



APLICACIONES INDUSTRIALES

Experiencia sobre la avería de un transformador de corriente ubicado en el neutro de un banco de condensadores. Caso de estudios subestación Tallapiedra

Experience about a fault on a current transformer located in the neutral of a capacitor bank. Study of case Tallapiedra substation

Damián Álvarez Audevert¹, Orly Ernesto Torres Breffe^{2, *}, Julio Espinosa Domínguez²

¹Empresa Eléctrica de La Habana, Cuba.

²Universidad Tecnológica de La Habana, Cuba.

*Autor de correspondencia: oetbreffe@yahoo.es

Recibido: 2 de junio del 2021

Aprobado: 30 de agosto del 2021

Licencia de uso y distribución Creative Commons Reconocimiento-No Comercial 4.0 Internacional



RESUMEN/ ABSTRACT

El transformador de corriente que se ubicaba en el neutro del banco de condensadores de la sección de barras 3A-3B de la subestación Tallapiedra 110/13,8 kV se destruyó por completo. Se dañaron además algunas unidades del banco de condensadores de varias fases, comenzando por un cortocircuito de fase a neutro y terminando como un cortocircuito trifásico. Empleando la modelación matemática se simularon varios escenarios para encontrar la causa por la cual este equipo se averió. Se encontró que el mismo no fue capaz de soportar la corriente dinámica que se tuvo para cada uno de los escenarios que se analizaron. Dimensionar adecuadamente la capacidad de sobrecorriente dinámica de estos equipos resulta de vital importancia para evitar que averías como la que se tuvo ocurran o cambiar el tipo de transformador de corriente por uno tipo ventana o toroidal, ya que por estos físicamente no circula la corriente primaria.

Palabras clave: corrientes dinámicas, transformador de corriente.

The current transformer that was located in the neutral of the capacitor bank of the bus section 3A-3B of the Tallapiedra 110/13,8 kV substation was completely destroyed, and some units were also damaged, starting by a phase to neutral short-circuit and ending as a three phase short-circuit. Using mathematical modeling, several scenarios were simulated to find the cause for which this equipment failed. It was found that it was not capable of withstand the dynamic current that was experience for each of the scenarios that were analyzed. Properly dimensioning the overcurrent dynamic capacity for these equipments is of vital importance to prevent failures like the one that occurred or change the type of current transformer for a window or toroidal type, since the primary current does not physically circulate through these.

Keywords: dynamic current, current transformer.

INTRODUCCIÓN

Los bancos de condensadores básicamente se pueden conectar en delta o en estrella. La elección de dichas conexiones vendrá dada por el nivel de tensión en que se desee instalar, la potencia del banco, el esquema de protección que se requiera implementar, tensión nominal de las unidades y el régimen de neutro del sistema eléctrico [1].

Cómo citar este artículo:

Damián Álvarez Audevert y otros. Experiencia sobre la avería de un transformador de corriente ubicado en el neutro de un banco de condensadores. Caso de estudios subestación Tallapiedra

2021, vol. 42, n. 3, septiembre/diciembre. ISSN:1815-5901.

Sitio de la revista: <http://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE>

Los bancos de condensadores se componen de varias unidades las cuales pueden tener fusibles externos, internos o no poseer fusible alguno. Los fusibles externos como su nombre lo indica son fusibles conectados externamente a las unidades de condensadores y los mismos se emplean para desconectar su unidad correspondiente en caso de avería antes de que el envoltorio (chasis) de la unidad se averíe. Las unidades que emplean fusibles internos protegen a cada uno de los pequeños condensadores que conforman la unidad (elementos), por lo que la misma en caso de avería en uno de estos continúa en servicio. En la tecnología sin fusibles como su nombre lo indica no se emplean estos dispositivos, sino que cuando uno de los elementos se avería este se cortocircuita de forma tal que la unidad puede seguir en servicio [2]. En los bancos de condensadores los transformadores de corriente forman parte del esquema de protecciones que se usan para implementar varias de las funciones de protecciones,[3-5] , que se emplean para minimizar los daños en los mismos. Siendo las más comunes las protecciones contra los cortocircuitos (51/50/51N, Tabla 1) externos a las unidades que lo componen, así como la protección de desbalance (60). En este último caso los transformadores de corriente usualmente se instalan en los neutros de los bancos de condensadores.

Tabla 1. Acción de las funciones de protecciones eléctricas[6-9].

Función de Protección	Código ANSI
Protección de sobre corriente temporizada e instantánea	51,50
Protección de sobre corriente de falla a tierra temporizada	51N
Protección de desbalance de neutro	60N

Los transformadores de corriente conectados al neutro que se emplean para la protección de desbalance 60N [10], poseen una relación de transformación pequeña. Esto es debido a que necesitan medir con cierta precisión la corriente de desbalance producto a la salida de servicio de las unidades que componen al banco, para evitar que las unidades restantes estén sometidas a sobretensiones no admisibles [11]. En estos equipos pueden aparecer sobretensiones picos elevadas en sus secundarios, pudiendo ocasionar averías en el equipamiento conectado al mismo. Estas sobretensiones pueden ocurrir durante la conmutación de los bancos, así como en el instante en que estos se descargan producto a la entrada en servicio de otros o para averías externas cercanas [12]. Por otra parte, estos también se pueden ver expuestos a corrientes transitorias de alta frecuencia, por lo tanto se deben dimensionar de forma tal que no se dañen debido a las fuerzas electromagnéticas que ejercen dichas corrientes sobre estos. Se tienen diferentes tipos de transformadores de corriente dentro de los que se encuentran el primario devanado, que consiste en una o más espiras que se enrollan sobre uno o más núcleos. El devanado primario y secundario están aislados entre sí y del o de los núcleos y están ensamblados como una sola unidad. El devanado primario de este tipo de transformador se conecta en serie con el circuito de fuerza, por lo tanto por este circulará la corriente primaria. Por otra parte están los transformadores de corriente del tipo ventana y tipo toroide, los cuales cuentan con un devanado secundario aislado y ensamblado permanentemente sobre el núcleo. Estos no tienen un devanado primario por lo que no se conectan físicamente al circuito de potencia[13,14]. El motivo de esta investigación se originó producto a un fallo ocurrido en el banco de condensadores que se conecta a la sección de barras 3A-3B de la subestación eléctrica Tallapiedra 110/13,8 kV (figura 1), en donde se dañaron varias de las unidades que componían al mismo. Dicha avería se produjo debido a una falla en la fase C del banco mencionado anteriormente, la cual se cortocircuitó con el neutro de este,adquiriendo dicho neutro el potencial de esta fase, trayendo como consecuencia que las fases A y B experimentaran sobretensiones producto a que el neutro es común para todas las unidades dentro del banco de condensadores. Pero lo que llamó la atención de este evento es que el transformador de corriente que se ubicaba en el neutro de este se averió por completo. En la figura 2-a, se muestra el transformador de corriente dañado en donde se aprecia que le faltan partes de su aislamiento externo.

El banco de condensadores citado anteriormente posee una potencia reactiva aproximadamente de 21 MVAR y una configuración de doble estrella con neutro flotante (figura 2-b), donde cada fase de una de las estrellas cuenta con un solo grupo de 16 unidades en paralelo, dando un total de 96 unidades para todo el banco. Dichas unidades se encuentran protegidas por fusibles externos. Adicionalmente el banco cuenta con reactores por fase para limitar los transitorios asociados a la energización, así como para limitar las corrientes transitorias debido a la descarga del mismo para averías cercanas y se tienen instalados descargadores valvulares conectados de fase a tierra entre las unidades y los reactores.

Estos descargadores valvulares brindan cierta protección a las unidades contra las sobretensiones que se generan debido a los rayos, así como a las sobretensiones temporales producto a fallas a tierra, pérdida de cargas, entre otros. Además limitan las sobretensiones transitorias a que se pueden ver expuestas dichas unidades producto a las conmutaciones del banco[15].Por otra parte los reactores están protegidos en menor medida que las unidades por los descargadores valvulares debido a la ubicación de estos dentro del banco.

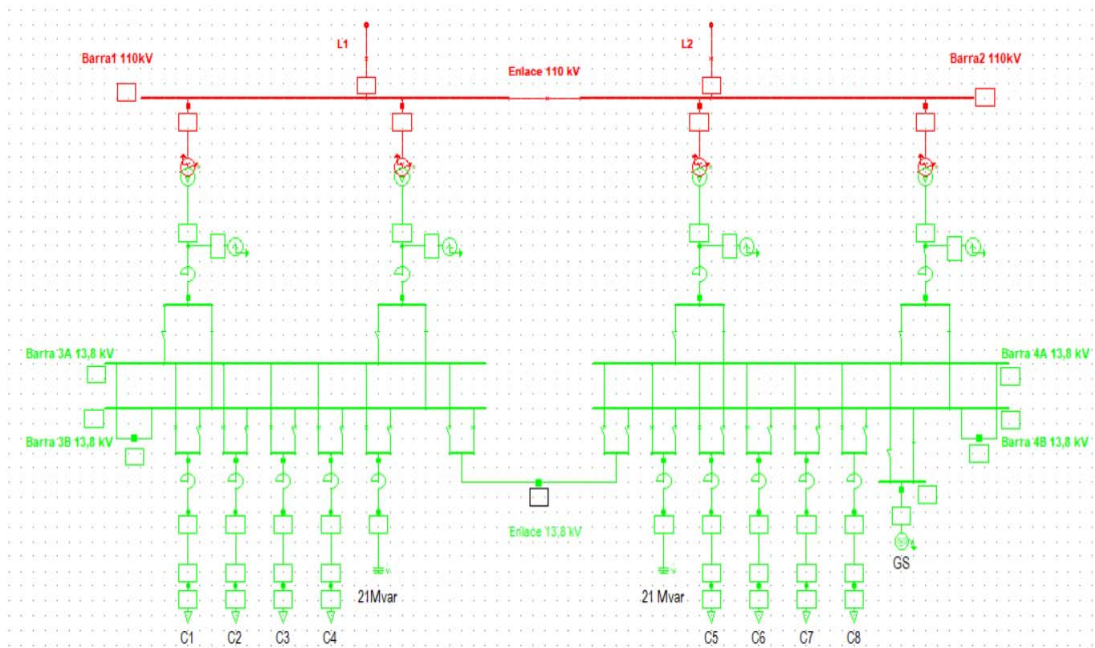


Fig 1. Esquema unifilar simplificado de la subestación Tallapiedra.

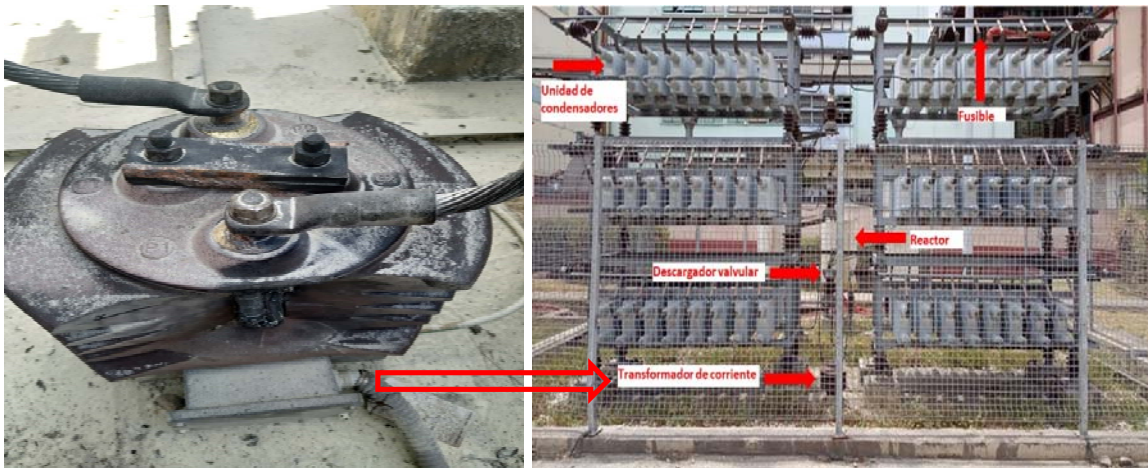


Fig 2 a) Transformador del neutro de la doble estrella dañado, b) Esquema doble estrella con el neutro flotante.

Durante el evento de la avería las dos líneas de entrada de 110 kV de la subestación Tallapiedra se encontraban en servicio con el enlace de barras cerrado, los cuatro transformadores de potencia en servicio, las secciones de barras 3A-3B enlazadas, así como las secciones 4A-4B, y con el interruptor de enlace de media tensión abierto (‘‘Enlace 13,8 kV’’, figura 1). El generador GS se encontraba en línea y el otro banco de condensadores fuera de servicio (este banco es idéntico al que falló, incluso hasta el transformador de corriente del neutro tiene las mismas características del que se averió). Hay que mencionar que la subestación Tallapiedra por el lado de 110 kV tiene su neutro puesto a tierra sólidamente y por el lado de media tensión a través de transformadores de puesta a tierra (‘‘grounding bank’’).

El artículo se dividió en un epígrafe de materiales y métodos, donde se exponen los modelos matemáticos para realizar la simulación del banco en detalles para encontrar la causa de esta avería que no tiene mucha explicación dado que el transformador de corriente tiene suficiente capacidad de sobre tensiones o de aislamiento. El segundo epígrafe es la discusión de los resultados y la comparación con los datos observados y medidos en la realidad. Finalmente se hacen conclusiones de que fueron las altas corrientes de alta frecuencia de outrush de los capacitores quienes dañaron el transformador de corriente y se recomienda buscar uno del tipo toroidal que no tenga devanado primario.

MATERIALES Y MÉTODOS

Dado que la avería se tuvo dentro del banco de condensadores se desarrolló un modelo matemático que permitiera modelar el fenómeno ocurrido en este. Para esto se empleó el modelo de las unidades de condensadores recomendado en [16], el cual según dicha referencia es adecuado para este tipo de estudios. En la figura 3, se muestra el circuito equivalente de las unidades que responde a dicho modelo, así como cada uno de los parámetros que lo componen. Por otra parte la inductancia de las interconexiones y del arreglo de condensadores se estimaron como $1,3132 \mu\text{H/m}$ de acuerdo a la referencia [17].

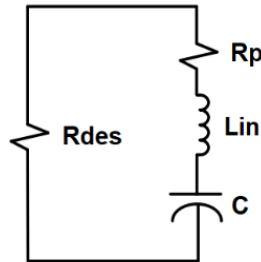


Fig 3. Circuito equivalente de una unidad de condensadores.

A continuación se describen los distintos parámetros que conforman el circuito equivalente de la unidad de condensadores de la figura 3:

- **Rdes** es la resistencia de descarga de las unidades cuyo valor se toma del reporte de pruebas que entregó el fabricante, que es de $9,2 \text{ M}\Omega$.
- **C** es la capacitancia interna de las unidades, en este caso para la simulación se emplea el valor correspondiente a la capacitancia nominal de estas, que es de $9,13 \mu\text{F}$.
- **Lin** es la inductancia interna que poseen las unidades. Este parámetro de acuerdo a [17], se puede tomar igual a $1 \mu\text{H}$.
- **Rp** representa la resistencia debido a las pérdidas dieléctricas. Y se puede determinar de forma aproximada a partir de la siguiente ecuación (1):

$$R_{p_{70^{\circ}\text{C}}} = F_c \cdot X_c \cdot \tan \delta_{20^{\circ}\text{C}} \quad (1)$$

R_{p_{70°C}}: Resistencia debido las pérdidas dieléctricas (Ω) calculada a 70°C .

F_c: Factor de corrección por temperatura, se toma igual a 3 de acuerdo a [18], aunque [16], recomienda que la resistencia debido a las pérdidas dieléctricas se obtenga a una temperatura de 75°C , pero no se cuenta con un factor de corrección para dicha temperatura.

$\tan \delta_{20^{\circ}\text{C}}$: Este parámetro es igual a $0,000124$ y se obtiene a partir del promedio de las pruebas de tangente delta realizadas a todas las unidades del banco de condensadores a una temperatura de 20°C .

X_c: En este caso se emplea la reactancia capacitiva nominal de la unidad, que es de $290,52 \Omega$.

Sustituyendo los valores se obtiene:

$$R_{p_{70^{\circ}\text{C}}} = 0,000124 \cdot 3 \cdot 290,52 \Omega = 0,108 \Omega$$

Limitaciones del modelo

En este caso los modelos de los elementos se han tomado a parámetros concentrados. El modelo del condensador no tiene en cuenta la variación de las pérdidas dieléctricas debido a los cambios en la tensión, en la temperatura y la frecuencia aplicada a las unidades del banco de condensadores. En la figura 4, se muestra el modelo desarrollado para una sección del banco de condensadores que se empleará para realizar los estudios correspondientes para determinar la o las causas que provocaron la avería dentro del mismo. Como se notará se modeló detalladamente cada unidad de condensadores empleando el modelo que se muestra en la figura 3. La unidad de condensadores se compone de un condensador en serie con un reactor, el cual tiene parametrizados los valores de la inductancia y resistencia debido a las pérdidas dieléctricas y en paralelo con todo esto se tiene una resistencia. Adicionalmente cada unidad de condensadores tiene un fusible, que representa el fusible que está instalado para la protección del envoltorio de la unidad capacitiva. Estos fusibles externos no tienen la capacidad de desconectar el elemento interno averiado dentro de la unidad de condensadores, por lo que actúa como una protección de la Cuba o chasis de la unidad de condensadores.

Se añadieron puntos de medición individual de corriente y tensión en cada una de las unidades de condensadores reales existentes en el banco trifásico, con el fin de obtener la causa del daño tanto de la unidad de condensadores como del transformador de corriente que es el objeto de estudio. En la figura se representa una sesión del banco de condensadores dado que la otra sesión es idéntica y están unidades por el TC que es el objeto de estudio quien es el encargado de detectar las pequeñas corrientes que se producen al estar dañado un elemento interno en una unidad de condensadores.

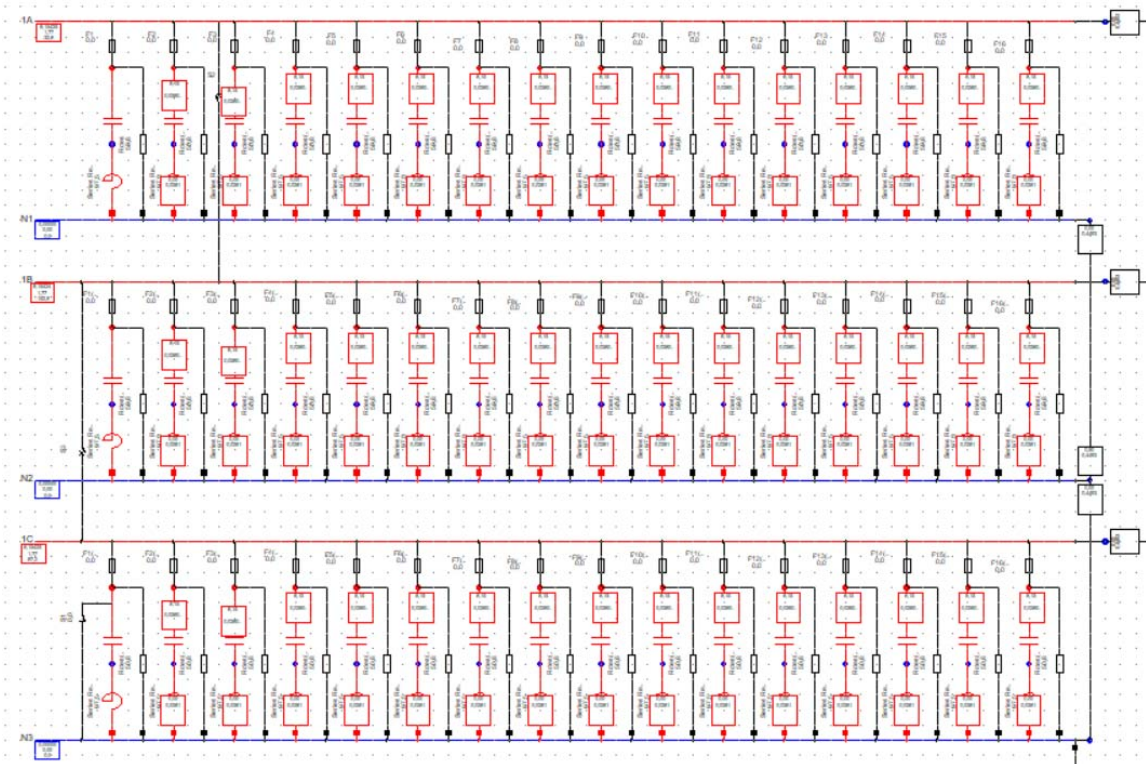


Fig 4. Modelo detallado de una de las secciones del banco de condensadores.

En esta figura es de notar que se han representado todas las interconexiones dentro del banco de condensadores a través de la representación de conductores. Como se notará el banco de condensadores trifásico está conformado por múltiples unidades monofásicas conectadas en paralelo, con sus fusibles externos. El inductor y la resistencia son elementos que caracterizan al banco monofásico, no quiere decir que existen reactores y resistores reales conectados de esta forma a los condensadores.

Consideraciones para el estudio

Para realizar el estudio se tomó como base las condiciones del sistema justo antes de la avería y se buscó reproducir el comportamiento que se tuvo en la falla a partir del oscilograma de las corrientes y tensiones de fase que guardó la protección del banco de condensadores. Y esto se obtuvo ya sea para una falla interna de una de las unidades al neutro en la fase C o que de alguna u otra manera la fase C y su neutro se hallan cortocircuitado y unos instantes después se tiene un cortocircuito trifásico. Como se puede observar el comportamiento tanto de las formas de ondas registradas por el relé como las que se obtuvieron mediante las simulaciones para las corrientes de fase del banco de condensadores y las tensiones en barra (figura 5 a figura 8) tienen comportamientos muy similares, diferenciándose en algunos aspectos debido a que no se puede reproducir a cada instante todo lo que ocurrió con todo detalle producto a la evolución de la avería, debido también a las limitaciones de los modelos empleados y de los parámetros estimados para la simulación.

En las figuras 5 y 6, se muestran las formas de ondas de las tensiones de fase del banco de condensadores durante todo el evento. En condiciones de prefalla en ambas figuras se tiene una tensión pico en el orden de los 11 kV aproximadamente, esto equivale a 7,78 kV r.m.s. Cuando ocurre la falla inicial a los -0,108ms antes del "Trigger" (figura 5), se observa como la tensión se distorsiona un poco en cada una de las fases, en cambio en la simulación esta distorsión se aprecia sobre todo en la fase C y ya cuando ocurre el cortocircuito trifásico en ambas figuras se observa como la tensión baja de forma general cayendo por debajo de los 3 kV pico.

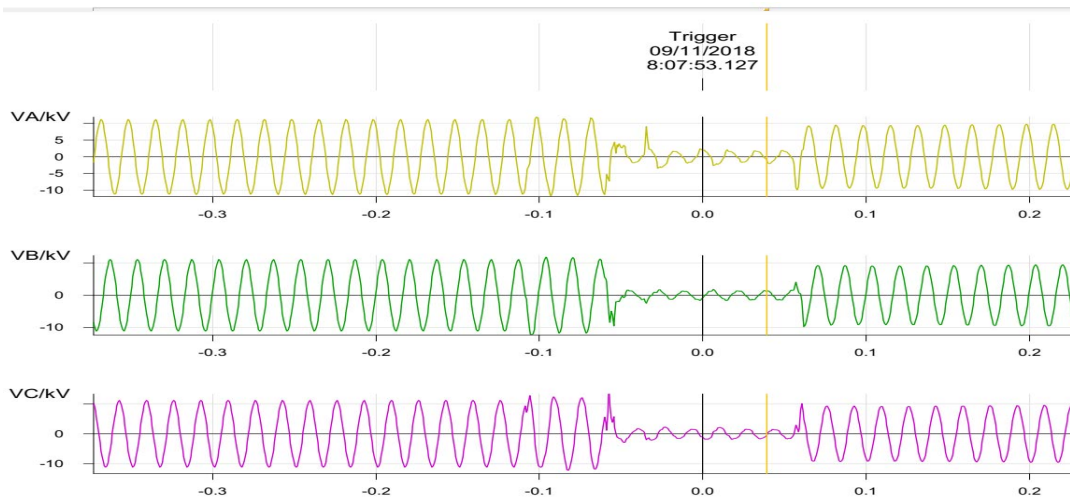


Fig 5. Tensiones de fase a neutro del banco de condensadores guardadas por el relé de protecciones Micom P142.

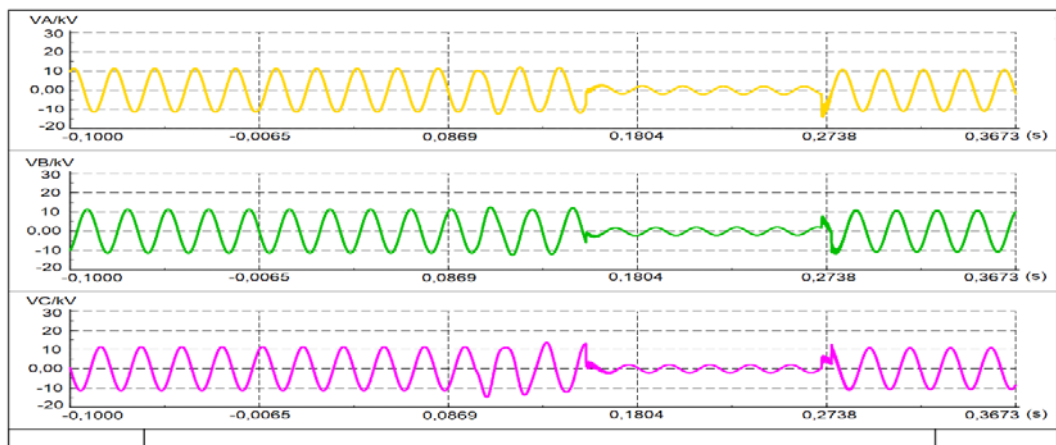


Fig 6. Resultados de las simulaciones de las tensiones de fase a neutro del banco de condensadores.

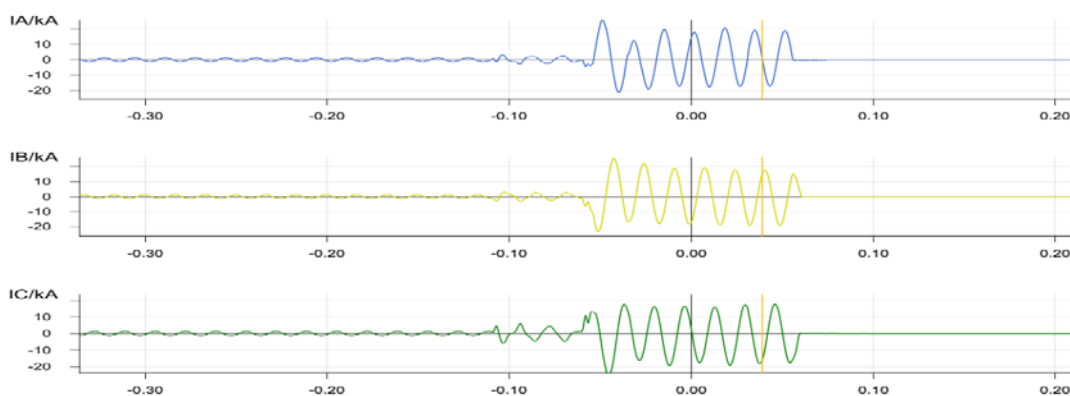


Fig 7. Corrientes por fase del banco de condensadores guardadas por el relé de protecciones Micom P142.

Mediante la figura 8, se comprueba a partir de la figura 7, que la avería inicial comienza en la fase C debido al aumento de corriente que se tiene en esta fase respecto a las otras dos fases. Hay que señalar que en los resultados de las simulaciones de las tensiones de fase no se evidencia ningún tipo de sobretensión peligrosa respecto a las formas de ondas de tensiones guardadas por el relé de protecciones.

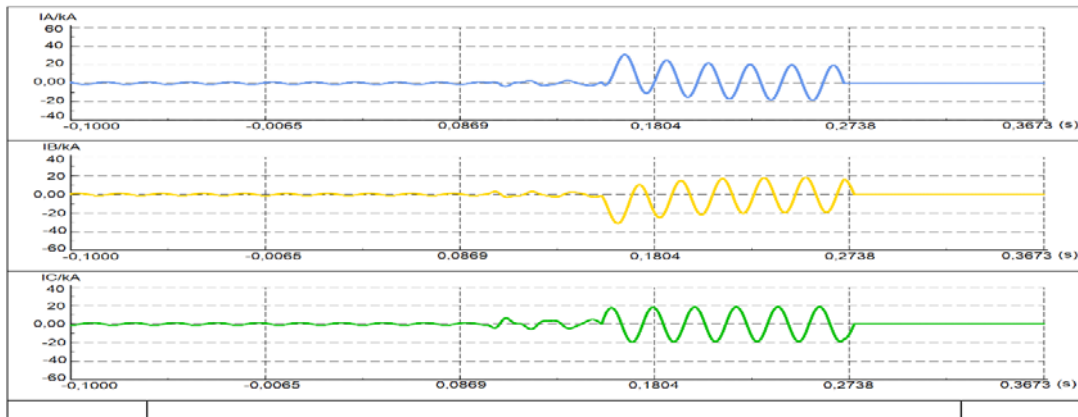


Fig 8. Resultado de la simulación de las corrientes por fase del banco de condensadores.

DISCUSIÓN y RESULTADOS

La sobretensión que se ve aplicada en el transformador de corriente al empezar el evento de acuerdo a la figura 9, tiene un pico máximo de -15,8 kV. Dicho transformador posee un aislamiento de 24/50/125 kV, por lo tanto el valor pico obtenido en la simulación ni siquiera excede la tensión nominal r.m.s del mismo (24 kV), por lo que se descarta que este haya fallado producto a este fenómeno. Unos instantes después la tensión cae a cero producto al cortocircuito trifásico que se tiene dentro del banco.

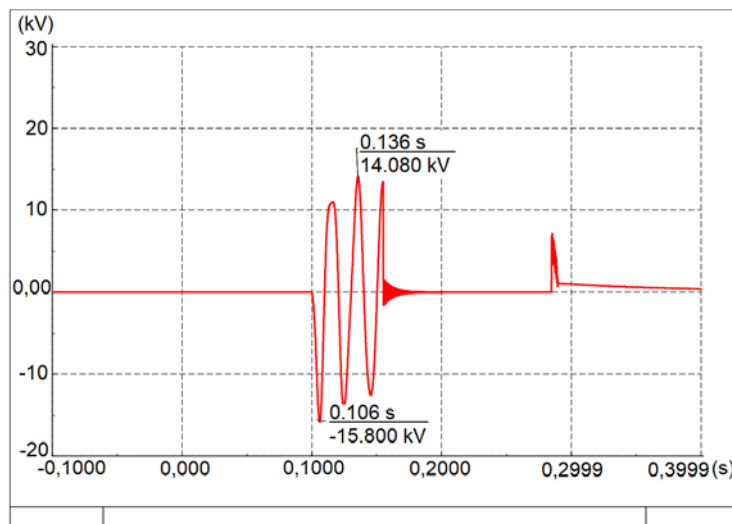


Fig 9. Resultado de la tensión aplicada entre neutro y tierra al transformador de corriente ubicado en el neutro del banco.

Por otra parte en la figura 10, se muestra el resultado de la simulación para la corriente que pasa por dicho transformador y como se puede apreciar cuando ocurre el cortocircuito trifásico por este pasa una corriente de muy alta frecuencia con un pico en el orden de los 65 kA. Este pico de corriente y la alta frecuencia son consecuencias de la descarga de energía almacenada en ciertas unidades que al final terminan circulando por el primario del transformador de corriente. Como se nota a simple vista la magnitud del pico de corriente obtenido en la simulación excede con creces la capacidad de soporte a la corriente dinámica del transformador de corriente que era de 2,5 kA. Esto explica claramente porque este equipo se averió.

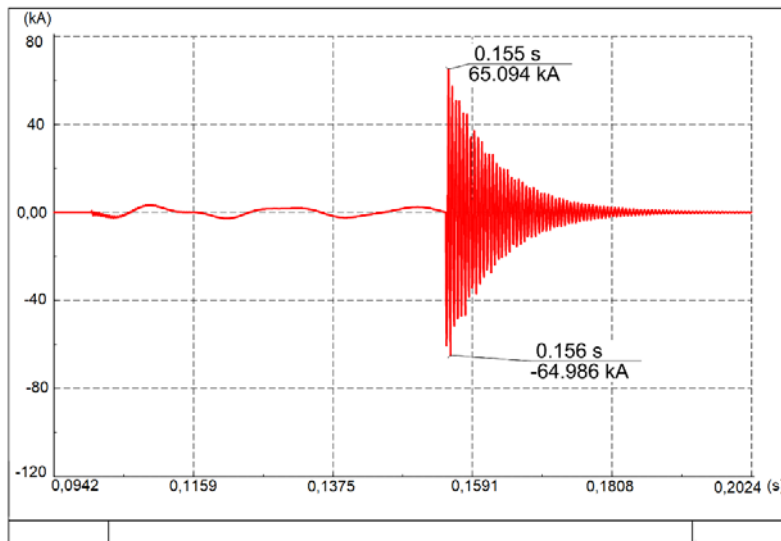


Fig 10. Resultado de la simulación de la corriente en el neutro del banco de condensadores.

Luego se realizaron varias simulaciones variando el tiempo de ocurrencia de la falla trifásica en cada una de las fases para observar la severidad que puede presentarse durante este fenómeno. En la figura 11, se muestra el resultado para un cortocircuito trifásico cuando la tensión es máxima en la fase A y como se puede apreciar al igual que en el caso anterior se tienen picos de corrientes muy superiores a los que pudo tolerar el transformador.

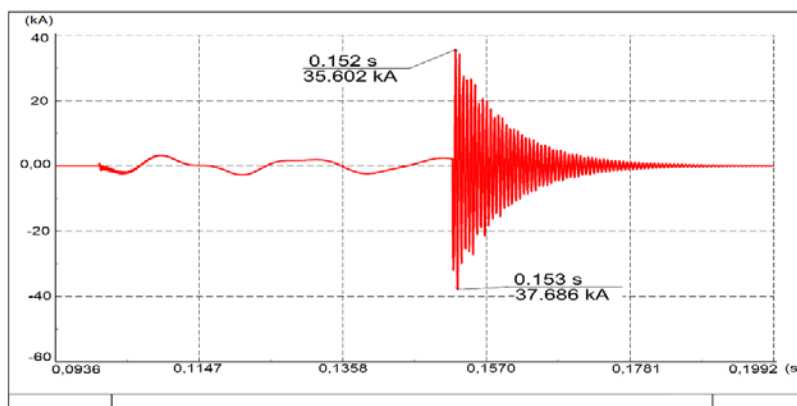


Fig 11. Corriente de descarga que pasa por el neutro del banco de condensadores para un cortocircuito trifásico cuando la tensión es máxima en la fase A.

El máximo valor pico se obtuvo para la fase C para el instante en que la tensión es máxima y la forma de onda se corresponde con la de la figura 10. Esto quiere decir que el cortocircuito trifásico que se tuvo en la avería real ocurrió cercano o en la peor condición posible para el transformador de corriente.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1-Se averiaron varias de las unidades dentro del banco de condensadores producto a que estas fueron expuestas a sobretensiones no admisibles de acuerdo a su nivel de aislamiento.

2-Por los resultados arrojados es evidente que la corriente dinámica seleccionada para el transformador de corriente que se ubicaba en el neutro del banco de condensadores no era la adecuada para esta aplicación y es la causa de la destrucción del transformador de corriente.

3-Se recomienda chequear el dato técnico referente a la corriente dinámica del transformador de corriente que se sustituyó por el averiado. En caso de que este sea inferior a los 65 kA deberá ser sustituido por otro que cumpla con esta condición y que mantenga los otros datos técnicos del transformador que se encuentra actualmente instalado.

4-Se recomienda cambiar el transformador de corriente que se encuentra instalado en el neutro del otro banco de condensadores de la instalación, ya que posee las mismas características técnicas del que falló.

REFERENCIAS

- [1] SEAN VAN DER TOORN. ``THE PROTECTION OF HIGH-VOLTAGE SHUNT CAPACITOR BANKS`` [online]. Sudáfrica, 1999. ·University of Cape Town. [Consultado el 15 de Agosto de 2021]. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&url=https://open.uct.ac.za/bitstream/handle/11427/19565/thesis_ebe_1999_van_der_toorn_sean.pdf%3Fsequence%3D1&ved=2ahUKFwizhKDMzuxAhVFRDABHYP6Bi8QFjAAegQIAxAC&usg=AOvVaw2iLziDQJy_XZsCIJv63wlp
- [2] RAMASAMY NATARAJAN. ``Power Capacitors`` [online]. EE.UU: CRC Press, 2005. [Consultado el 15 de Agosto de 2021]. Disponible en: <http://ndl.ethernet.edu.et/bitstream/123456789/32264/1/80.pdf>
- [3] CHE WAN MOHD FAIZAL ET AL. ``Determination of Fault Location in Shunt Capacitor Bank through Compensated Neutral Current`` [online]. 2018, vol. 4, p. 11. [Consultado el 6 de Julio de 2021]. Disponible en: <https://ijasre.net/index.php/ijasre/article/view/99/118>
- [4] HESSAMODDIN JOUYBARI MOGHADDAM. ``Fault Location in High Voltage Shunt Capacitor Banks``. Canadá, 2017. b.n. [Consultado el 6 de Julio de 2021]. Disponible en: <https://ir.lib.uwo.ca/cgi/viewcontent.cgi?article=6533&context=etd>
- [5] ORLYS ERNESTO TORRES ET AL. ``Simulación de transformadores de corriente en Matlab/Simulink``. n. 3. 2004, vol. 25, p. 9. [Consultado el 18 de Agosto de 2021]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/319546089_Simulacion_de_transformadores_de_corriente_en_MATLABSIMULINK
- [6] MAHMOUD SAID M. BEDEIR A. ``A Double Wye Ungrounded Fuseless Shunt Capacitor Bank Protection and Control Overview in A High Voltage Substation using an IED``. 2020, vol. 9, p. 7. [Consultado el 6 de Julio de 2021]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/341870532_A_Double_Wye_Ungrounded_Fuseless_Shunt_Capacitor_Bank_Protection_and_Control_Overview_in_A_High_Voltage_Substation_using_an_IED/fulltext/5ed797d5299b1e07856f57a/A-Double-Wye-Ungrounded-Fuseless-Shunt-Capacitor-Bank-Protection-and-Control-Overview-in-A-High-Voltage-Substation-using-an-IED.pdf
- [7] COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. ``AJUSTES DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LAS UNIDADES GENERADORAS, TRANSFORMADORES DE UNIDAD E INTERRUPTORES DE POTENCIA``. říjen 2019. [Consultado el 6 de Julio de 2021]. Disponible en: <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/s/G0100-07.pdf>
- [8] RASIEL OLALDE ESTUCH, ET AL. Mejora a las protecciones de los grupos electrogenos MAN.Caso de estudio Central Arigunabo. 2021, vol. 42, p. 10. ISSN 1815-5901. [Consultado el 15 de Agosto de 2021]. Disponible en: https://www.researchgate.net/profile/Julio-Espinosa-Dominguez-2/publication/349774121_Mejora_a_las_protecciones_de_los_grupos_electrogenos_MAN_Caso_de_estudio_Central_Arigunabo/links/60414cb2299b1e07856f57a/Mejora-a-las-protecciones-de-los-grupos-electrogenos-MAN_Caso-de-estudio-Central-Arigunabo.pdf
- [9] ANTONIO DEAN LABRADA ET AL. ``Modificaciones al Relé NSR 376 SA para Grupos Electrógénos de la Tecnología MTU``. 2021, vol. 42, n. 2, p. 9. [Consultado el 18 de Agosto de 2021]. Disponible en: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/616/761>
- [10] EDVARD CSANYI. ``10 unbalance detection schemes for removing failed capacitor bank from the system``. *ELECTRICAL ENGINEERING PORTAL*. 26. listopad 2018. [Consultado el 6 de Julio de 2021]. Disponible en: <https://electrical-engineering-portal.com/unbalance-detection-schemes-capacitor-bank>
- [11] PRECIADO YÉPEZ, NEHEMÍAS JOEL. ``Análisis de la regulación de tensión mediante banco de capacitores en serie, en alimentador de distribución de larga distancia de la subestación de 69 KV Fortín de la ciudad de Guayaquil``. Ecuador, 2019. UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL. [Consultado el 6 de Julio de 2021]. Disponible en: <http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/12749/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-218.pdf>
- [12] LUIS MANUEL DUTÁN AMAY. LUIS MANUEL DUTÁN AMAY. ``Análisis de la necesidad de inductancias limitadoras de transitorios en bancos de condensadores a 230 kV del sistema nacional de transmisión del Ecuador`` [online]. Ecuador, 2017. Escuela Politécnica Nacional. [Consultado el 3 de Julio de 2021]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/18926/1/CD-8319.pdf>
- [13] JORGE COCA SACERIO. ``Procedimiento de Diseño de Transformadores de Intensidad de Baja Tensión con Núcleo Toroidal``. Cuba, 2017. Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas. [Consultado el 15 de Agosto de 2021]. Disponible en: <https://dspace.uclv.edu.cu/handle/123456789/6/browse?type=author&value=Coca+Sacerio%2C+Jorge>
- [14] RIGOBERTO USCAMAYTA GUTIÉRREZ. ``ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN EN LA SUBESTACIÓN DE TOTORANI ACORDE A LOS NUEVOS CAMBIOS DE LA TOPOLOGÍA EN ALTA Y MEDIA TENSIÓN PARA EL AÑO 2021``. Perú, 2020. UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO DE PUNO. [Consultado el 15 de Agosto de 2021]. Disponible en: http://repositorio.unap.edu.pe/bitstream/handle/UNAP/14279/Uscamayta_Guti%C3%A9rrez_Rigoberto.pdf?sequence=1&iAllowed=y

- [15] ABB. ``Medium Voltage Capacitor Switching``. B.m.: ABB. 2018. [Consultado el 15 de Agosto de 2021]. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&url=https://search.abb.com/library/Download.aspx%3FDocumentID%3D1VCP000629%26LanguageCode%3Den%26DocumentPartId%3D%26Action%3DLaunch&ved=2ahUKewiGzf3Bz-xAhWKSDBHeXtDscQFjAAegQIBRAC&usg=AOvVaw0jfyfluxyY_eokfAuguw0v
- [16] SERGIO O. FRONTIN. ``Equipamentos de alta tensão Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas`` [online]. 1ra vyd. Brasil: Goya Editora LTDA, 2013. [Consultado el 3 de Julio de 2021]. Disponible en: https://institucional.taesa.com.br/wp-content/uploads/2018/11/INOVAEQ_Livro_Completo.pdf
- [17] TASK FORCE ON INDUCTOR APPLICATIONS IN SHUNT CAPACITORS ET AL. *IEEE PES-TR16 ``Transient Limiting Inductor Applications in Shunt Capacitor Banks``* [online]. B.m.: IEEE. listopad 2014. [Consultado el 3 de Julio de 2021]. Disponible en: <https://studylib.net/doc/25475301/ieee-transient-limiting-inductor-applications-in-shunt-ca...>
- [18] JUAN DE LA CRUZ MARTINEZ, ROBERTO DE JESUS GIL AQUINO. ``MANUAL DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE POTENCIA`` [online]. México, 2011. UNIVERSIDAD VERACRUZANA. [Consultado el 3 de Julio de 2021]. Disponible en: <https://docplayer.es/38146347-Trabajo-practico-educativo.html>

CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existen conflictos de intereses

CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

Damián Álvarez Audevert: <https://orcid.org/0000-0001-7652-6699>

Diseño de la investigación, recolección de datos, modelación matemática y simulación de los modelos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Orly Ernesto Torres Breffe: <https://orcid.org/0000-0001-7781-2611>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Julio Espinosa Domínguez: <https://orcid.org/0000-0002-7584-1862>

Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.