso se consideran potenciales del lado de 230 kV como señales de referencia.

Para este esquema en específico de cierre controlado aplicado en transformadores de potencia se busca hacer coincidir el cierre con el pico de onda de tensión de la línea. Lo anterior es debido a que la lógica de operación de cierre controlado con la que opera el relevador SEL-352 considera estas señales de potencial en un lado del transformador de potencia solamente para realizar el control requerido, de estas funciones se explican a detalle en la Sección 2.4 y se explica la lógica de operación a detalle del relevador SEL-352.

La Figura 2.6 muestra el circuito de potenciales existente en la sección y en la Figura 2.7 indica la actualización con las nuevas conexiones incluyendo el relevador SEL-352.

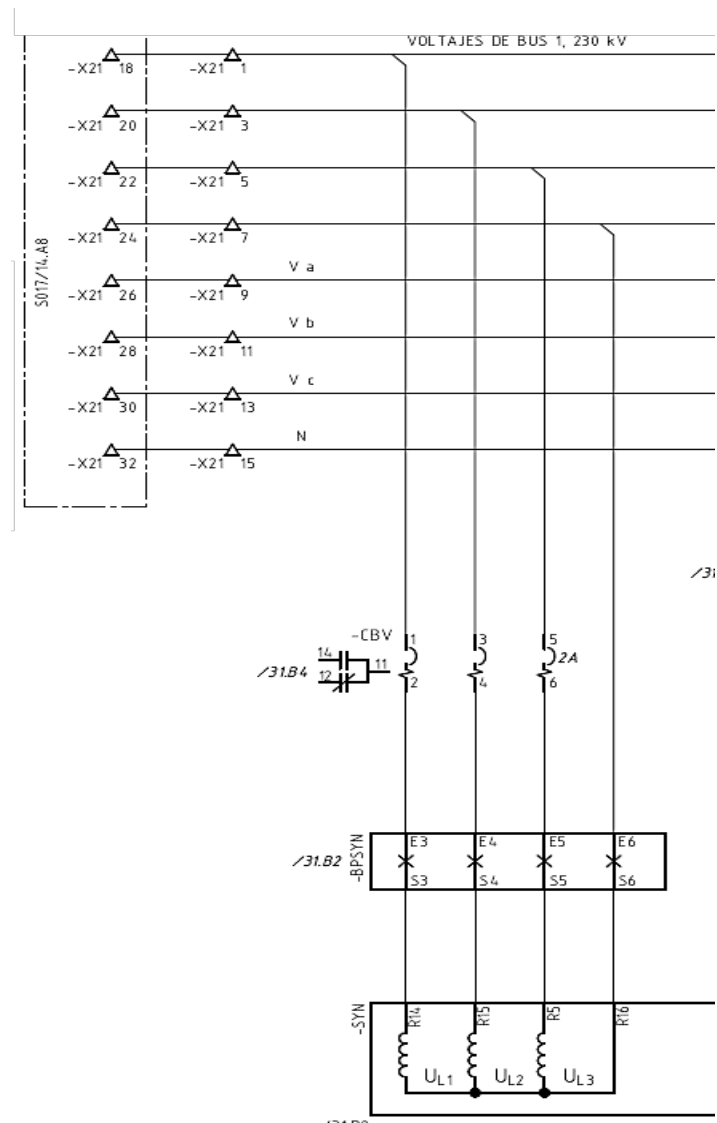


Figura 2.6.-Circuito de potenciales existente en la sección de PCyM.

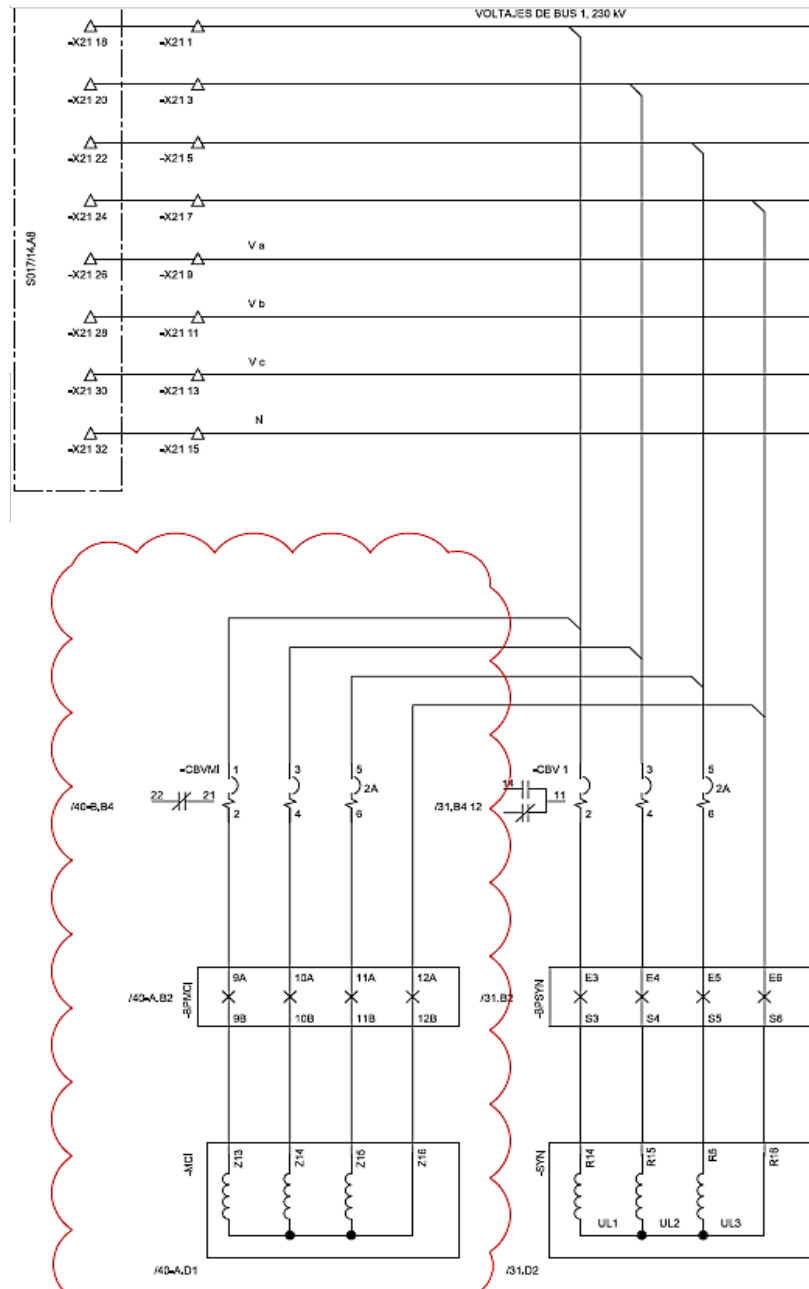


Figura 2.7.-Circuito de Potenciales modificado en la sección de PCyM.

En lo referente al circuito de cierre, a continuación, se muestra una parte muy importante de la aplicación y conexión del relevador SEL-352. En la Figura 2.8 se muestra el circuito de cierre existente, como se indicó anteriormente, este interruptor no cuenta con la preparación necesaria para realizar el cierre independiente por polo, el accionamiento actual opera de manera tripolar,

dado lo anterior ante cualquier maniobra siempre cerrará los tres polos al mismo tiempo sin importar las condiciones del sistema.

En la segunda etapa de diseño de este capítulo se explica de manera general la actualización a la ingeniería interna del interruptor para poder realizar la maniobra de cierre monopolar y se pueda implementar de manera correcta el cierre controlado en conjunto con el relevador SEL-352. La Figura 2.9 muestra el circuito actualizado y considerando los comentarios anteriores.

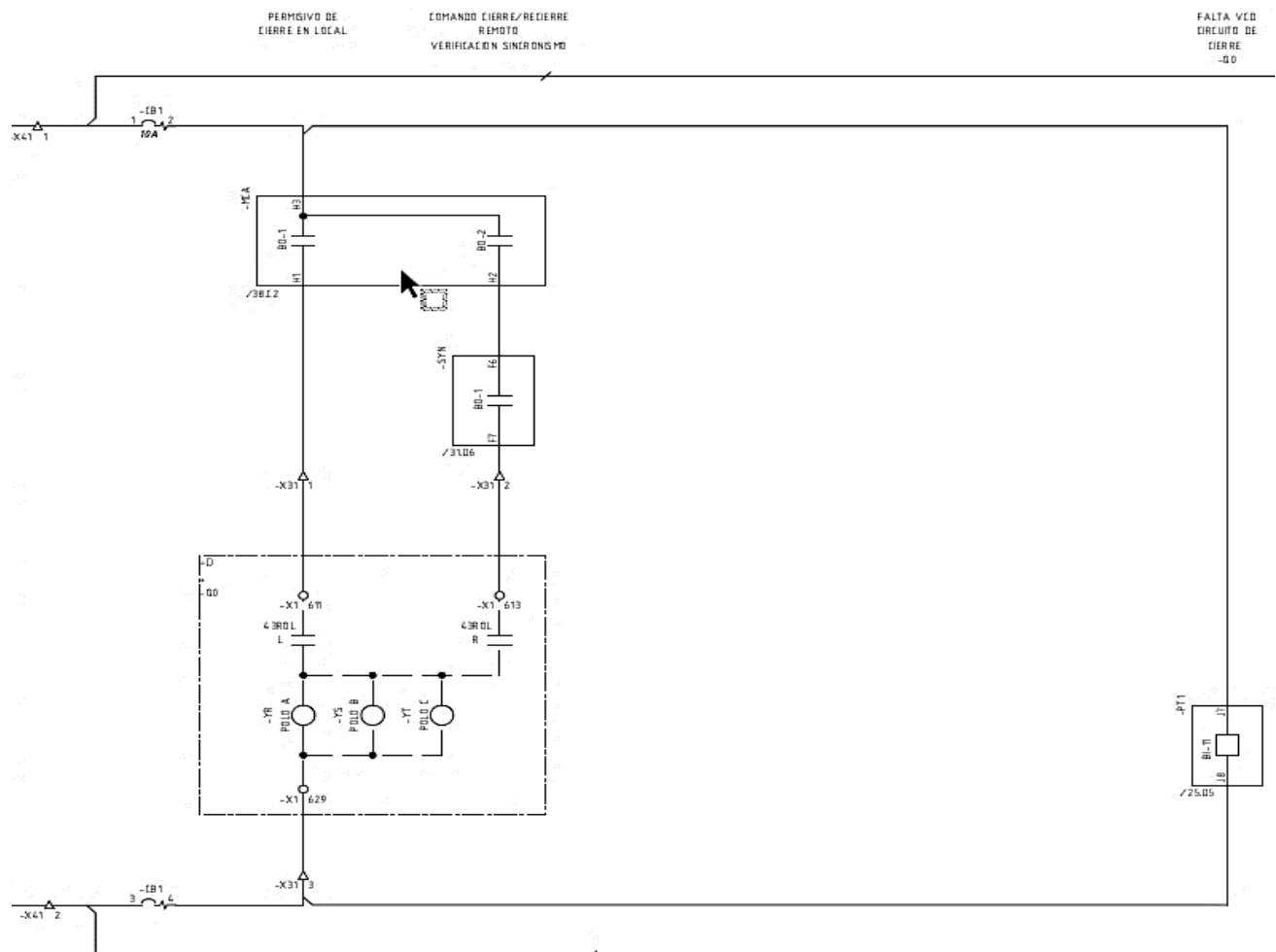


Figura 2.8.-Circuito de cierre existente en la sección de PCyM.

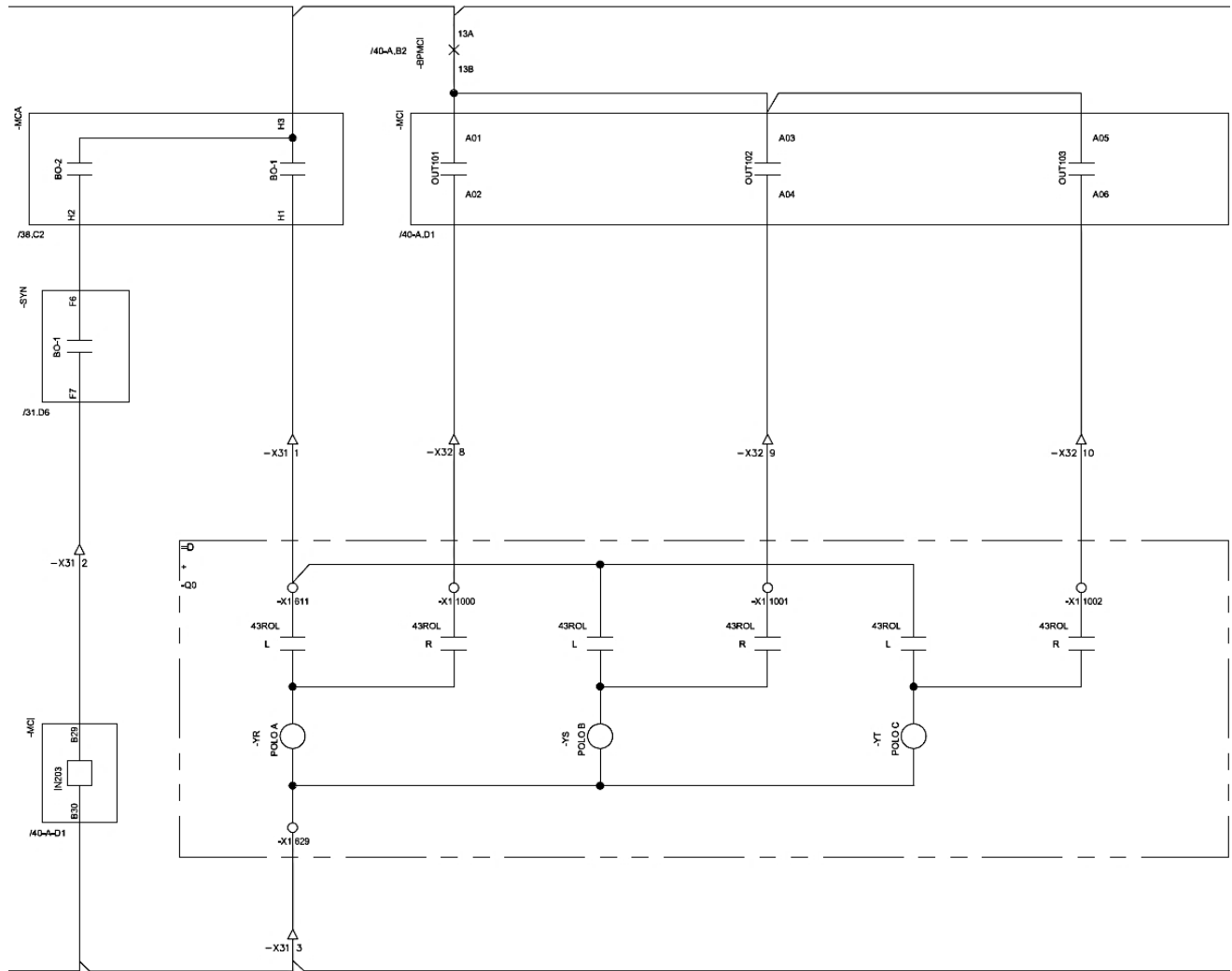


Figura 2.9.-Circuito de cierre modificado en la sección de PCyM.

El circuito de disparo 1 también considera la implementación de apertura controlada con el relevador SEL-352 de la misma manera que el cierre controlado, buscar el mejor momento de la apertura con carga en las mejores condiciones de las corrientes y tensión, y de esta manera, disminuir la generación de sobretensiones temporales que también afectan al sistema eléctrico de potencia.

El enfoque de este documento está referido solamente a la implementación del cierre controlado por lo que la teoría y todo lo referente a la apertura controlada queda excluido. La Figura 2.10 muestra el circuito de disparo 1 existente y en la Figura 2.11 se indica la modificación final considerando la conexión del relevador SEL-352.

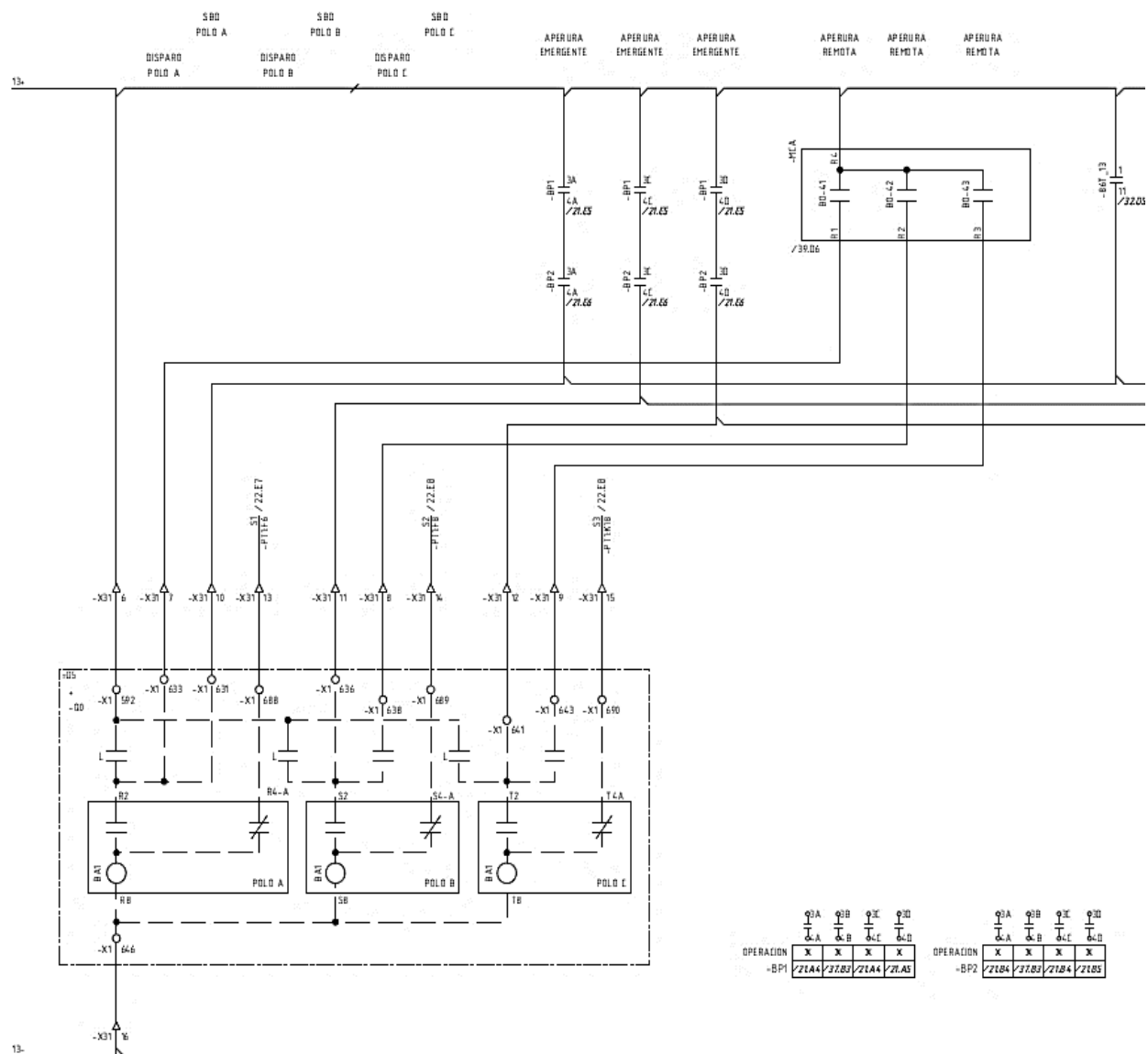


Figura 2.10.-Circuito de disparo existente en la sección de PCyM.

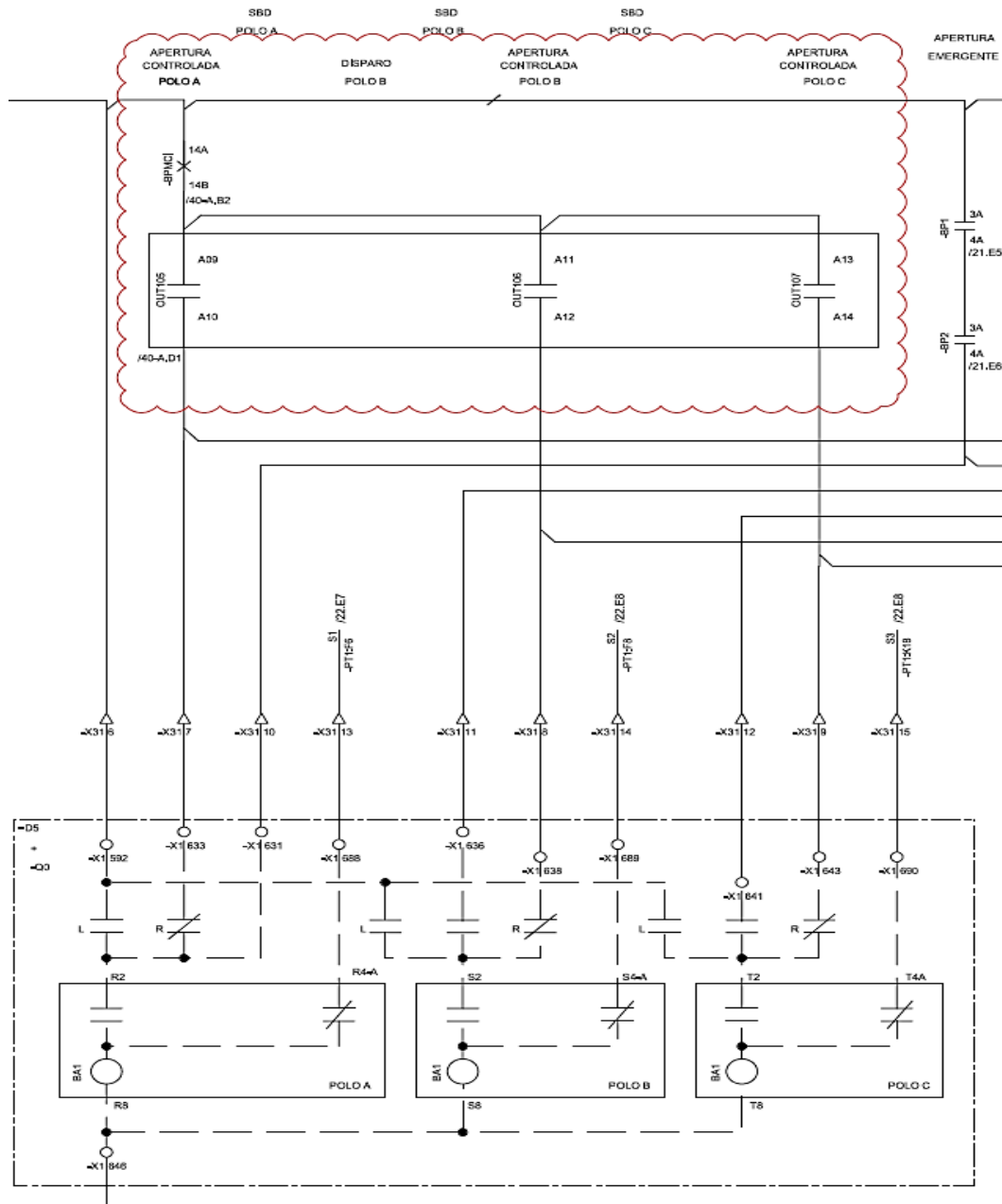


Figura 2.11.-Circuito de disparo modificado en la sección de PCyM.

Como última actualización se tiene el circuito de alimentación, entradas y salidas digitales, así como la ubicación de todas las entradas y salidas digitales en los diferentes circuitos comentados anteriormente del relevador SEL-352 en la ingeniería existente. Es importante resaltar que el equipo utiliza el estado de cada uno de los polos del interruptor para desarrollar la lógica de maniobra controlada que se describe en el siguiente capítulo, la actualización anterior la podemos ver en la Figura 2.12.

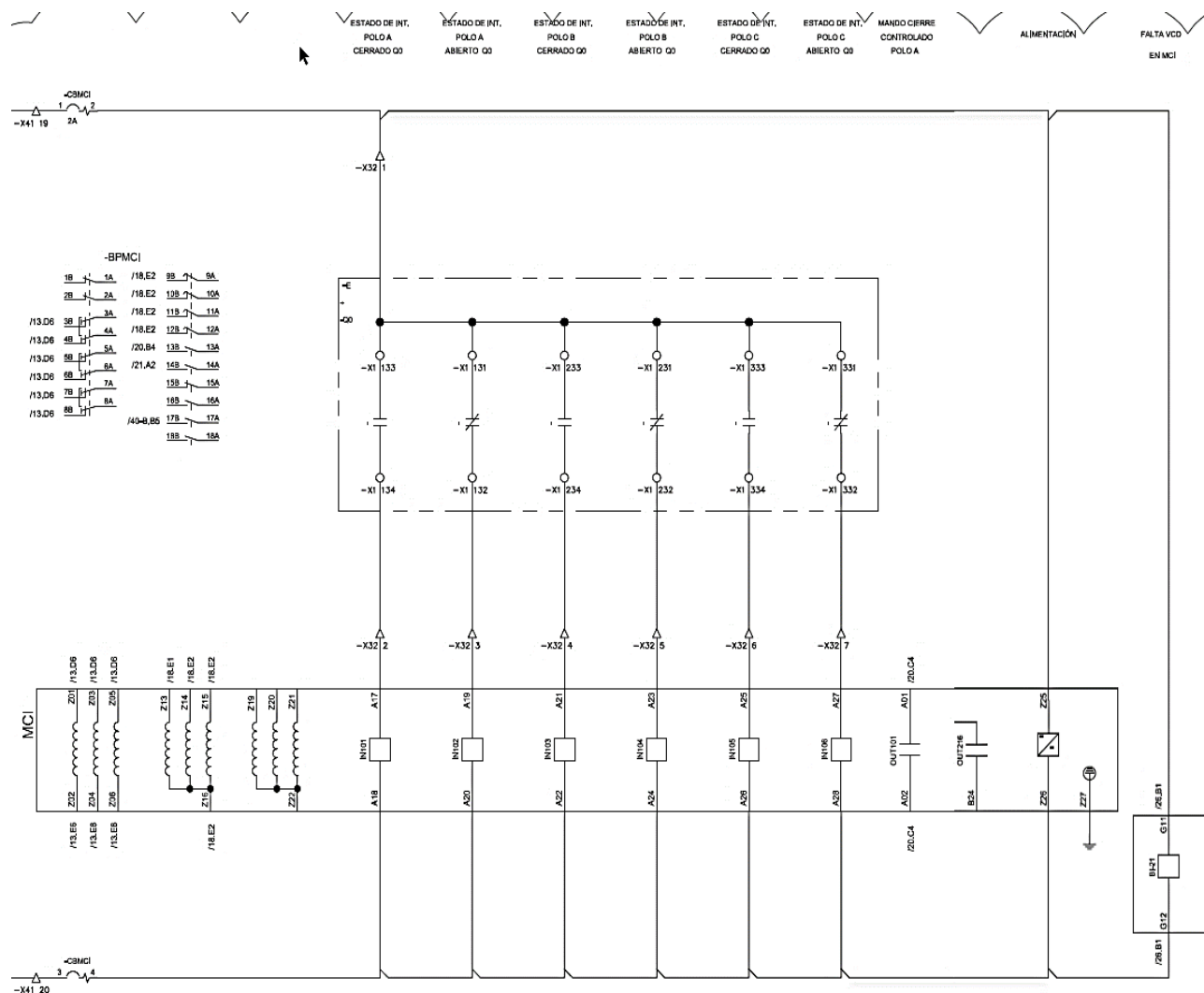


Figura 2.12.-Circuito de alimentación de SEL-352 agregado en la sección de PCyM.

Se concluye que la modificación a la ingeniería de PCyM de los tableros existentes se pudo llevar a cabo realizando las modificaciones mencionadas, todas las actualizaciones de ingeniería documental se realizaron en la planta de SEL-México en San Luis Potosí, para posteriormente ser enviadas al cliente, obtener con esto su revisión/aprobación y como último paso, proceder a programar el servicio en campo para la implementación física de todos estos cambios, también se procedió a generar una lista interna de materiales y lista de cables necesarios para estas actualizaciones (suministro de relevador SEL-352, suministro de cable de control, relevadores auxiliares y lote de accesorios para el cableado de los circuitos).

2.3-Segunda etapa de diseño: Actualización de ingeniería de interruptor de potencia.

La segunda etapa de diseño describe de las actualizaciones que se realizaron al interruptor de potencia asociado al transformador, y en especial al circuito de cierre ya que el interruptor actual asociado a cada transformador de potencia operaba el cierre de manera tripolar; sin embargo, se pudo validar que era posible modificar el circuito de control de tal manera que el accionamiento fuera monopolar tal como lo requiere la aplicación de maniobra de cierre controlado. Se validó que cada polo del interruptor posee una bobina de cierre independiente por fase, posteriormente se verificaron las conexiones actuales de estas bobinas en el circuito de cierre para separar los mandos de manera independiente sin afectar la correcta operación del interruptor, de esa forma se validó la posibilidad de la modificación. Se consideró la adición de algunos relevadores auxiliares para habilitar permisivos mecánicos del interruptor una vez separados los mandos por polo. Para realizar el cambio de tripolar a monopolar es necesario considerar lo siguiente:

- Agregar un par de contactores en el circuito de cierre para dividir la protección de antibombeo en cada una de las fases (hoja ZZA /M1).
- Agregar un par de contactores en el circuito llamado sincronismo de disparo (hoja ZZA /M4). Los contactos de estos elementos se utilizan para aislar el potencial del negativo a las bobinas de disparo.
- Modificar el modelo del selector -S8 para disponer de un número mayor de contactos.
- Modificar el botón -S9 para disponer de un número mayor de contactos.

Tabla 3.-Materiales para actualización de ingeniería de interruptor de potencia.

Cantidad	Descripción	Modelo	Marca	Designación
4	Contactor de 125 Vcd	3RH2140-1BG40	Siemens	-K75B, -K75C
4	Bloque de 4 contactos NC	3RH2911-1GA04	Siemens	-K75B, -K75C
1	Botón pulsador verde	3SU1100-0AB40-1BA0	Siemens	-S9
1	Bloque de 2 contactos NA	3SU1400-1AA10-1DA0	Siemens	-S9
1	Selector de 2 posiciones	CH10 MX0398	Krauss & Naimer	-S8
1	Interruptor termomagnético con contacto auxiliar	FAZ-C6/3N	Eaton	-F5

La Figura 2.13 muestra en color rojo las modificaciones que se realizaron en el circuito de cierre de los interruptores. El diagrama original se obtuvo de la hoja ZZA/M1 del dossier de información del proyecto. El contactor -K75 que se encuentra actualmente en el tablero de control se utilizará para proteger la fase A y se muestra con la designación -K75A. El par de contactores a agregar se utilizan para proteger las fases B y C con las designaciones -K75B y -K75C.

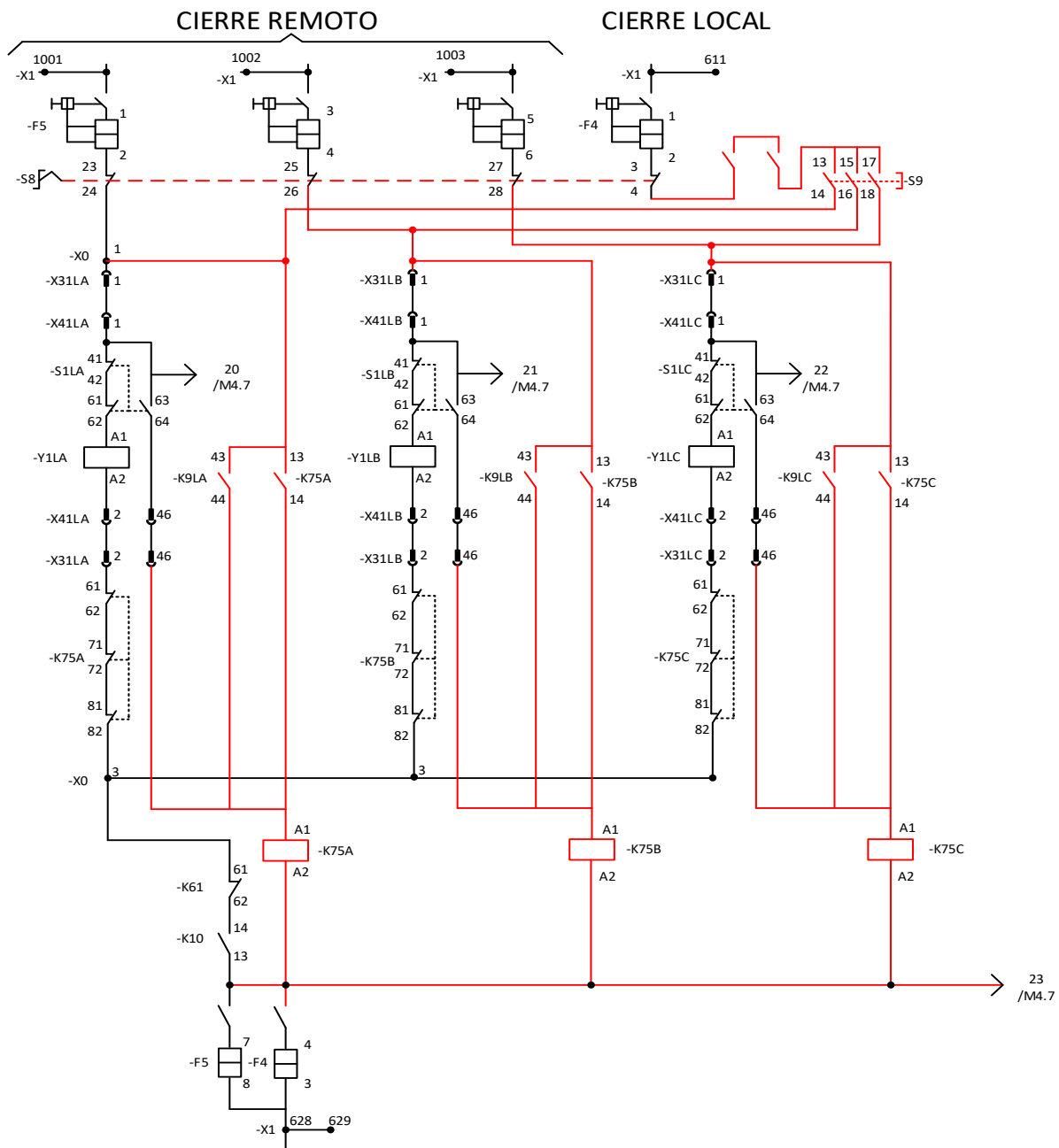


Figura 2.13.-Diagrama de circuito de control de cierre de interruptor de potencia.

Para las actualizaciones se consideró lo siguiente:

- El Interruptor termomagnético -F5 deberá ser sustituido por el modelo FAZ-C6/3N.
- El selector -S8 deberá ser sustituido por el modelo CH10 MX0398.
- El botón -S9 deberá ser sustituido por el modelo 3SU1100-0AB40-1BA0.

En la Figura 2.14 se muestra el circuito de sincronismo de disparo con referencia a la ingeniería del fabricante en hoja ZZA /M4. El contactor -K11 que se encuentra actualmente en el tablero de control se utilizará para proteger la fase A y se muestra con la designación -K11A. El par de contactores a agregar se utilizan para proteger las fases B y C con las designaciones -K11B y -K11C.

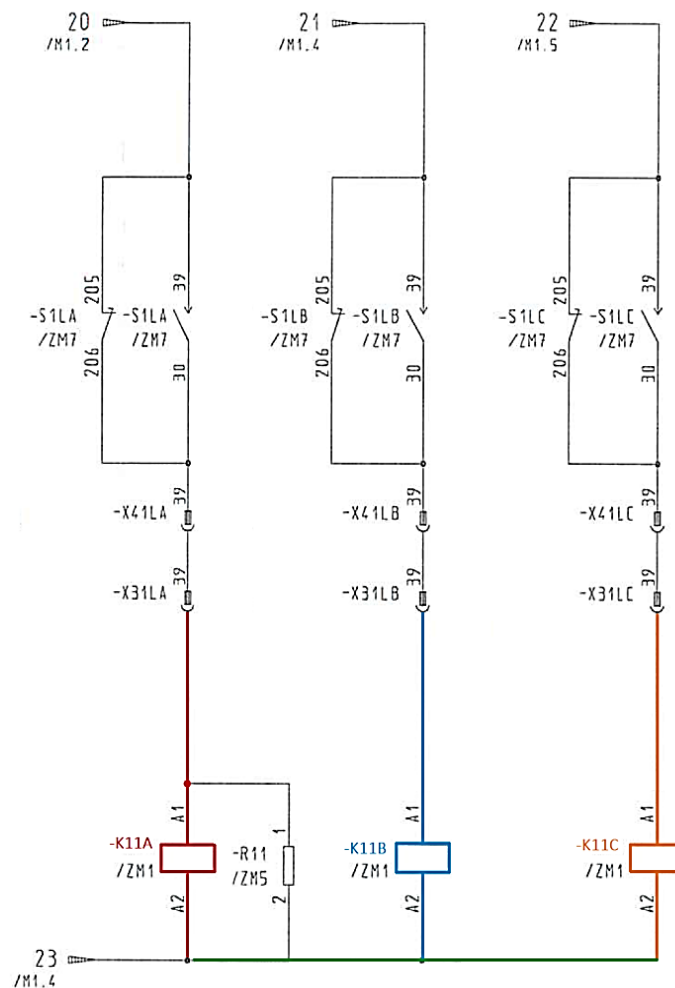


Figura 2.14.-Circuito de disparo.

En la Figura 2.15 se encuentra el circuito de disparo 1 con referencia de la ingeniería existente del fabricante en hoja ZZA /M2. Contactos normalmente cerrados 21-22 de los contactores - K11A, -K11B y -K11C se deben colocar en serie para aislar el potencial negativo en el circuito de disparo 1.

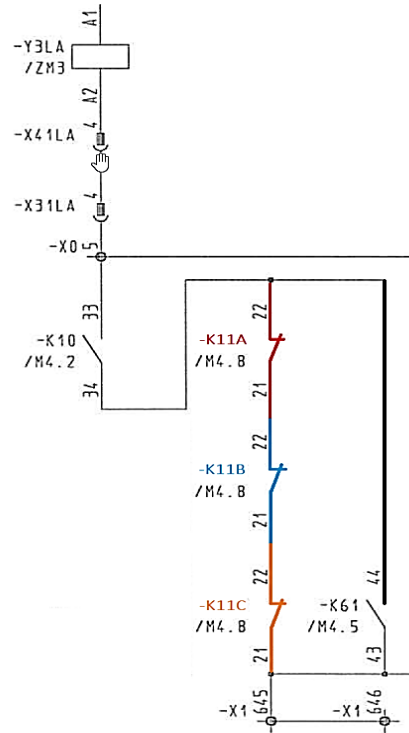


Figura 2.15.-Circuito de disparo de Interruptor de potencia existente.

En la Figura 2.16 se encuentra el circuito de disparo 2 con referencia de la ingeniería existente del fabricante en hoja ZZA /M3. Contactos normalmente cerrados 31-32 de los contactores - K11A, -K11B y -K11C se deben colocar en serie para aislar el potencial negativo en el circuito de disparo 2.

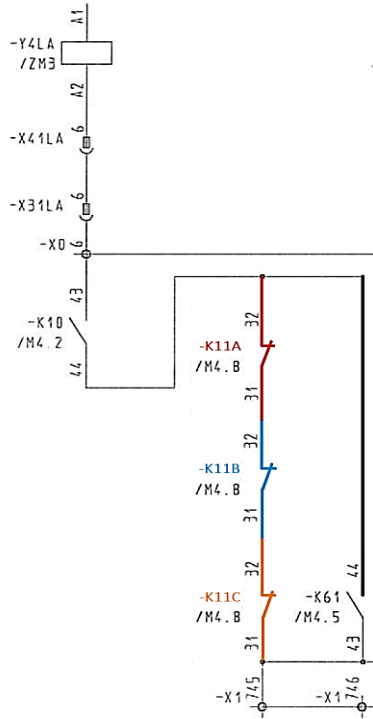


Figura 2.16.-Circuito de disparo 2 de Interruptor de potencia existente.

Como conclusión se tiene que la modificación/actualización de ingeniería del interruptor de potencia se pudo llevar a cabo realizando las modificaciones mencionadas, todas las actualizaciones en la ingeniería se realizaron en la planta SEL-México en San Luis Potosí, para posteriormente ser enviadas al cliente, obtener con esto su revisión/aprobación y como último paso proceder a programar el servicio en campo para la implementación física de todos estos cambios antes mencionados.

2.4-Relevador SEL-352

El relevador SEL-352 es un relevador de protección de falla de interruptor (50FI) que adicionalmente tiene la capacidad para controlar el cierre y apertura del interruptor asociado en un tiempo óptimo por fase. El cierre lo realiza considerando el sincronismo y también con el cruce por cero de la onda de tensión usando una lógica interna, además de contar con diversas funciones de protección. Adicionalmente, es capaz de ejecutar maniobras de cierre y apertura de forma controlada. El equipo envía los comandos de cierre y apertura a cada una de las fases del interruptor haciendo uso de un algoritmo que detecta el instante en el que la onda de tensión

cruza por el valor de cero. En la Figura 2.17 podemos ver la vista frontal del relevador SEL-352 [8].



Figura 2.17.-Relevador SEL-352.

Por otra parte, el relevador SEL-352 ofrece funciones adicionales como el monitoreo remoto de una amplia gama de datos como lo son tensiones y corrientes presentes en el sistema, la configuración completa del relevador, protección de sobrecorriente, protección de sobre y baja tensión, historial de los eventos de fallas, secuencia de los mismos eventos y datos de automonitoreo entre otras más. En la Figura 2.18 podemos ver un resumen de todas las funciones que ofrece el relevador SEL-352 para su implementación en los sistemas eléctricos de potencia [8].

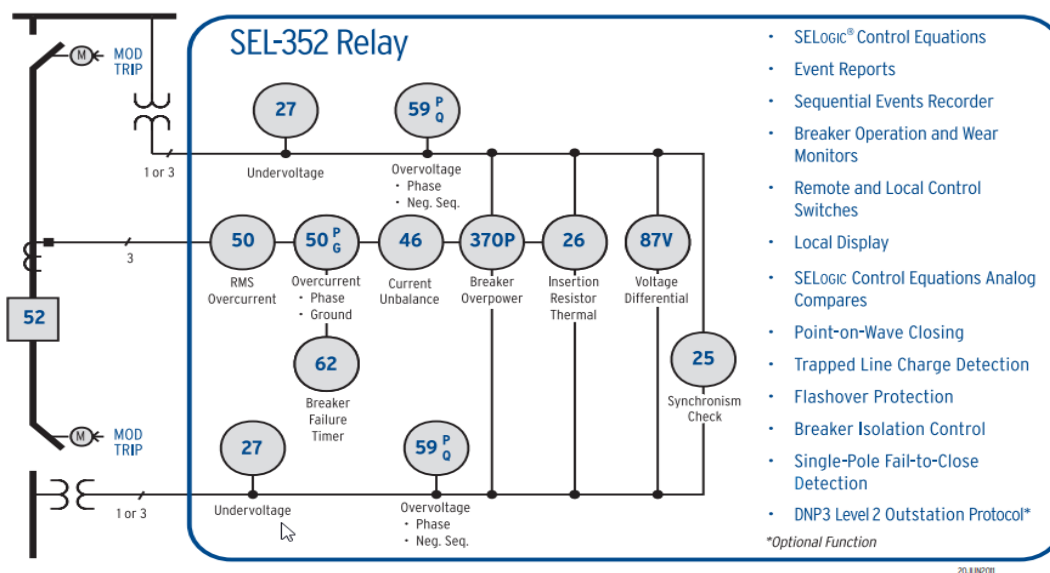


Figura 2.18.-Funciones del relevador SEL-352.

2.5-Lógicas de cierre controlado del relevador SEL-352

El relevador SEL-352 maneja dos esquemas de cierre controlado preconfigurados y un esquema personalizable. El esquema 1 está diseñado para aplicaciones en las que no se cuenta con transformadores de potencial en ambos lados del esquema a controlar o que no se conocen los tiempos de operación de los contactos del interruptor. En este esquema la señal de cierre es enviada a cada uno de los polos considerando un retardo ajustable en cada uno de ellos. El valor de tensión instantánea de las fases no es considerado en esta opción [8].

El esquema 2 está diseñado para aplicaciones en las que se dispone de transformadores de potencial en ambos lados del interruptor. Este esquema se compone de tres lógicas principalmente, la lógica de verificación de sincronismo, la lógica de carga atrapada y la lógica de detección de cruce por cero. Al disponer del valor de tensión a ambos lados del interruptor el equipo puede enviar un comando de cierre tripolar después de evaluar la sincronía de las señales [8].

Asimismo, en el esquema 2 la señal de disparo o apertura del interruptor es utilizada para determinar la polaridad que prevalece en la carga después de que el interruptor abre. Al conocer esta polaridad es posible desarrollar un cierre de modo que la polaridad de la onda de tensión de la fuente coincida con la polaridad de la carga a fin de reducir las sobretensiones transitorias. Lo anterior cobra importancia en el caso de interruptores asociados a bancos de capacitores [4].

El esquema personalizable de cierre permite modificar las entradas de la lógica predefinida de cierre y ajustar ciertos temporizadores para adaptar el desempeño del equipo de acuerdo con las necesidades del usuario. Se desea ejecutar maniobras de cierre en puntos específicos de la onda utilizando únicamente un juego de transformadores de potencial por lo que se hace uso del esquema personalizable [8].

La detección del cruce por cero de la onda de tensión es la base del algoritmo desarrollado por el SEL-352. Las salidas de esta lógica son utilizadas tanto en la lógica de cierre controlado como en la de apertura controlada. En la Figura 2.19 se muestra la lógica desarrollada sobre el devanado X. Las entradas de la lógica son la señal de tensión de la fase A y un elemento Z59L3 que se activa cuando la tensión de línea supera el ajuste 59L [8].

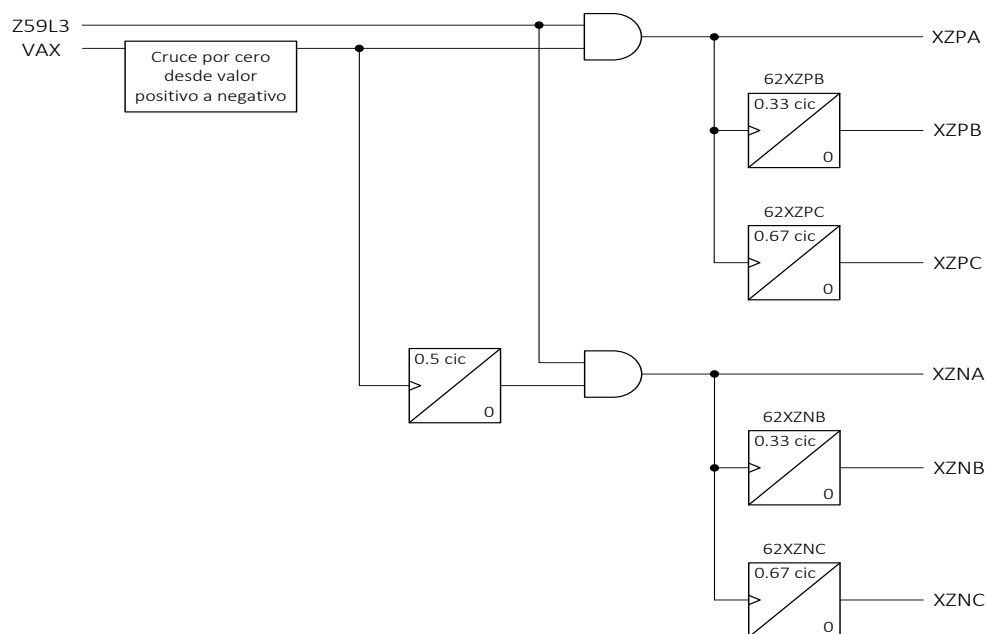


Figura 2.19.-Lógica en devanado X.

La salida XZPA se activa cuando la tensión de la fase A cruza por cero al ir de un valor positivo a uno negativo, mientras que la salida XZNA se activa cuando cruza por cero al ir de un valor negativo a uno positivo. Las salidas relacionadas a las fases B y C son generadas a partir de las salidas de la fase A y se activan del mismo modo [8].

En las configuraciones de los equipos SEL-352 que se instalaron en la subestación se hace uso de las salidas XZPA, XZPB y XZPC en conjunto con algunos temporizadores para definir la lógica de cierre controlado. La lógica de cierre controlado para la fase A se muestra en las Figuras 2.20 y 2.21. Las lógicas de cierre controlado de las fases B y C tienen la misma estructura, pero utilizan las entradas relacionadas a sus fases correspondientes [8].

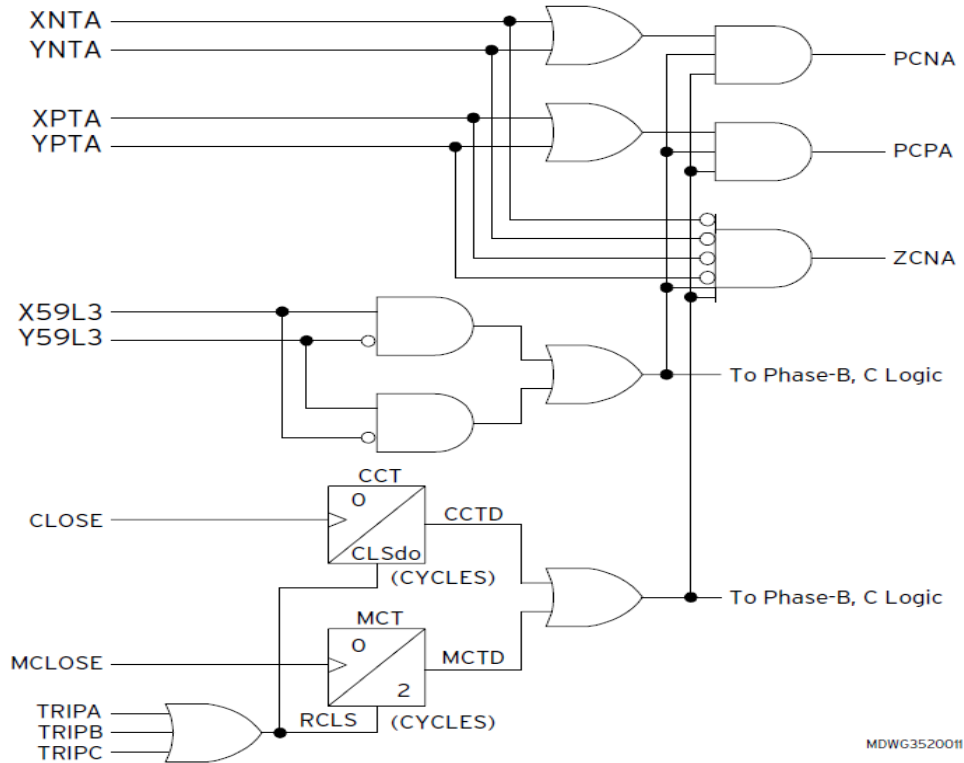


Figura 2.20.-Lógica de cierre controlado según el punto de onda, fase A.

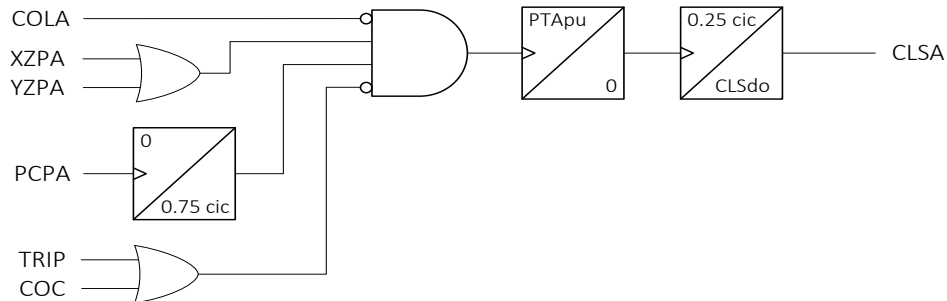


Figura 2.21.-Lógica de cierre controlado de la fase A.

Las entradas COLA y COC impiden que se ejecute un comando de cierre si se tiene en ejecución una maniobra de apertura controlada. La entrada TRIP bloquea el envío de una orden de cierre si se ha detectado una falla por el dispositivo o por indicación de un equipo externo. En el caso de los esquemas de la subestación este equipo externo es el asociado a la protección 50FI de cada interruptor. Las señales de arranque de 50FI generadas por todos los equipos que

conforman el esquema de protección de la bahía son agrupadas en una salida del relevador 50FI y enviadas al SEL-352.

Las entradas XZPA y YZPA son las salidas de la lógica de detección de cruce por cero descritas previamente. La entrada PCPA en el esquema de cierre personalizable puede ser ajustada libremente por el usuario. En la configuración de los SEL-352 utilizados en los esquemas de control tanto de transformadores como de capacitores de la subestación, esta entrada es ajustada con el comando de cierre y un elemento 59. El comando de cierre está a su vez supervisado por los permisos de cierre propios del esquema de protección, el estado del interruptor y el modo prueba [8].

El primer temporizador tiene asociado el pick up PTAPu mientras que el segundo el drop out CLSdo. En los esquemas que se implementaron en la subestación, el pick up PTAPu equivale al tiempo introducido en el ajuste PCApu mientras que el drop out CLSdo equivale al tiempo introducido en el ajuste CLSdo. El ajuste PCApu sirve para modificar el instante en el que se ejecuta la orden de cierre sobre el polo asociado a la fase A del interruptor [8].

Una maniobra de cierre controlado exitosa depende en gran medida de que se tenga una consistencia considerable en los tiempos de operación de cada uno de los polos del interruptor. Los ajustes PCApu, PCBpu y PCCpu deben ser seleccionados a partir del tiempo de operación de cada polo. Como se comentó en el Capítulo 1 referente al interruptor de potencia, los tiempos de operación de los contactos tienden a sufrir cambios internos derivados de las condiciones ambientales y funcionales, por este motivo se recomienda actualizarlos después de cada mantenimiento hecho al interruptor [8].

Las salidas CLSA, CLSB y CLSC de la lógica de cierre controlan los contactos de salida seleccionados en sus respectivos ajustes. En los esquemas de la subestación se han designado las salidas OUT101, OUT102 y OUT103 para cerrar de forma controlada las fases A, B, y C, respectivamente [8].

2.6-Ajustes del relevador SEL-352 para cierre controlado

En la Tabla 4 se desglosan los ajustes utilizados en los relevadores SEL-352 relacionados a la aplicación de cierre controlado en esquemas de transformador. Cabe mencionar que estos ajustes

son preliminares y en varios de ellos se proponen valores típicos; sin embargo, los ajustes finales donde se consideran los tiempos de operación de cierre monopolar en interruptores se tomaron en sitio de los reportes de pruebas de rutina a estos equipos, por mencionar algunos ajustes importantes que consideran estos tiempos de operación son PCApu, PCBpu y PCCpu.

Tabla 4.-Ajustes propuestos para maniobras controladas en SEL-352.

Ajuste	Descripción	Valor
<i>Group 1 Settings \ Breaker Monitor and Miscellaneous</i>		
Topen	<i>Nominal Breaker Trip Time</i>	28
Tclose	<i>Nominal Breaker Close Time</i>	62
SlowTr	<i>Slow Trip Alarm</i>	42
SlowCl	<i>Slow Close Alarm</i>	83
CTR	<i>Current Transformer Ratio</i>	120
XPTR	<i>X Slide Potential Transformer Ratio</i>	2000
YPTR	<i>Y Slide Potential Transformer Ratio</i>	2000
<i>Group 1 Settings \ Controlled Close Logic</i>		
59L	<i>Live Line / Bus Voltage</i>	60
27D	<i>Deadline / Bus Under Voltage</i>	10
CLSLOG	<i>Controlled Close Logic</i>	CUSTOM
CLSdo	<i>62CLS Timer Dropout Time</i>	5
PCApu	<i>62PCA Timer Pickup Time</i>	1
PCBpu	<i>62PCB Timer Pickup Time</i>	2.5
PCCpu	<i>62PCC Timer Pickup Time</i>	10
CLSA	<i>Close Phase A</i>	OUT101
CLSB	<i>Close Phase B</i>	OUT102
CLSC	<i>Close Phase C</i>	OUT103
RCLS	<i>Controlled Close Timer Reset Input</i>	COC + TRIPA + TRIPB + TRIPC
CCT	<i>Control Close</i>	CLOSE
MCT	<i>Master Close</i>	MCLOSE
ZCNA	<i>Controlled Close Negative Zero Crossing</i>	0
ZCNB	<i>Controlled Close Negative Zero Crossing</i>	0
ZCNC	<i>Controlled Close Negative Zero Crossing</i>	0
ZCPA	<i>Controlled Close Positive Zero Crossing</i>	0

Ajuste	Descripción	Valor
ZCPB	<i>Controlled Close Positive Zero Crossing</i>	0
ZCPC	<i>Controlled Close Positive Zero Crossing</i>	0
PCNA	<i>Controlled Close Negative Peak Crossing</i>	0
PCNB	<i>Controlled Close Negative Peak Crossing</i>	0
PCNC	<i>Controlled Close Negative Peak Crossing</i>	0
PCPA	<i>Controlled Close Positive Peak Crossing</i>	CCTD*(X59L3*!Y59L3)
PCPB	<i>Controlled Close Positive Peak Crossing</i>	CCTD*(X59L3*!Y59L3)
PCPC	<i>Controlled Close Positive Peak Crossing</i>	CCTD*(X59L3*!Y59L3)
CCA	<i>Controlled Close CCA Output</i>	0
CCB	<i>Controlled Close CCB Output</i>	0
CCC	<i>Controlled Close CCC Output</i>	0
<i>Global Settings \ Inputs</i>		
SS1	<i>Selector Switch One Settings</i>	1
SS2	<i>Selector Switch Two Settings</i>	0
TRIPA	<i>A Phase and Trip Signal</i>	IN201
TRIPB	<i>B Phase and Trip Signal</i>	IN201
TRIPC	<i>C Phase and Trip Signal</i>	IN201
TRIP3	<i>Three Pole Trip Signal</i>	0
COC	<i>Controlled Open Command</i>	IN204*IN208
52AA	<i>A Phase Breaker Status</i>	IN101*!IN102
52AB	<i>B Phase Breaker Status</i>	IN103*!IN104
52AC	<i>C Phase Breaker Status</i>	IN105*!IN106
MODST	<i>Motor-Operated Disconnect Status</i>	0
CLOSE	<i>Automatic Breaker Close Signal</i>	! IN201*IN202*IN203*IN208
MCLOSE	<i>Manual Breaker Close Signal</i>	0
<i>Global Settings \ Relay Settings</i>		
LER	<i>Event Report Length</i>	60
PRE	<i>Pre-Event Length</i>	6
NFREQ	<i>Nominal Frequency</i>	60
PHROT	<i>Phase Rotation</i>	ABC

CAPÍTULO 3. ETAPA DE PRUEBAS

Para comprobar que el uso de esquemas de cierre y apertura controlados ayudan a mejorar la operatividad de la red eléctrica de la subestación, se utilizó un esquema de pruebas de lazo cerrado que incluye un simulador muy utilizado en el mercado eléctrico para validar este tipo de aplicaciones, en este caso se utilizó el software PSCAD.

En el esquema de pruebas, el software PSCAD tiene la capacidad de simular una red eléctrica de 230 kV que permite evaluar las sobrecorrientes y sobretensiones que se presentan durante las maniobras de energización de transformadores de potencia, así como también durante la apertura de los interruptores asociados a estos elementos.

PSCAD genera las señales de tensión y corriente que posteriormente se pueden probar y validar en simulaciones directamente en el SEL-352. También son simulados los comandos de cierre similares a los que se envían en el relevador SEL-352. Con estos comandos y las señales de control se analiza el resultado obtenido con una maniobra no controlada y también los resultados obtenidos con una maniobra controlada.

3.1-Simulación de maniobras de cierre en software especializado en transitorios

En este apartado se muestran las simulaciones realizadas con ayuda del software PSCAD, se desarrolló un modelo especial para realizar simulación de cierres controlados y no controlados lo más cercano posible a las condiciones reales del sistema, en el modelo de simulación se consideró un transformador de 100 MVA conexión delta-estrella en un sistema de 230 kV tal como se puede apreciar en la Figura 3.1 y que es un sistema similar al real instalado en la Mina.

En simulaciones de maniobras no controladas, la orden de cierre llega simultáneamente a los tres polos del interruptor. En simulaciones de maniobras controladas, se controla el instante en el que se envían los comandos de cierre de cada polo del interruptor de tal modo que coincida con algunos puntos específicos de las ondas de tensión de línea-línea con el objetivo de minimizar al máximo los efectos de la corriente de Inrush [9].

Como se planteó en la Sección 1.4, en referencia a maniobras controladas en transformadores de potencia con conexión delta-estrella se ha mencionado que la secuencia de cierre óptima para

reducir la Inrush es el cierre de dos fases simultáneamente, monitoreando el pico de la tensión de línea-línea de estas fases y en secuencia se debe cerrar la tercera fase retardada en 90 grados eléctricos respecto al tiempo de cierre de las fases 1 y 2, lo que equivale a un tiempo aproximado de 4.16 ms. En la simulación de PSCAD se confirmó esta teoría buscando los tiempos de operación descritos anteriormente [10].

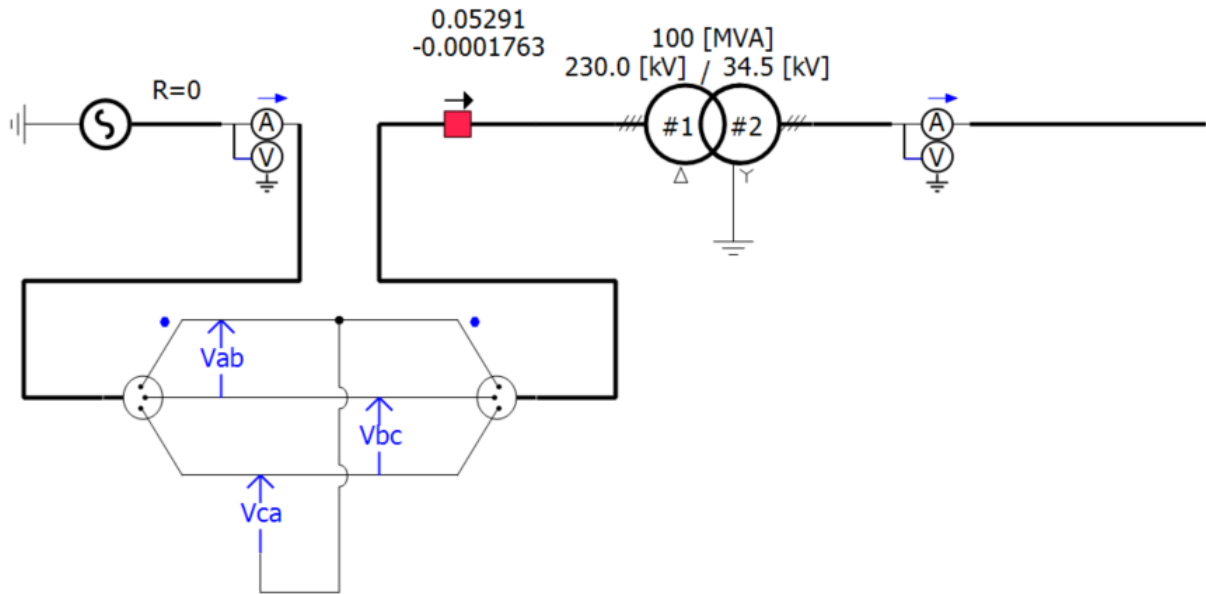


Figura 3.1.-Diagrama de simulación propuesto para PSCAD.

3.2-Simulación de maniobras de cierre no controlado

De las simulaciones obtenidas en PSCAD se puede observar en la Figura 3.2 el comportamiento de las corrientes al momento del cierre en el transformador, en este caso se simuló un tiempo de 0.1 segundo simultáneamente en las tres fases del interruptor. Se observa que la corriente pico alcanzada durante la maniobra es de alrededor 2450 A primarios.

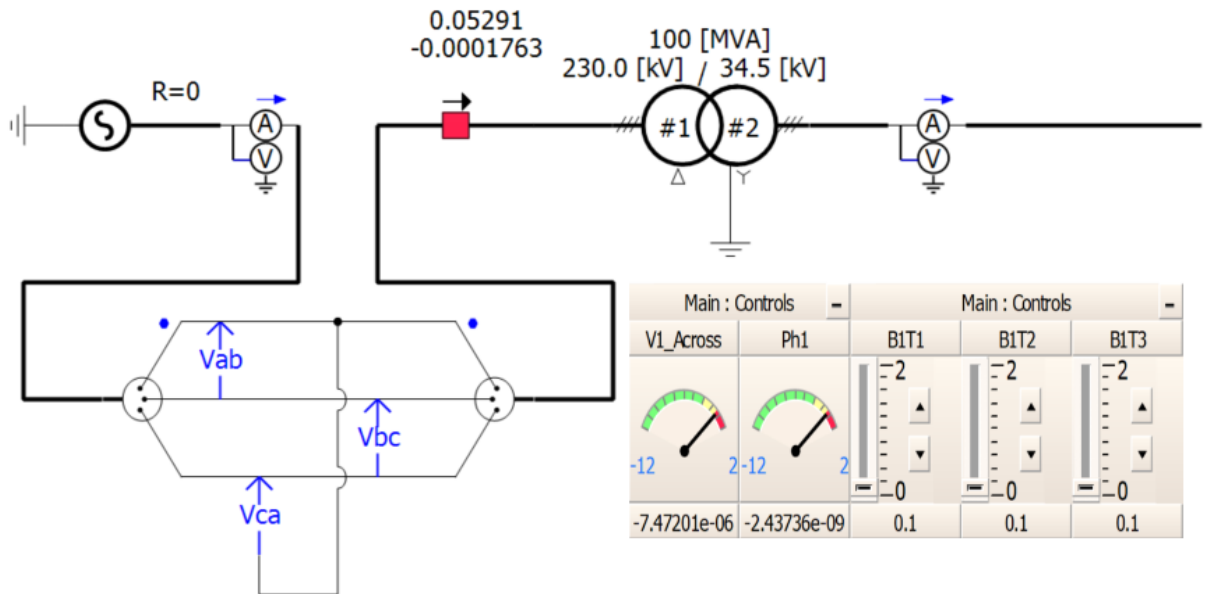


Figura 3.2.-Simulación de cierre no controlado en PSCAD.

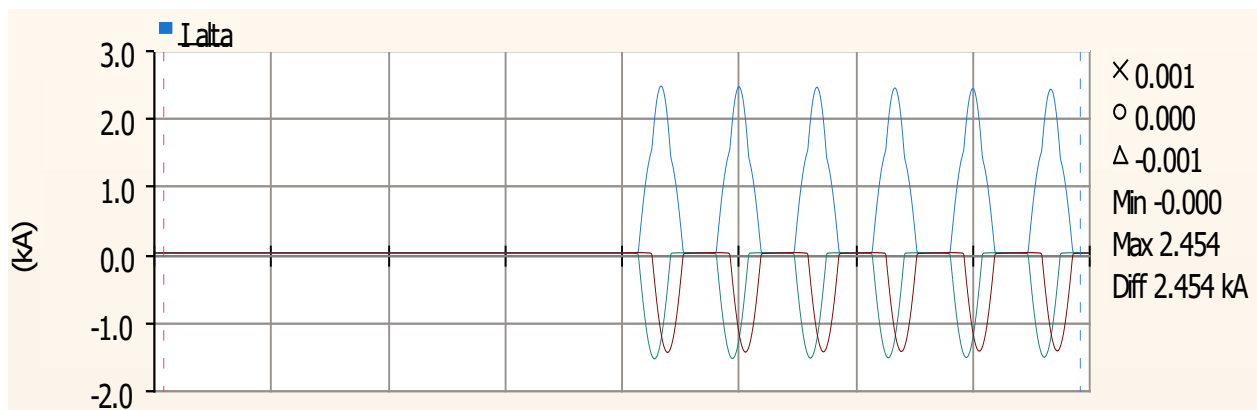


Figura 3.3.-Corriente de Inrush con cierre no controlado en PSCAD.

Esta simulación de cierre no controlado es la referencia para obtener el tiempo del pico de onda de tensión de línea-línea de las fases V_{AB} obtenidas en esta simulación con cierre no controlado, de aquí se obtiene el mejor tiempo de cierre simultáneo para las fases A y B, como se puede ver en la Figura 3.4.

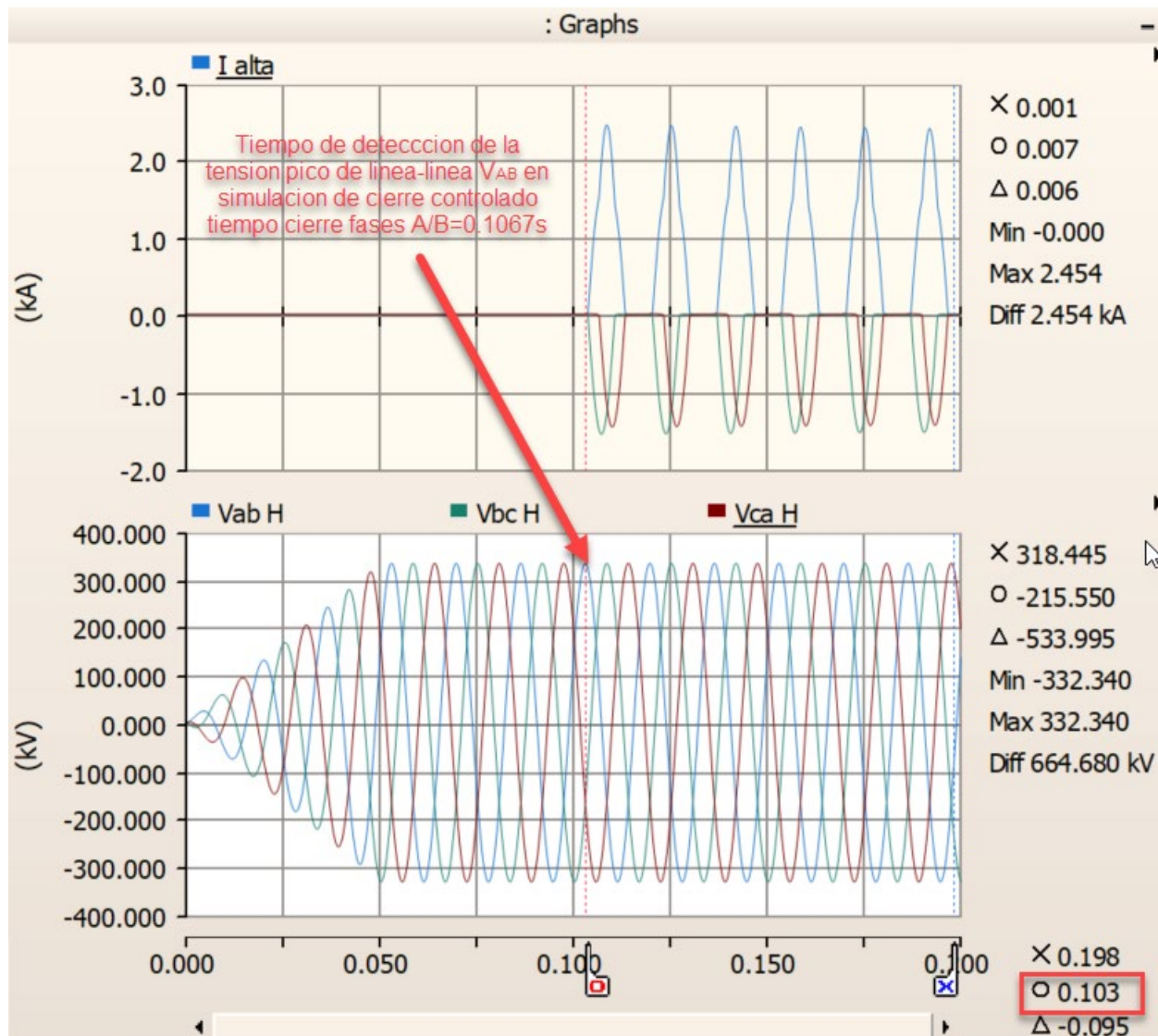


Figura 3.4.-Valor pico de tensión línea-línea V_{AB} en simulación de cierre no controlado.

3.3-Simulación de maniobras de cierre controlado

Una vez finalizada la simulación de cierre no controlado y con ayuda de PSCAD se obtiene de las señales de tensión de línea-línea, en este caso V_{AB} , el tiempo óptimo de cierre de las fases A y B. Una vez obtenido el tiempo de cierre simultáneo de las fases A y B, se puede calcular el tiempo de cierre de la fase C, esto es, de acuerdo con la teoría derivada del circuito RL, la onda

•

3.4-Análisis de resultados en simulación

En esta serie de simulaciones los comandos de cierre son enviados directamente al bloque que simula el interruptor. La Figura 3.2 muestra la magnitud de la corriente del lado de alta que se produce al momento de energizar el transformador sin considerar el cierre controlado (corriente de Inrush). El valor aproximado de esta corriente asciende a los 2450 A.

En la Figura 3.6 se puede apreciar los resultados de una maniobra con cierre controlado, la disminución considerable de la corriente de Inrush disminuye hasta un valor de 114 A respecto a la maniobra no controlada, asimismo, la distorsión de las señales de corriente mejora considerablemente. Esto representa una gran mejora en la implementación del cierre controlado.

Estos resultados muestran de manera clara los beneficios que se tienen cuando se realizan maniobras controladas en los interruptores asociados a transformadores de potencia. Si bien las simulaciones están realizadas con parámetros atípicos, representan una referencia real de las mejoras que ofrece esta técnica de cierre controlado. Asimismo, los resultados de estas simulaciones ayudan a realizar una definición más detallada para definir los ajustes de operación el relevador SEL-352 y la manera de cómo se deben cerrar los contactos por fase en la etapa de puesta en servicio, y en particular, para este tipo de conexión de transformador de potencia en delta-estrella.

CAPÍTULO 4. ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

En este apartado se muestran los resultados obtenidos después de realizar simulaciones de apertura y cierre controlados sobre interruptores asociados a transformadores de potencia. Para el caso de los transformadores, las pruebas se ejecutaron en condiciones de vacío y con de carga.

4.1- Transformador TR1 resultados de la implementación de cierre controlado

A continuación, en la Figura 4.1 se muestran los datos de placa del transformador TR1 en el cual se realizaron pruebas de cierre no controladas y controladas.

En las pruebas realizadas en PSCAD se simularon cierres sin y con cierre controlado con valores diferentes a los reales del sistema de la subestación; sin embargo, pueden ser tomados como referencia para las pruebas en campo. Se obtuvo como resultado que cuando se efectuaba el cierre en la cresta positiva de la onda de tensión para cada una de las fases se obtenían las menores corrientes de Inrush. Para los casos ilustrados en la simulación la diferencia de las magnitudes máximas representa una reducción de aproximadamente el 64% para el caso del cierre controlado respecto al cierre no controlado.

El efecto adicional de reducción en la distorsión de la tensión, con el cierre controlado, no se aprecian tan evidentemente en los casos de los registros obtenidos en las energizaciones reales del transformador. El muestreo con el que se obtienen los registros es considerablemente menor al tiempo empleado en la simulación.

G2984-01
No. DE PARTIDA: 001
G2984-02
No. DE PARTIDA: 002
G2984-03
No. DE PARTIDA: 003

* MATERIAL: ACERO INOX.
* DIMENSIONES: 572 x 305

TRANSFORMADOR DISEÑADO PARA UNA
INTERMEDIO NORMAL DE 1000 VA
EL CUAL SE MUESTRA EN LA
PLACA DE CARACTERÍSTICAS.

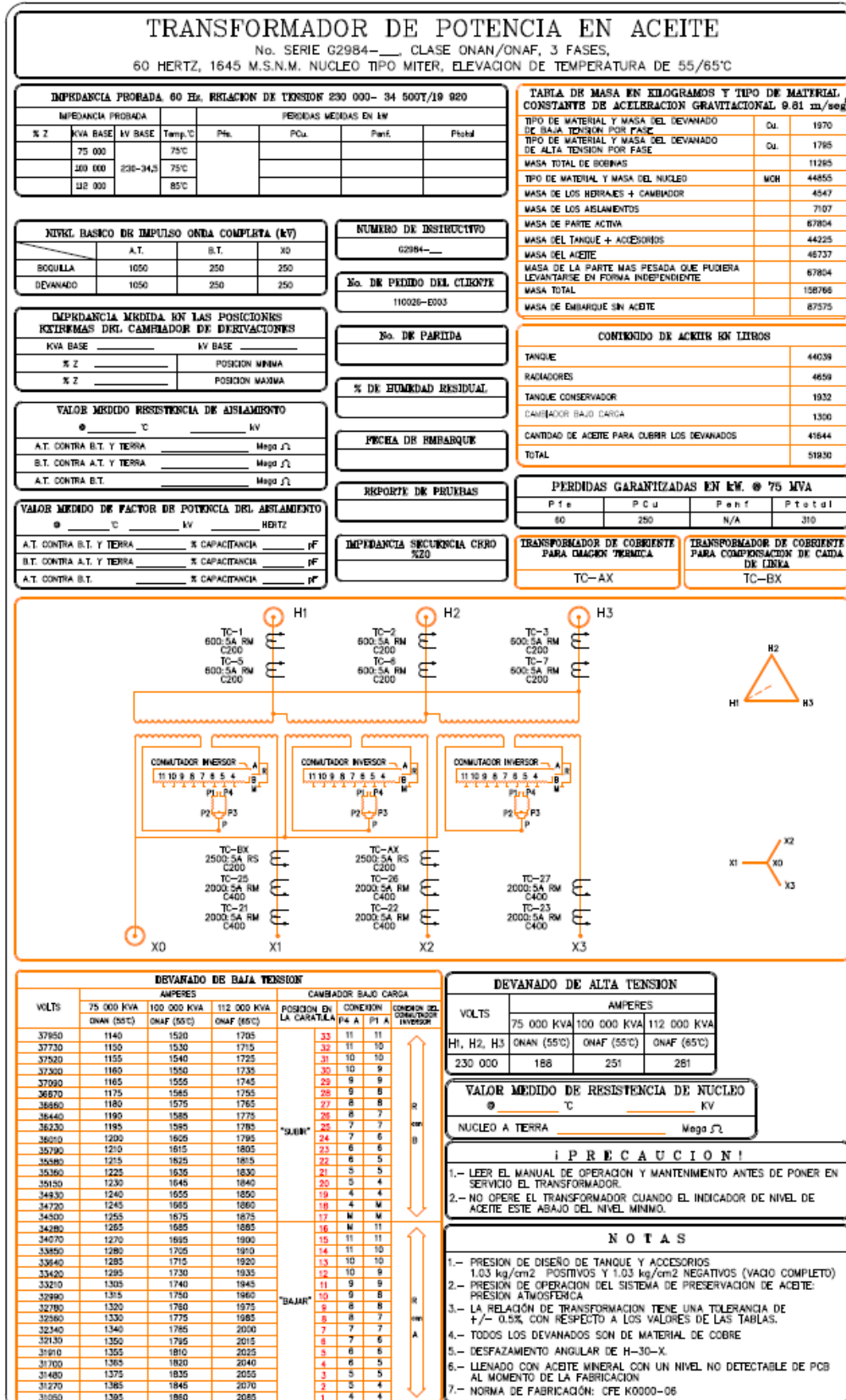


Figura 4.1.-Dato de placa de transformador TR1.

4.2-Energización en vacío sin cierre controlado y con cierre controlado del TR1

Con la finalidad de establecer una comparación entre las magnitudes de corriente de Inrush que se alcanzan sin y con cierre controlado, se efectuó una energización sin cierre controlado. En la Tabla 5 se resumen las magnitudes máximas por fase alcanzadas en el cierre no controlado y en tres energizaciones efectuadas con cierre controlado. Como puede apreciarse comparando la magnitud máxima de los cierres controlados respecto al caso con cierre no controlado se presenta al menos una reducción del 37.85 % respecto al cierre no controlado. Los resultados de cierres controlados presentados en esta tabla se pueden ver en las Figuras 4.2, 4.3 y 4.4, respectivamente.

Tabla 5.-Comparación de magnitudes máximas en energizaciones en vacío TR1.

Tipo de maniobra	Magnitud máxima corriente Inrush fase A [A]	Magnitud máxima corriente Inrush fase B [A]	Magnitud máxima corriente Inrush fase C [A]	Porcentaje de reducción respecto a cierre no controlado
Cierre no controlado	707.107	1303.9	848.52	0.0
Cierre controlado 1	673.166	386.08	507.703	48.4%
Cierre controlado 2	285.67	466.69	523.25	59.8%
Cierre controlado 3	299.81	745.29	810.344	37.8%

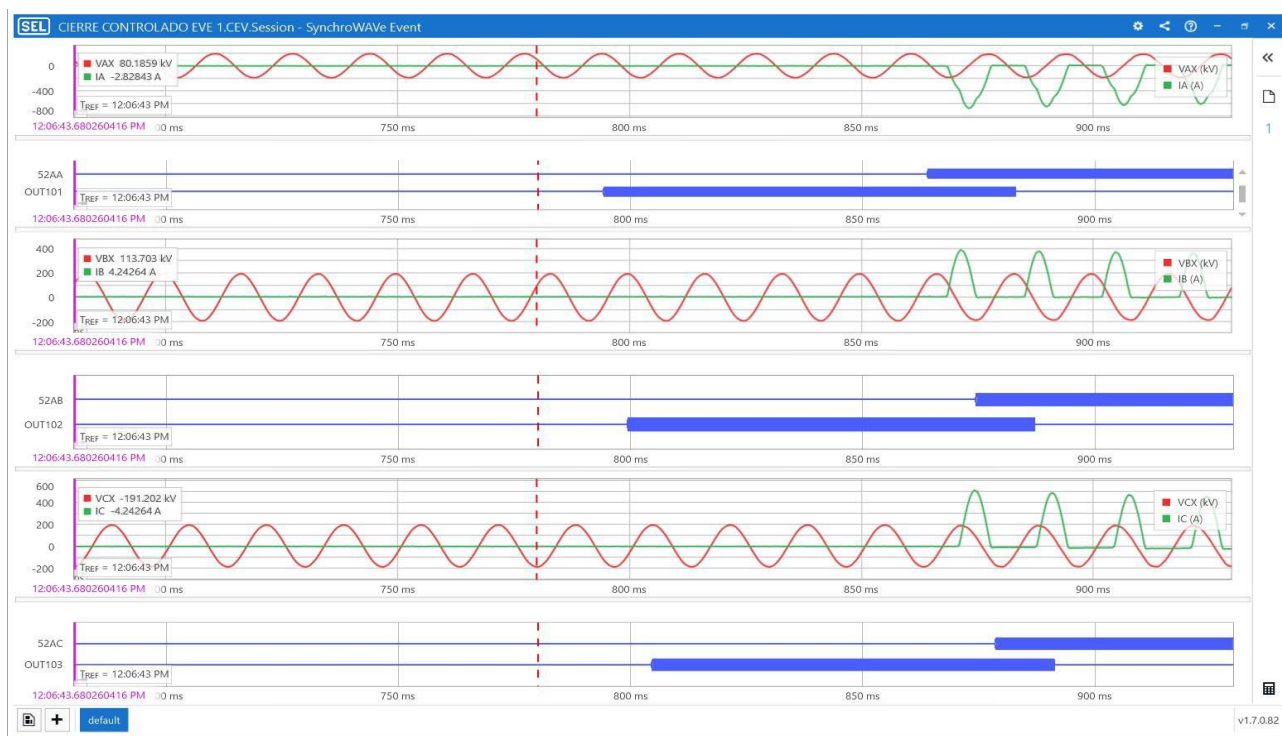


Figura 4.2.-Cierre controlado 1 con transformador en vacío.

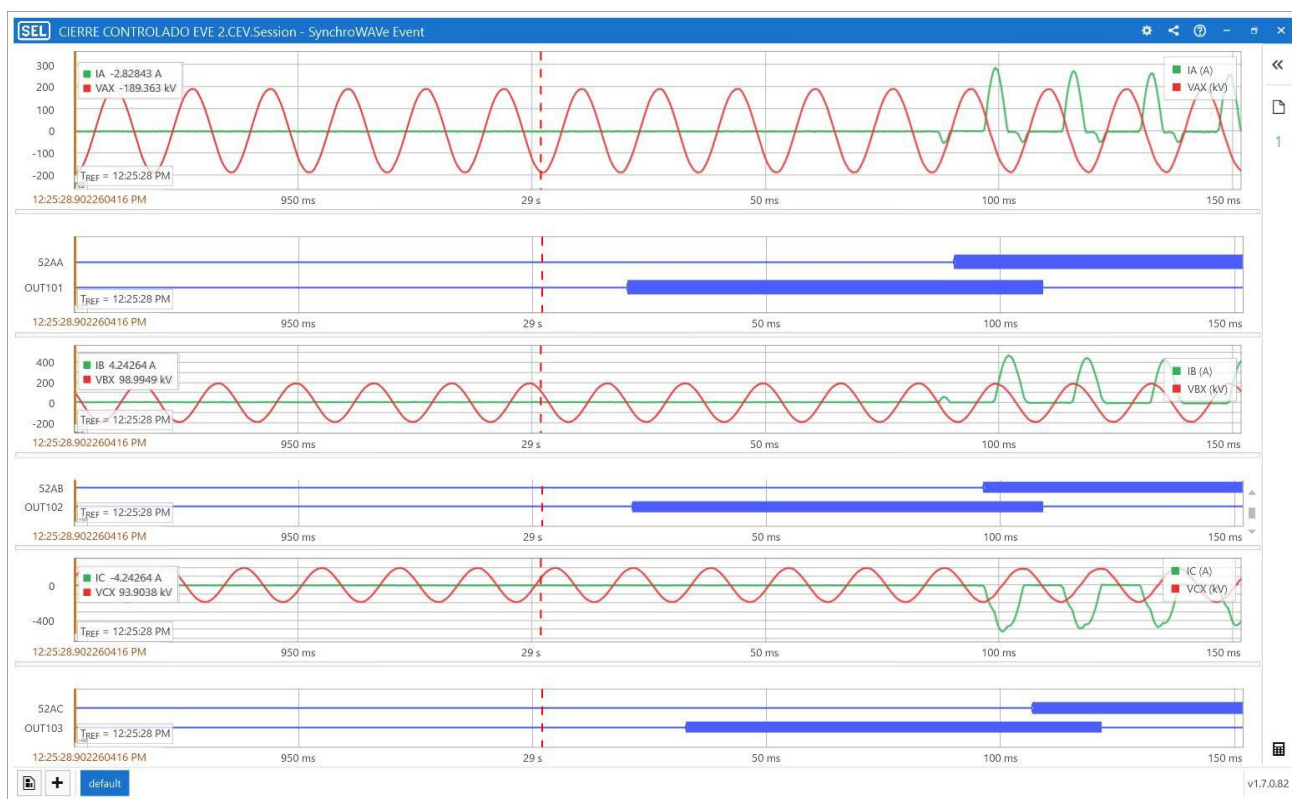


Figura 4.3.-Cierre controlado 2 con transformador en vacío.

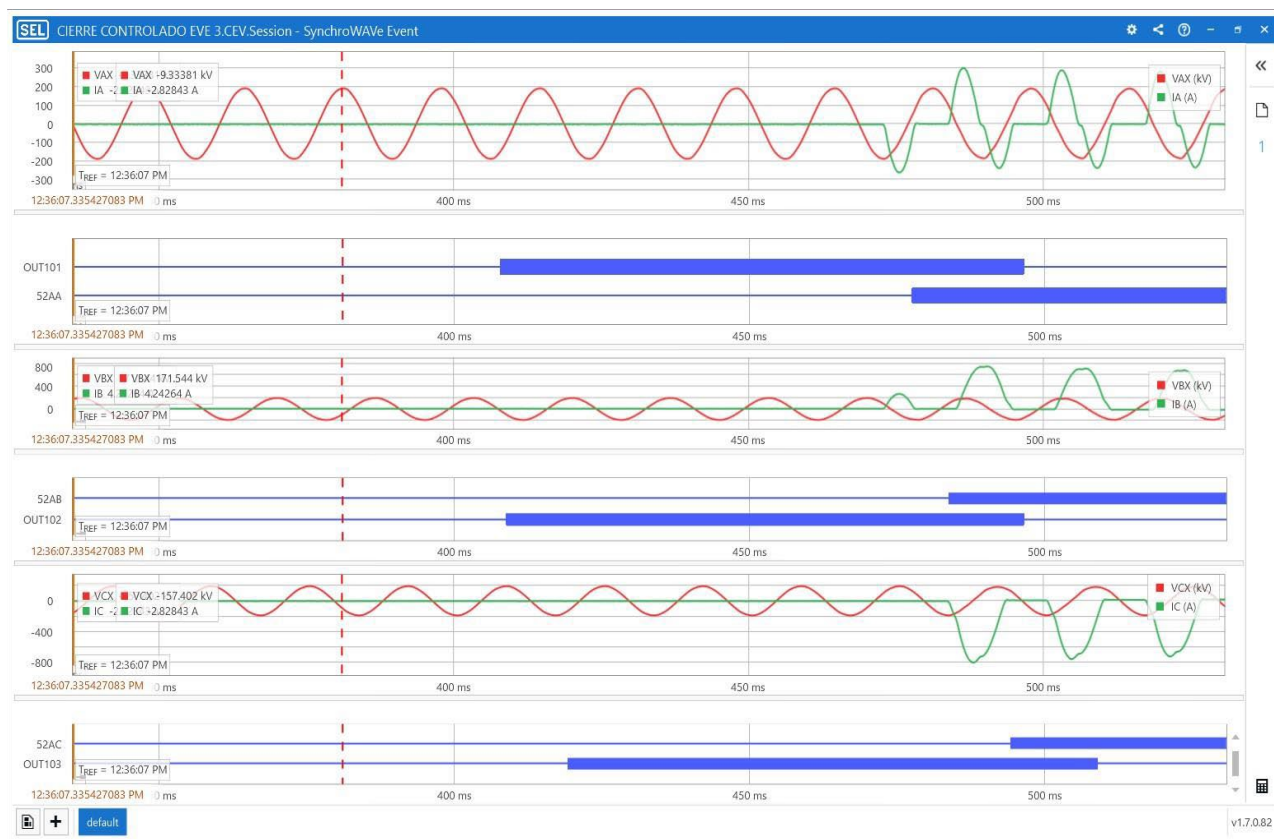


Figura 4.4.-Cierre controlado 3 con transformador en vacío.

4.3-Transformador TR3 resultados de la implementación de cierre controlado

A continuación, en la Figura 4.5 se muestran los datos de placa del transformador TR3 en el cual se realizaron pruebas de cierre no controladas y controladas.

En las pruebas realizadas en PSCAD se simulaban cierres sin y con cierre controlado con valores diferentes a los reales del sistema de la subestación; sin embargo, pueden ser tomados como referencia para las pruebas en campo. Se obtuvo como resultado que cuando se efectuaba el cierre en la cresta positiva de la tensión para cada una de las fases se obtenían las menores corrientes de Inrush. Para los casos ilustrados en la simulación la diferencia de las magnitudes máximas representa una reducción de aproximadamente el 64% para el caso del cierre controlado respecto al cierre no controlado.

El efecto adicional de reducción en la distorsión de la tensión, con el cierre controlado, no se aprecian tan evidentemente en los casos de los registros obtenidos en las energizaciones reales

No. DE PARTIDA: 003

• MATERIAL: ACERO INOX.
• DIMENSIONES: 572 x 305

TRANSFORMADOR DISEÑADO PARA UNA IMPEDANCIA NOMINAL DE 10.5% @ 75 000 KVA EL VALOR PROBADO SERA EL MOSTRADO EN LA PLACA DE CARACTERISTICAS.

56

4.4-Energización en vacío sin cierre controlado y con cierre controlado del TR3

Con la finalidad de establecer una comparación entre las magnitudes de corriente de Inrush que se alcanzan sin y con cierre controlado, se efectuó una energización sin cierre controlado. En la Tabla 6 se resumen las magnitudes máximas por fase alcanzadas en el cierre no controlado y en dos energizaciones efectuadas con cierre controlado. Como puede apreciarse comparando la magnitud máxima de los cierres controlados respecto al caso con cierre no controlado se presenta al menos una reducción del 58.8 %. Los resultados de cierres controlados presentados en esta tabla se pueden ver en las Figuras 4.6, 4.7 y 4.8, respectivamente.

Tabla 6.-Comparación de magnitudes máximas en energizaciones en vacío TR3

Tipo de maniobra	Magnitud máxima corriente Inrush fase A [A]	Magnitud máxima corriente Inrush fase B [A]	Magnitud máxima corriente Inrush fase C [A]	Porcentaje de reducción respecto a cierre no controlado
No controlado	544.00	776	556	0.0
Cierre controlado 1	299.8	148.49	319.61	58.8%
Cierre controlado 2	285.67	188.09	308.29	60.2%
Cierre controlado 3	312.64	202.23	306.68	59.7%

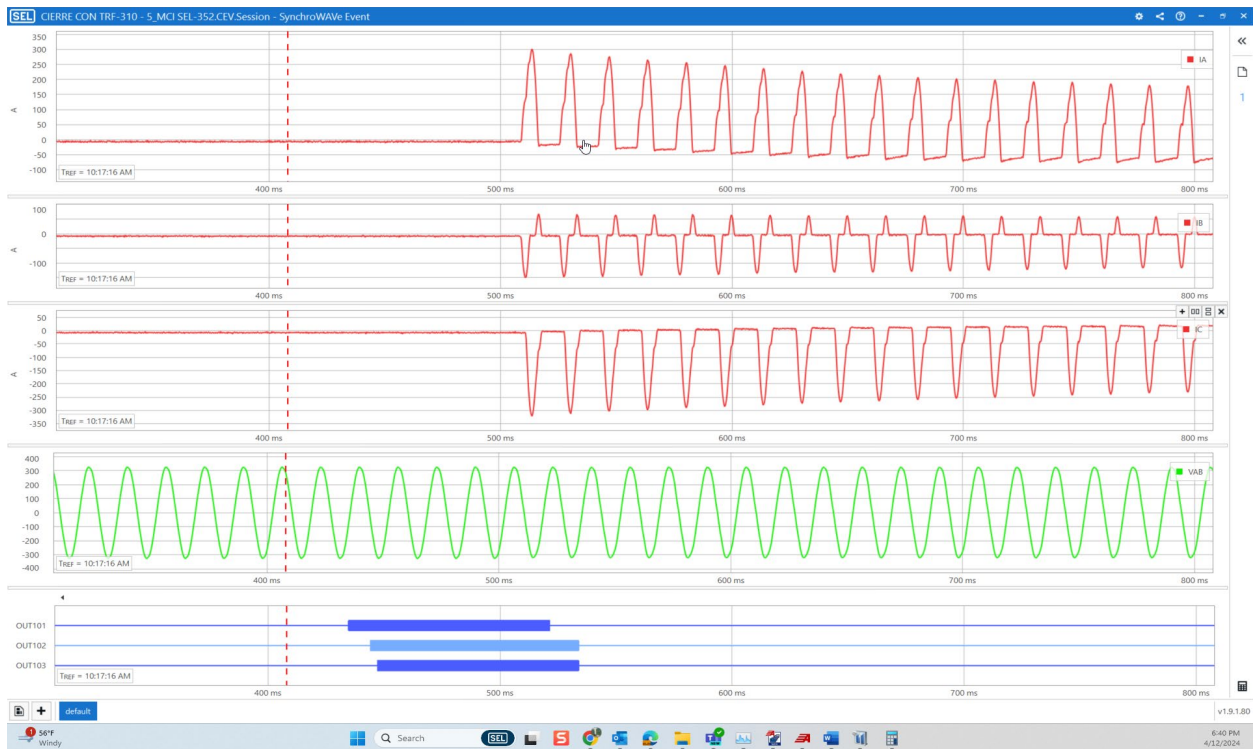


Figura 4.6.-Cierre controlado 1 con transformador en vacío TR3.

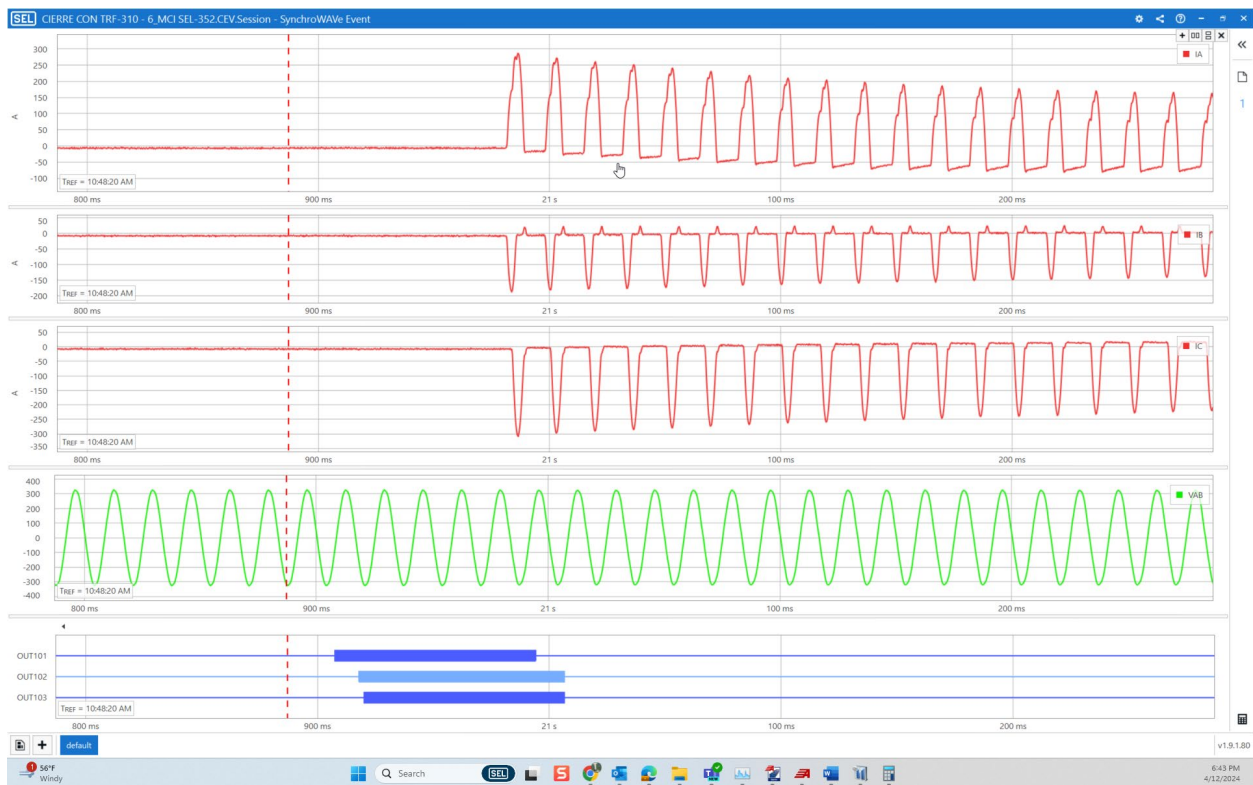


Figura 4.7.-Cierre controlado 2 con transformador en vacío TR3.

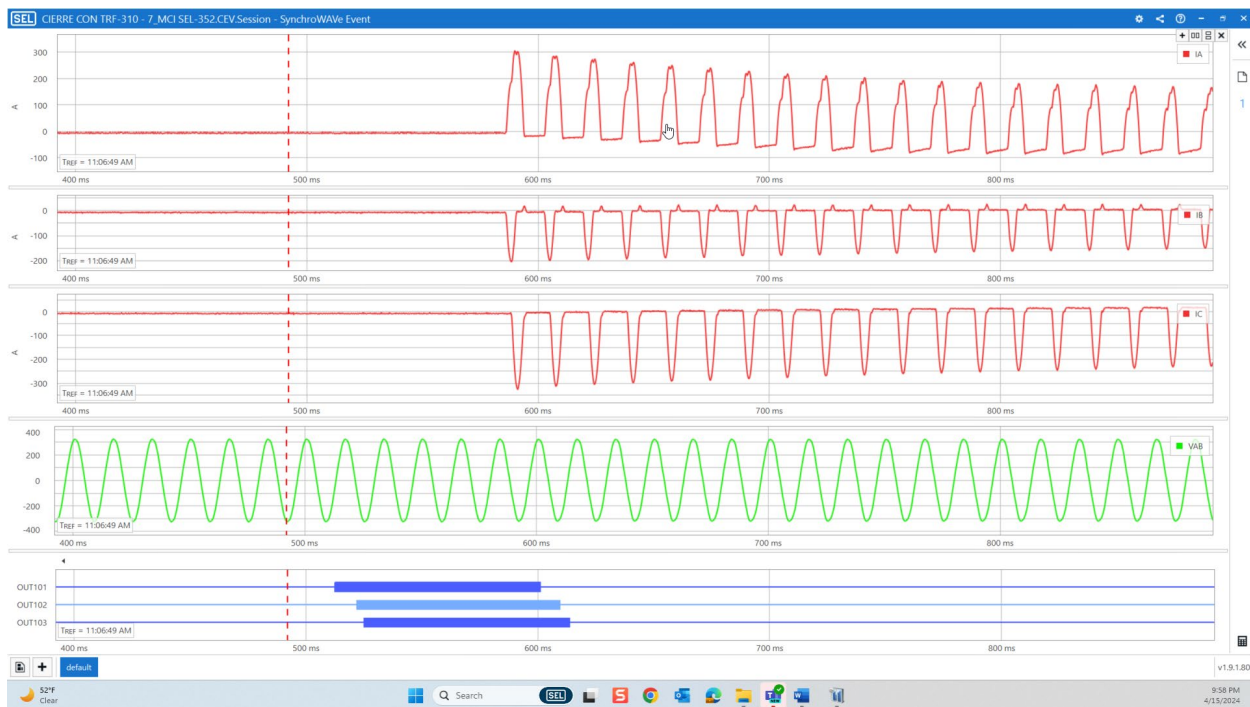


Figura 4.8.-Cierre controlado 3 con transformador en vacío TR3

4.5-Analisis independiente de evento de cierre controlado

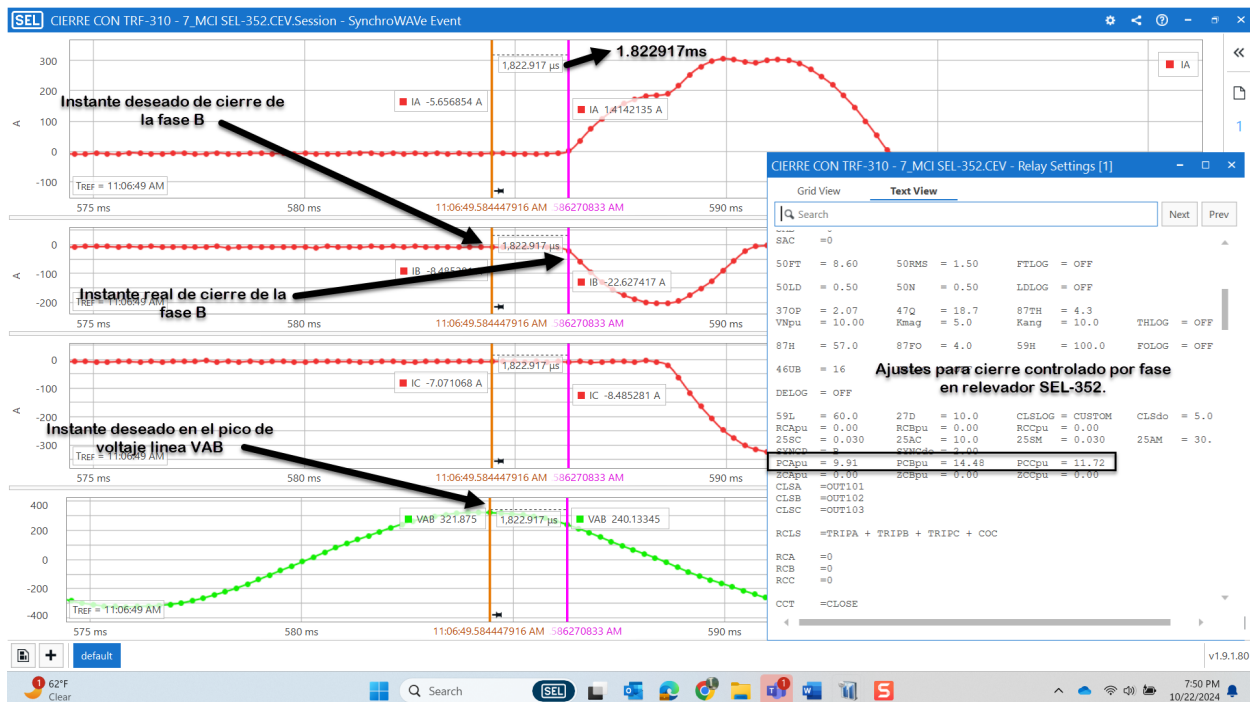


Figura 4.9.-Evento de cierre controlado en vacío TR3 para análisis final.

Referente al evento seleccionado para el transformador TR-3 mostrado en la Figura 4.9, se pueden realizar las siguientes observaciones:

- El cierre de la fase B no coincide completamente con el pico de la onda de tensión VAB (onda de color verde), estas dos fases cierran 1.822917 milisegundos después de haberse detectado el pico de tensión de línea.
- El valor de las corrientes pico para este cierre controlado es de $I_A=305.47$ A, $I_B=202.23$ A e $I_C=326.68$ A. Lo anterior refleja una mejora del 57.9% de reducción de corriente de Inrush en referencia con el valor máximo obtenido sin cierre controlado (776 A, ver Tabla 6).
- Se puede verificar en los ajustes del relevador que el retardo de tiempo de cierre para la fase B asociado al ajuste PCBpu es superior a las otras dos fases. Lo anterior contribuyó al hecho de no lograr un cierre en el punto de la onda deseado.
- Se concluye que la corriente de Inrush es reducida en un porcentaje considerable para este evento de acuerdo con los valores analizados en el párrafo anterior.

En la Figura 4.9, se concluye que el cierre controlado redujo en manera sustancial la corriente de la Inrush en el transformador TR-3 con algunas mejoras posibles en los tiempos de operación de los contactos de cierre.

4.6-Análisis de resultados

De acuerdo con el análisis de las oscilografías obtenidas antes y después de la implementación del cierre controlado podemos mencionar los siguientes resultados:

- ✓ La corriente de Inrush disminuyó como valor mínimo el 37.85% para el transformador TR1 con el cierre controlado contra el cierre no controlado de acuerdo con la tabla comparativa para cada evento.
- ✓ La corriente de Inrush con el mejor valor reflejado fue de 61.1% para el transformador TR1 con el cierre controlado contra el cierre no controlado de acuerdo con la tabla comparativa para cada evento.

- ✓ La corriente de Inrush disminuyó como valor mínimo el 58.8% para el transformador TR3 con el cierre controlado contra el cierre no controlado de acuerdo con la tabla comparativa para cada evento.
- ✓ La corriente de Inrush con el mejor valor reflejado fue de 60.2% para el transformador TR3 con el cierre controlado contra el cierre no controlado de acuerdo con la tabla comparativa para cada evento.
- ✓ Se pudo verificar que el tiempo de operación de los interruptores difiere para cada uno de los transformadores TR1 y TR3. Como se comentó en algunos fragmentos de la Sección 1.3 referente al interruptor de potencia, el tiempo de operación de cada polo depende de factores como la temperatura ambiente y el mecanismo de operación del interruptor.
- ✓ De acuerdo con los resultados obtenidos se aprecia que el cierre controlado mejora en gran medida la disminución de la Inrush lo cual era el principal objetivo de esta aplicación.
- ✓ En referencia al último análisis realizado en la Sección 4.5, se puede concluir que se pueden realizar algunas mejoras a los tiempos de operación de los contactos del interruptor.
- ✓ Se visualizó claramente que el cierre de las fases A y B contra tensión pico de línea esperado y la corriente, no coincidió completamente como era lo esperado, sin embargo, la reducción de la Inrush fue muy favorable.
- ✓ Hay posibilidad de mejorar aún más los resultados mostrados en este documento por lo cual se sugiere un reajuste a los tiempos de operación de los contactos del interruptor de potencia de tal manera que se logre el 100% del valor pico de la tensión en cada maniobra.
- ✓ En algunos eventos se puede visualizar que algunos contactos de cierre físicos de los interruptores de potencia muestran una variación considerable, dado esto se sugiere un reajuste en estos contactos para agregarlo al ajuste de tiempo del relevador SEL-352, con esto, se podrá obtener el mayor beneficio de estas maniobras de cierre controladas.

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES

El desarrollo de la ingeniería existente para el presente proyecto presentó varios retos, por mencionar algunos, la información en algunos casos fue complicada de obtener y en otros más no fue posible obtenerla.

La modificación de los circuitos internos de los interruptores no estaba considerada en el inicio del proyecto, esta modificación fue realizada en una fase posterior, cuando se llevó a cabo un levantamiento de información en campo para los interruptores de potencia.

Respecto a la actualización de la ingeniería el punto importante a mencionar es la definición de muchos puntos de conexión en campo debido a que no se tenían cédulas de cableado existente y sólo se consideraron los diagramas del fabricante de los tableros de PCyM. Esta información siempre es foco de atención en este tipo de proyectos porque es parte esencial del diseño cuando se trabaja en la modificación de circuitos existentes.

Los ajustes del relevador SEL-352 son ajustes propuestos en fábrica, y en esta ocasión por tratarse de una actualización en campo, fueron probados hasta la fase de puesta en servicio en campo por el personal de servicios. De igual manera que el proceso de la ingeniería, estos ajustes fueron reacondicionados a los parámetros del sistema real, valores de operación de interruptor y señales que se compartían hacia los relevadores de protección existentes como lo son permisivos y mandos de control.

Las pruebas de simulación en PSCAD representan lo más cercano posible al sistema bajo prueba; sin embargo, se realizan bajo condiciones ideales, por lo que los ajustes utilizados no necesariamente son los ajustes finales en fábrica.

Además de disminuir la corriente de Inrush, se verificó la disminución en la deformación de las señales de tensión. En ambos casos, se demostró que el cierre controlado presenta un mejor desempeño. Sin embargo, el desempeño real del esquema depende de muchos factores como de la precisión de los tiempos de operación de los interruptores.

Como se mencionó en el Capítulo 1, la temperatura ambiental afecta los tiempos de operación de cualquier interruptor. Por lo anterior se sugiere realizar un reacondicionamiento de los tiempos de operación después de servicios de mantenimiento al interruptor.

Mi contribución a este proyecto consistió principalmente en el diseño y actualización de la ingeniería de PCyM, la modificación de la ingeniería existente del interruptor de potencia y la elaboración de ajustes iniciales con base en el manual e instrucción del relevador SEL-352. Aunado a este desarrollo de ingeniería también se debe considerar como parte importante la definición de los materiales necesarios tanto para el tablero de PCyM, así como el material para las modificaciones en el interruptor de potencia. La elaboración de las listas de cableado de control en campo es una parte importante de toda la información generada en la etapa de diseño, que es otra parte importante a mencionar.

La técnica de premagnetización de núcleo para mitigar la Inrush descrita en la Sección 4.7 aún tiene posibilidad de trabajos futuros de investigación ya que esta técnica aún no se ha implementado en campo de acuerdo a la literatura encontrada.

Asimismo, hay otras técnicas alternativas que están tomando fuerza y su aplicación es dirigida a fuentes de energía renovable. Las más importantes que puedo mencionar son la energización con aumento de voltaje desde cero y la de energización suave del transformador. De acuerdo con la literatura, estas dos técnicas están teniendo mucha relevancia en fuentes de energía renovable, y en las cuales está asociado el efecto de uso de inversores.

Algunos conocimientos adquiridos en esta maestría que apliqué en este trabajo terminal se pueden relacionar con las materias de análisis de transitorios, calidad de la energía y protecciones eléctricas en los SEP. Adicionalmente el uso de herramientas de simulación como en este caso se utilizó PSCAD.

Por último, se concluye que la implementación del cierre controlado fue exitosa porque se lograron los resultados esperados en sitio y, por lo tanto, se cumplieron las expectativas y satisfacción del cliente.

BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Máquinas Eléctricas quinta edición. Stephen J. Chapman.
- [2]. Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers: Application Examples and Benefits. Dan Goldsworthy and Tom Roseburg Bonneville-Power Administration Demetrios Tziouvaras and Jeff Pope-Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
- [3]. A unified Approach to controlled switching of power equipment. Gabriel Benmouyal, Normann Fischer, Douglas Taylor, Mark Talbott-William, and Ritwik Chowdhury-Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
- [4]. Prefluxing technique to mitigate Inrush current of Three-phase power transformer. International Journal of Scientist & Engineering Research, Volume 4, issue 6, June-2013. Mr. Pradeep J Kotak, Prof. Jaikaran Singh.
- [5]. Research of the transformer energization control strategy applied for storage-based wind farm self-start. He Yuan Mi, Zengqiang Mi, Ping Du, State Key laboratory of Alternate Electrical Power, System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University Baoding, China. Yulian Wan, Liqing Liu, Power Dispatching Control Center, State Grid East Inner Mongolia Electric Power Company Limited, Hohhot, China.
- [6]. Combining Flux Conditioning and Controlled Switching Techniques to Eliminate transformer energization voltage dips when connecting DER s to the Grid: A field demonstration. Vincent Balvet, VIZIMAX Inc. Montreal, Canada. Michel Normandeau, Hydro-Quebec Research Center, Varennes Canadá. Michel Mont-Brian, VIZIMAX Inc. Montreal, Canada.
- [7]. Soft transformer energization: Ramping time estimation method for Inrush current mitigation. Abdulrahman Alassi, Khaled Ahmed, Agusti Egea-Alvarez, Colin Foote. 2021 56th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)
- [8]. SEL-352-1, -2, -3 Relay Breaker Failure Control Data Recorder-Instruction Manual. Schweitzer Engineering Laboratories.
- [9]. Using High-Resolution Oscillography to improve the performance of controlled switching for transformers. Vetti Bala-Genesis Energy, Brett Hampson and Ritwik Chowdhury-Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
- [10]. Effect of sequential phase energization on the Inrush current of a delta connected transformer. K.P. Basu, Senior member, IEEE. Ali Asghar, member, IEEE and Stella Morris, senior member, IEEE.