

Impacto de los esquemas de sincronismo en los transformadores principales de la Central Hidroeléctrica “Ing. Carlos Ramírez Ulloa”

Mauricio Sosa

Comisión Federal de Electricidad, Gerencia Regional de Producción Sureste,
Valladolid, Yucatán, México
mauricio.sosa@cfe.gob.mx

RESUMEN

La energización fuera de fase es un evento indeseable para una unidad generadora, la cual ocurre cuando el voltaje, la frecuencia o el ángulo correctos para la sincronización no se cumplen. Otra variable a considerar es la rapidez con la que las protecciones eléctricas liberan la falla. Esta combinación de circunstancias puede resultar en daño irreparable al equipo eléctrico primario. En los últimos 25 años se han tenido 11 fallas de transformadores principales monofásicos en la Central Hidroeléctrica Ing. Carlos Ramírez Ulloa (Presa El Caracol), sin tener un claro entendimiento de las razones. Este documento presenta los resultados de la investigación y análisis de la problemática, incluyendo la energización fuera de fase, y el reajuste de los esquemas de sincronismo para eliminar ese problema.

PALABRAS CLAVE

Sincronismo, transformadores, energización fuera de fase.

ABSTRACT

An undesirable event in a generator unit is the out of phase energization, which occurs when the right voltage, frequency, or angle is not accomplished. Another variable to be considered is the operation time at which the electrical protections disconnect the faulted element this combination of circumstances could lead to irreparable damage of the primary equipment. In the last 25 years, there has been 11 failures in the main one phase transformers in the Hydroelectric Central Ing. Carlos Ramírez Ulloa (El Caracol dam), without understanding the reasons. This document presents the results of the research and analysis of the situation, including out of phase energization, and readjustment to sincronism squeme for solving that problem.

KEYWORDS

Sincronism, transformers, out of phase energization.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia alimentan la electricidad necesaria para la vida diaria., los cuales requieren de una red de transmisión robusta y unidades generadoras confiables. Los tipos de unidades y sus primo-motores dependen de las fuentes de energía primaria disponibles, hoy en día se cuenta con turbinas hidráulicas y eólicas, además de turbinas de vapor en centrales termoeléctricas que utilizan algún combustible como carbón, gas natural, combustóleo, nucleares y geotermia, así como turbinas de gas y motores de combustión interna, en los cuales se produce la energía eléctrica y se instalan tan cerca de los centros de carga como lo permite el despacho económico.

La electricidad es un producto que no puede ser almacenado porque es producido, transportado, distribuido, comercializado y consumido en el mismo momento. Se requiere entonces de un constante balance entre la generación y la carga. Cuando ésta se incrementa, necesitamos poner en servicio una o más unidades generadoras y, si la carga baja, entonces debemos poner fuera unidades. Como la generación del sistema de potencia es la suma de todos los generadores acoplados en paralelo en ese momento, se puede decir que se trata de un “sistema de *bus* infinito”, en el cual es difícil que el voltaje o la frecuencia varíen debido a la cantidad de generadores conectados en paralelo. Para conectar un nuevo generador al sistema eléctrico de potencia y mantener su estabilidad, se requieren una serie de maniobras complejas. A este proceso se le llama “sincronización”. Las condiciones que se deben cumplir para sincronizar un generador son:^{1,2} igual secuencia de fases, correspondencia de fases, mismo voltaje, misma frecuencia, y ángulo de fase dentro de valor permisible.

Una diferencia de voltaje de entre 0 y +5% es permisible (el voltaje del generador debe ser mayor o igual al voltaje del *bus*). Un deslizamiento de frecuencia permisible (el rango en el cual difieren las frecuencias del generador y del *bus*) debe ser menor de 0.067 Hz. Esta diferencia equivale aproximadamente a 1 vuelta o revolución en el sincronoscopio cada 15 s. Adicionalmente, es recomendable tener la máquina “rápida” (la aguja del sincronoscopio debe girar hacia *quick* o *fast*), para prevenir motorización del generador y disparos por potencia inversa. El voltaje de la máquina debe ser más alto para que conecte entregando reactivos y prevenir la absorción de reactivos al momento de sincronizar.

Si bien el esquema de sincronización es muy importante, en muchos casos no se le da la importancia debida porque los daños de una mala sincronización no han sido bien entendidos. El peor caso es el exceso de confianza y considerar que: “esto no puede sucedernos a nosotros” o “nuestro operador está bien entrenado...”, hasta que sucede un evento de este tipo.

Este documento analiza el caso de la C. H. Ing. Carlos Ramírez Ulloa (El Caracol) de la CFE donde se tuvieron repetidas energizaciones fuera de fase, dañando los transformadores principales monofásicos. Se presenta un diagnóstico, las soluciones propuestas y los resultados superiores a lo esperado.

ESQUEMAS DE SINCRONISMO

Conexiones del generador al sistema de potencia

La CFE utilizados configuraciones básicas para conectar generadores al sistema eléctrico de potencia. Una de ellas es la conexión directa al *bus* y la

otra es la conexión unitaria a través de un transformador elevador de unidad o transformador principal.

Conexión directa a la red

En la conexión directa los generadores son conectados directamente a la red de distribución, sin un transformador de potencia. Los generadores son conectados al *bus* de carga para alimentar servicios auxiliares y cargas locales (figura 1).

Esas instalaciones son pocas donde se tienen pequeños generadores los que son conectados directamente a la red de distribución y cargas.

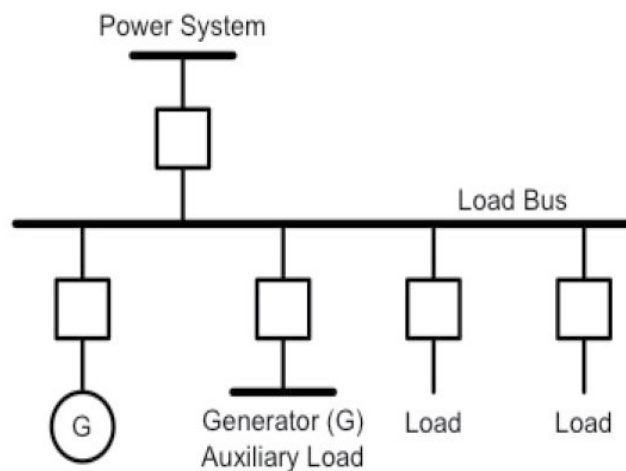


Fig. 1. Conexión directa del generador a la red de distribución.

Conexión a través de un transformador principal

La conexión a través de un transformador elevador o transformador principal es la conexión típica para la mayoría de las centrales de la CFE. El generador está conectado con un transformador elevador (figura 2). Hay algunos pocos casos donde hay dos o más máquinas conectadas a un solo transformador.

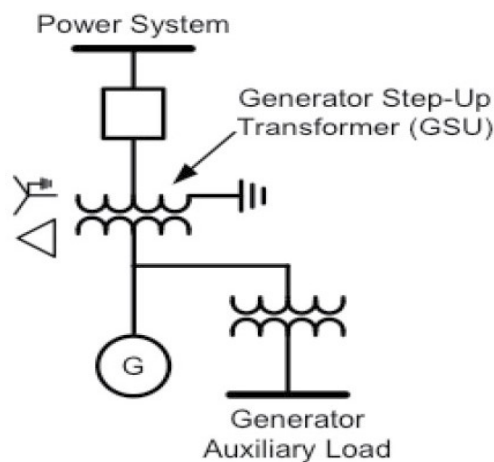


Fig. 2. Conexión típica de la mayoría de los generadores de CFE a través de un transformador principal o transformador elevador.

Esquemas de sincronismo

El esquema de sincronismo se alimenta por medio de la señal de voltaje obtenida desde los transformadores de potencial (TP's) del generador y del *bus* al cual se va a conectar, sea del mismo nivel de voltaje o de voltaje distinto al del generador eléctrico, a partir de las cuales se hace la comparación de los parámetros de magnitud de potenciales y frecuencias, así como la diferencia angular entre el generador y el sistema. Si el esquema de sincronismo es trifásico, también se puede obtener la secuencia de fases.

Existen tres esquemas de sincronismo básicos, la CFE procura utilizar la sincronización manual con relevador verificador de sincronismo y la sincronización automática.

Sincronización manual

En este esquema de sincronismo, el operador de unidad realiza los ajustes de voltaje y frecuencia en forma manual observando la ménsula de sincronismo, hasta igualar las magnitudes de voltaje e igualar la frecuencia, y una vez lograda esta condición, realiza la orden de cierre del interruptor de máquina cuando la aguja del sincronoscopio está lo más cercana a cero y con límites permisibles dentro de $\pm 10^\circ$ (figura 3).

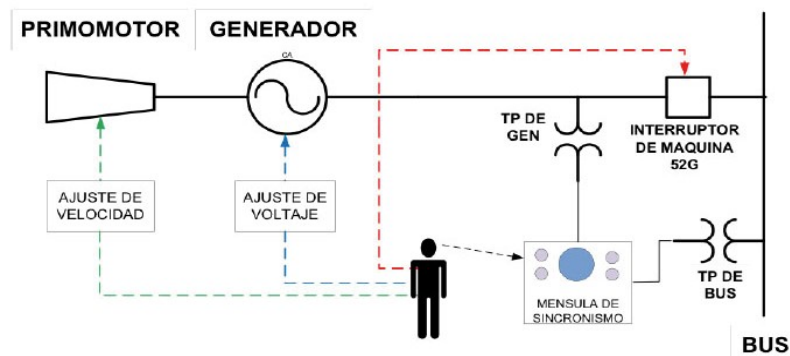


Fig. 3. Esquema de sincronización manual.

Algunos sincronoscopios tienen marcado en la carátula la sección angular donde puede realizarse el cierre del interruptor en forma segura, siempre y cuando se cumplan las demás condiciones.

Una ménsula de sincronismo completa (figura 4) incluye: voltímetro de *bus*, voltímetro de generador, frecuencímetro de *bus*, frecuencímetro de generador, sincronoscopio, y lámparas de sincronismo.

Por lo general, se ocupa el método de lámparas apagadas por ser monofásica la ménsula de sincronismo, si el esquema es trifásico, debe usarse el método de dos lámparas encendidas y una apagada para asegurar el momento justo de coincidencia de frecuencia, método que además permite verificar la secuencia de fases. Este tipo de esquema de sincronismo manual es totalmente dependiente del conocimiento, habilidad y entrenamiento del operador de unidad, por lo que se considera de alto riesgo al estar sujeto a la posibilidad del error humano.

Sincronización manual con relevador verificador de sincronismo



Fig. 4. Ménsula de sincronismo completa.

En este esquema de sincronismo, el operador de unidad realiza los ajustes de voltaje y frecuencia de forma similar a la sincronización manual. La diferencia es que aun cuando realice la orden de cierre del interruptor en condiciones no óptimas, el cierre del interruptor no se completará debido a que el contacto del verificador de sincronismo no da el permisivo de cierre, hasta que haya las condiciones adecuadas para sincronizar la unidad (figura 5).

Este tipo de esquema es dependiente del conocimiento y habilidad del operador de unidad, así como del correcto alambrado y ajuste del verificador de sincronismo, pero es más seguro que el esquema de sincronismo manual, por lo que se considera de riesgo medio, ya que reduce significativamente la posibilidad del error humano del operador de unidad. Se recomienda que el verificador sea del tipo que evalúa el ángulo de fase, la diferencia de voltaje y el deslizamiento de frecuencia y no solamente ángulo de fase, aunque siempre será preferible tenerlo limitado a no tenerlo.

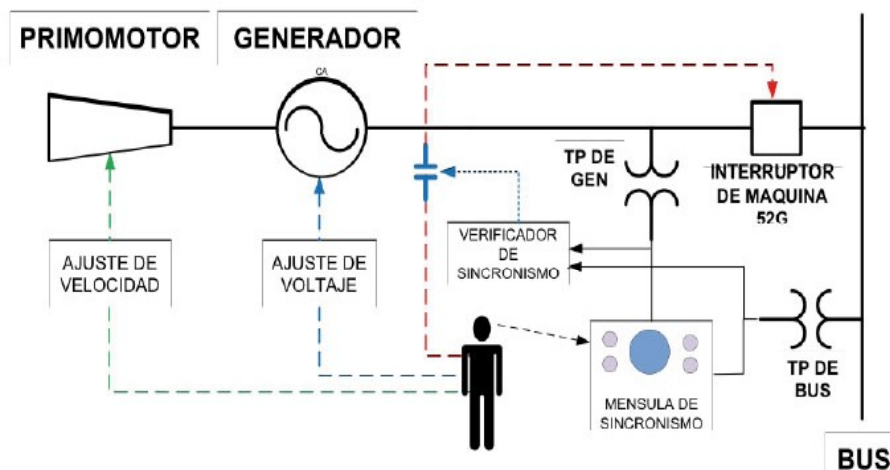


Fig. 5. Esquema de sincronización manual con verificador de sincronismo.

Sincronización automática

En este esquema de sincronismo, el sincronizador automático realiza los ajustes de voltaje y frecuencia sin intervención del operador de unidad y ejecuta la orden de cierre del interruptor de máquina en cuanto cumple con las condiciones requeridas para sincronización (figura 6).

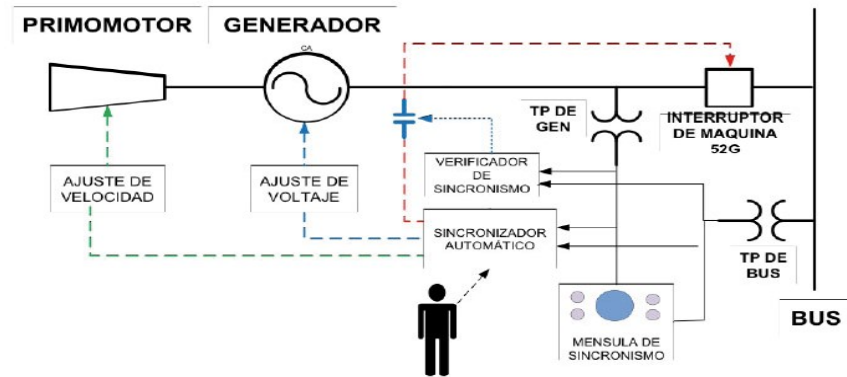


Fig. 6. Esquema de sincronización automática.

En este caso la intervención del operador es únicamente para poner en servicio el sincronizador automático, mismo que por lo general se autodeshabilita cuando se recibe la señal de que el interruptor de máquina ha cerrado. Este es un esquema totalmente independiente del conocimiento y habilidad del operador de unidad, por lo que se considera muy seguro. Sin embargo, se recomienda que también se supervise con un verificador de sincronismo ante una eventual falla de este equipo o errores de alambrado o de ajuste, por lo que entonces el contacto del verificador debe quedar en serie con el paralelo de los contactos permisivos de la sincronización manual y de la sincronización automática (figura 7).

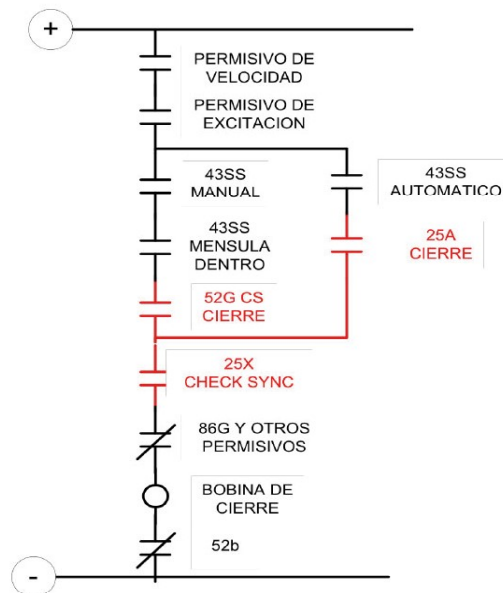


Fig. 7. Diagrama parcial de control de cierre del interruptor de máquina con sincronización automática y manual. El verificador de sincronismo 25X debe supervisar tanto el modo manual 52G CS como el sincronizador automático 25 A y ser preferentemente un equipo independiente.

Mediante el uso de sincronizadores automáticos, normalmente se logran sincronizaciones dentro de $\pm 5^\circ$, lo cual se traduce en una sincronización de bajo esfuerzo para la unidad generadora (figura 8 y 9).

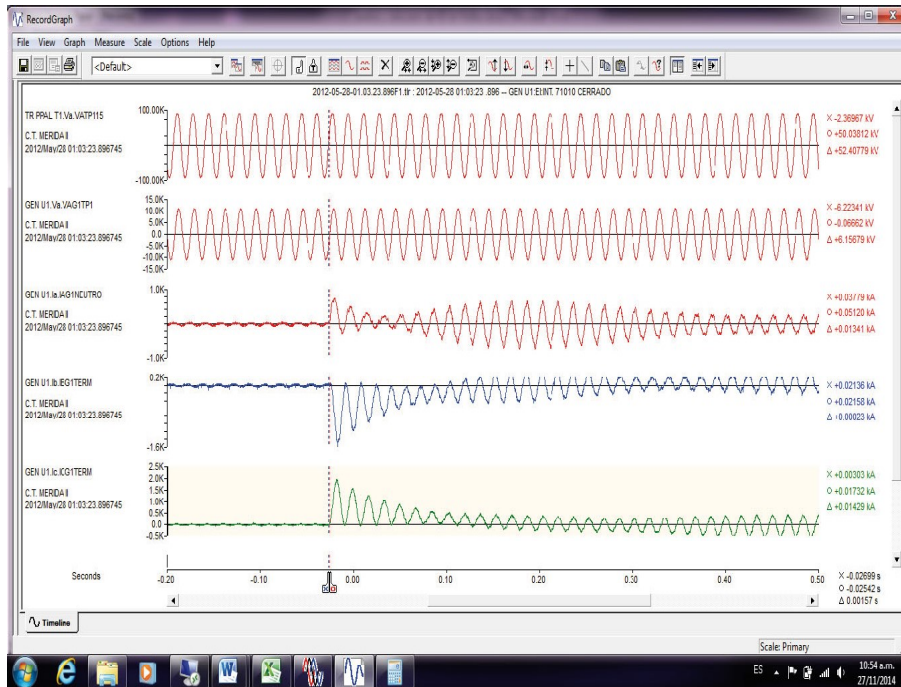


Fig. 8. Oscilograma de una conexión de unidad generadora realizada con un sincronizador automático con una diferencia angular de 3.91° . Las corrientes de fase en la sincronización son de valores entre 0.2 y 0.5 pu.

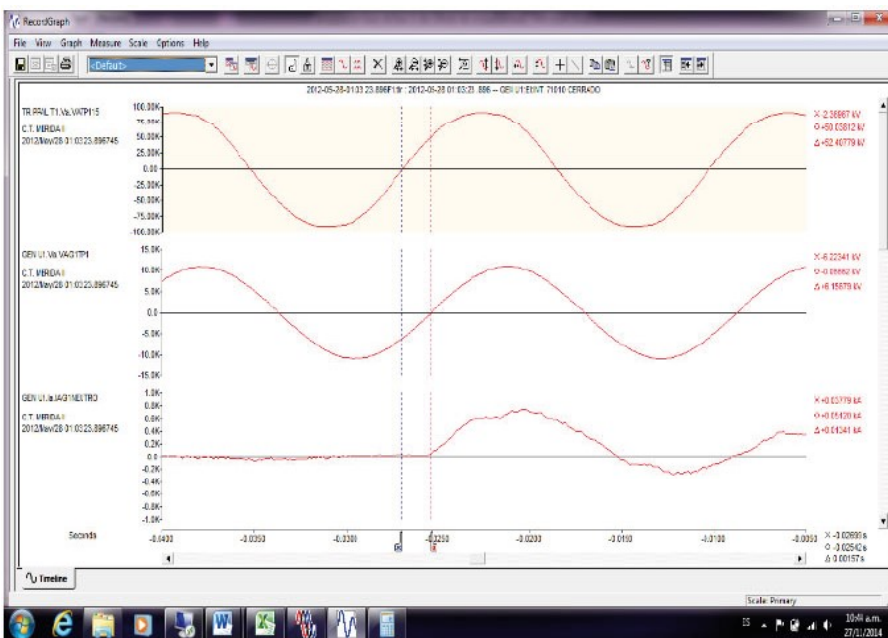


Fig. 9. Detalle del oscilograma de la Fig. 6 en la que la diferencia angular obtenida son 1.57 ms, correspondientes a 33.91° y considerando los 30° del desfase angular de la conexión en delta de los devanados de baja del transformador elevador, queda en 3.91° .

En el registro se tiene una diferencia angular de 33.91° eléctricos entre los potenciales de la fase del bus y del generador y, para este caso, considerando el desfase de 30° por la delta del transformador elevador, se tiene una diferencia angular de 3.91° en la sincronización, asumiendo que los errores de los transformadores de potencial TP's y del transformador elevador deben ser menores a 1° eléctrico y de hecho deben ser del orden de minutos.

ENERGIZACIÓN FUERA DE FASE: CAUSAS Y CONSECUENCIAS

Al evento de cierre del interruptor de máquina cuando se realiza si las condiciones para la sincronización de la unidad no se han cumplido, se le llama “energización fuera de fase”, siendo las condiciones más comunes en no cumplirse el ángulo de fase y el deslizamiento de frecuencia. Esta condición es un cortocircuito trifásico entre dos fuentes de potencia, el generador a conectarse y el sistema eléctrico de potencia, normalmente en condiciones de bus infinito, cuyo peor caso teóricamente sería el correspondiente a una diferencia angular de 180° ya que en este caso el potencial aplicado en el cortocircuito es de 2 pu y no de 1 pu como lo sería en una falla trifásica en terminales, estando la máquina conectada o en vacío, por lo que la corriente de cortocircuito podría ser mayor de 10 veces la corriente nominal del generador.

En un cortocircuito trifásico en terminales el valor de la corriente es de 6 a 10 veces la corriente nominal del generador y para algunas máquinas este valor puede ser destructivo, razón por la cual uno de los métodos utilizados para minimizar esta posibilidad es el uso del bus de fase aislada. Un cierre lento del interruptor de máquina también puede causar una energización fuera de fase.³

Causas de la energización fuera de fase

Existen diferentes causas de una energización fuera de fase, dependiendo del tipo del esquema de sincronismo:

- 1) Error humano (marcados con *)
 - Falta de conocimiento, habilidad o entrenamiento del operador de unidad*.
 - Exceso de confianza y distracciones*.
 - Prácticas operativas incorrectas*.
- 2) Falla de los circuitos de potenciales
 - Terminales flojas o sueltas.
 - Polaridad invertida.
 - Transformadores de potencial montados incorrectamente o con falseos.
 - Conexiones de fase incorrectas.
 - Código de colores de cables de control no controlado o mal aplicado.
- 3) Alambrado del circuito de cierre del interruptor de máquina
 - Falla del aislamiento del alambrado.
 - Conexiones incorrectas*.
 - Punteo accidental de terminales*.
- 4) Falla del verificador y del sincronizador
 - Ajustes incorrectos*.
 - Falla del contacto de cierre.

- Pérdida de calibración.
- Falla interna del equipo.

5) Falla del interruptor de máquina

- Falla del mecanismo de cierre en forma tripolar y, si el interruptor es compartido en un arreglo de interruptor y medio con una línea de transmisión con DRM, en forma monopolar.
- Falla del aislamiento del interruptor provocando falla a tierra o bien, un *flash-over*.

Se pudiera considerar que el *flash-over* es una forma especial de energización fuera de fase, ya sea externo o interno, aunque el *interlock* debe ser distinto para cada caso: en una energización fuera de fase, bastará con disparar el interruptor de máquina de la unidad generadora, sin embargo, en un *flashover*, será necesario “barrer” el bus al cual se pretendía conectar la unidad porque no será suficiente abrir el interruptor para librar la falla, dado que está abierto.

Consecuencias de la energización fuera de fase

Las consecuencias de la energización fuera de fase son variadas.

- Daños en el transformador principal: Un transformador dañado puede ser muy costoso. Bobinas, boquillas, empalmes y en casos severos, daños al núcleo pueden ocurrir. Normalmente, un arco interno incipiente produce gases y una presión excesiva. Si está equipado, la protección Bucchholz 63B y/o la válvula de sobrepresión 63P operarán. Los esfuerzos eléctricos por los sobrevoltajes y excesivas corrientes disminuyen la vida útil del transformador.

- Daños en el interruptor de máquina: Una energización fuera de fase puede dañar el interruptor de máquina. Los esfuerzos por sobrevoltajes y excesivas corrientes a través de los contactos del mismo destruirán el interruptor si se excede la capacidad interruptiva del equipo.

- Daños al generador y a la turbina: Daños a los aislamientos del generador pueden ocurrir, causados por los esfuerzos electromecánicos. Los amarres de los devanados se revientan, hay sobrecalentamientos, se producen fisuras y descascaramientos en los aislamientos pueden ocurrir y causar fallas a tierra o entre fases. La energización fuera de fase también causa desalineamiento y daños a las chumaceras y al eje del turbogruppo. En consecuencia, aumentan las vibraciones y se reduce la vida útil del equipo. Daños severos y aún destrucción pueden ocurrir en un motor de combustión interna. A diferencia de un turbogenerador que prácticamente flota sobre aceite, las bielas de un motor de combustión interna no pueden cambiar de posición instantáneamente.

- Daños al sistema eléctrico de potencia: Las consecuencias de la energización fuera de fase hacia el sistema eléctrico de potencia son también muy variadas. Una energización fuera de fase esfuerza los transformadores principales y generadores de otras unidades conectadas al mismo bus, dando lugar a fallas. Una falla que ponga fuera de servicio un transformador elevador en un futuro, seguramente tendrá su causa raíz en este evento. Una energización fuera de fase puede disparar otras unidades generadoras, conectadas al mismo *bus*. Esos efectos incluyen la saturación de los TC's que alimentan la protección diferencial de generador y/o de transformador principal. Transformadores de carga y líneas de transmisión también pueden disparar, principalmente por la saturación de los TC's que alimentan las protecciones al rebasar el nivel de cortocircuito. Si

el sistema de potencia no es suficientemente robusto, una energización fuera de fase puede afectar la estabilidad del mismo. Este efecto dependerá del tamaño de la unidad bajo falla o de su ubicación en el sistema (principalmente colas del sistema de potencia), o una combinación de estos factores.

Formas de prevenir una energización fuera de fase

Hay diferentes formas de prevenir una energización fuera de fase. La primera medida es implementar esquemas de sincronismo con verificador de sincronismo y sincronizadores automáticos en todas las unidades generadoras. Después de un mantenimiento de parada programada, debe realizarse una prueba de energización inversa (*feedback*) o una prueba de energización a *bus* muerto. Esto es especialmente importante cuando se han reemplazado transformadores de potencial y cuando se han intervenido circuitos de potenciales. Adicionalmente, debe ejecutarse una prueba de *interlock* eléctrico. Controles adicionales deben ser implementados para unidades con capacidad de arranque negro y energización a *bus* muerto. Implementar en los procedimientos la confirmación del *bus* muerto en sus tres fases, además de la medición de potencial de *bus* de media o alta tensión para evitar que ante la pérdida de un fusible del transformador de potencial, pueda ocurrir un evento no deseado. Implementación del esquema de sobrecorriente de fase de alto nivel (IEEE/ANSI50). Si una gran corriente es detectada, se debe disparar la unidad sin restricciones (Ver procedimiento CFE-G0100-07).⁶ Revisión periódica de ajustes y ejecución de pruebas operativas al verificador de sincronismo y del sincronizador automático. Un buen momento para realizar esta actividad es en un mantenimiento de parada programada. El verificador de sincronismo debe supervisor tanto los comandos manuales del operador (sincronización manual) como los comandos del sincronizador automático para todos los intentos de cierre. El ajuste del verificador de sincronismo debe ser mayor que el ajuste del sincronizador automático, siempre que se cumplan los requerimientos de la norma IEEE-C37.102.2006.² Los potenciales para el verificador de sincronismo y para el sincronizador deberán ser tomados de diferentes fases, y de ser posible, deberán ser trifásicos. Los ajustes deberán estar dentro de lo recomendado por la norma IEEE C37.102.2006 para monitorear condiciones de voltaje, frecuencia y ángulo de fase.² Sin embargo, se ha observado que la sincronización con elementos trifásicos puede dificultarse cuando el sistema eléctrico esta desbalanceado o cuando se está moviendo contantemente, tal como pasa en horas pico y/o disturbios. Los relevadores digitales, dispositivos de control y registradores oscilográficos de fallas deben ser ajustados para generar registros al cierre del interruptor de máquina, los cuales se pueden recuperar para la evaluación y análisis del comportamiento de la unidad.

Mecanismo de falla de los transformadores de potencia

El efecto de la excesiva corriente es acumulativo como se menciona en la sección 7.1.1. de la norma IEEE C57.12.00.⁴ Los transformadores principales fallan por la excesiva corriente de una energización fuera de fase. La causa por la que ocurre evento no es relevante, ya que siempre que haya una diferencia de voltaje, diferencia de frecuencia o diferencia de ángulo de fase mayor a lo permisible, habrá alta corriente.

Otra causa de la falla de los transformadores es la incapacidad de remover rápidamente la fuente de voltaje cuando el regulador automático de voltaje (AVR) no desenergiza la unidad rápidamente. El tipo de excitación del generador determina la velocidad a la cual el AVR puede remover la excitación, por ejemplo, un sistema sin escobillas (brushless) es lento para extinguir el campo, mientras que en los sistemas estáticos es más rápido y la resistencia de descarga cobra especial importancia. Las grandes corrientes asociadas con la energización fuera de fase producen tanto esfuerzos eléctricos como esfuerzos térmicos en un transformador. El daño térmico no es significativo porque el aumento de temperatura es pequeño -la corriente es muy alta, pero dura solo unos pocos segundos. La principal amenaza es entonces el esfuerzo mecánico en los devanados y empalmes, el cual es proporcional a cuadrado de la corriente circulante.⁵

Caso de estudio: La C. H. Ing. Carlos Ramírez Ulloa (El Caracol)

El caso de estudio de la C. H. Ing. Carlos Ramírez Ulloa (El Caracol) es interesante porque la mayoría de las energizaciones fuera de fase ocurren por diferencia angular y por diferencias de voltaje.⁷ El impacto de la sincronización por diferencia de frecuencia es presentado en este caso.

Antecedentes

En las unidades 1 y 3 de la C. H. se han tenido 11 fallas de los transformadores principales monofásicos en 25 años (desde 1990 hasta 2015). Cuando sucedió la segunda falla de un transformador principal monofásico, mientras la unidad de reserva estaba en reparación, se decidió sustituir el banco de transformadores monofásicos de la unidad 2 con un transformador trifásico, realizando las modificaciones pertinentes. La tabla I muestra la lista de eventos ocurridos en esas unidades.

Inspección y análisis

Este grupo de trabajo realizó una inspección de los esquemas de protección, medición y control, así como de los esquemas de sincronismo en abril de 2015. Se encontró que se cuenta con ménsulas de sincronismo y controles adecuados para cada unidad. La ménsula está compuesta de sincronoscopio, lámparas de sincronismo, voltímetros de generador y de bus, frecuencímetros de generador y de bus. Los controles incluían mandos de subir y bajar velocidad y voltaje, así como selección del modo de sincronización y control del interruptor de máquina. No se detectó que hubiera un relevador verificador de sincronismo. Las unidades tienen sincronizadores automáticos, pero los ajustes no cumplen con los requerimientos establecidos en las normas correspondientes.^{2,8} Además, tienen diferentes ajustes para cada grupo.

No se cuenta con registros del último mantenimiento a los esquemas de sincronismo. Por lo menos, se realizan pruebas de energización a *bus* muerto después de cada mantenimiento de parada programada. Las tres unidades cuentan con control digital de tipo electrohidráulico para la turbina y con un control digital de excitación de tipo estático. Las unidades tienen esquemas de protecciones de generador digitales y redundantes, protección digital de

Tabla I. Listado de eventos en la C.H. Ing. Carlos Ramírez Ulloa (El Caracol) entre 1990 y 2015.

x	Unidad	Fase	Protecciones operadas	Acciones
24-ago-1990	1	B	Bucchholz Y 87T	Se usa transformador monofásico de reserva.
24-sep-1990	1	C	Bucchholz Y 87T	Se usa transformador monofásico de U2, mientras se habilita como condensador síncrono y se instala transformador trifásico.
19-sep-1994	1	B	Bucchholz	Se usa transformador monofásico de reserva. Disparó al excitar.
6-ago-1995	1	A	Bucchholz	Se usa transformador monofásico de reserva.
11-sep-2001	3	A	Bucchholz, 87T, VSP	Se usa transformador monofásico de reserva reparado.
01-oct-2001	1	C	87T Y 51NT	Se usa transformador monofásico de reserva reparado. Disparó 5 segundos después de sincronizar.
09-jun-2002	3	A	87T Y Bucchholz	Se usa transformador monofásico de reserva reparado.
23-ago-2009	1	C	87T Y Bucchholz	Se usa transformador monofásico de reserva reparado.
30-may-2012	1	B	87T Y VSP	Se usa transformador monofásico de reserva reparado. Disparó pocos segundos después de sincronizar.
16-sep-2014	1	C	87T Y VSP	Se usa transformador monofásico de reserva reparado
01-may-2015	?	?	Bucchholz	Se usa transformador monofásico de reserva reparado

los transformadores principal, de excitación y de auxiliares. El tablero de protecciones se encontró limpio, ordenado y etiquetado. También se cuenta con diagramas suficientes y claros (aunque con algunos errores). Las unidades 1 y 3 no tienen aplicado el procedimiento normativo CFE-G0100-07 “Ajustes de Protección Eléctrica de las unidades Generadoras, Transformadores de Unidad e Interruptores de Potencia”.⁶

Plan de acción remedial

El grupo de especialistas revisó los registros de las protecciones digitales de generador. Esos registros mostraron el disturbio que se produce en la unidad al sincronizar, existiendo más eventos con baja frecuencia que con alta frecuencia. No obstante, ambos tipos de eventos estaban más allá de los límites permisibles de acuerdo a la normatividad. En muchos casos, las unidades han sido conectadas hasta 5 o 6 veces al día, lo cual podría dar lugar a la misma cantidad de eventos de energización fuera de fase por día y en consecuencia tener igual cantidad de sobreesfuerzos electromecánicos en los transformadores principales. Se emitieron las siguientes recomendaciones:

- Habilitar la función de verificador de sincronismo disponible en uno de los relevadores de generador, conforme a la normatividad vigente.
- Aplicar nuevos ajustes a los sincronizadores conforme a normas, probarlos y sintonizarlos
- Instalar un registrador oscilográfico de fallas.
- Revisar el alambrado del esquema de sincronismo (debido a que en diagramas hay partes no detalladas).
- Aplicar el procedimiento CFE-G0100-07⁶ a las unidades 1 y 3.

Implementación del verificador de sincronismo

Los nuevos ajustes fueron calculados y programados en los relevadores de protección de generador en junio de 2015. La tabla II muestra los ajustes aplicados en la protección digital de generador. Esos ajustes incluyen los valores del rango de aceptación de potenciales de *bus* y máquina, la máxima diferencia de voltaje, el máximo deslizamiento de frecuencia y el máximo ángulo de fase entre señales.

Las condiciones para bloquear el esquema de verificador de sincronismo (BSYNCH) son:

- Que no haya los 3 polos abiertos (NOT 3PO).

Tabla II. Ajustes para el verificador de sincronismo U-1, U-2 y -3

Descripción	Nombre	Ajuste
Relación del transformador de potencial de máquina	PTR	133.33
Relación del transformador de potencial para sincronizar	PTRS	1200
Habilitar el verificador de sincronismo	E25	Y
Fase utilizada para el voltaje de sincronismo	SYNCP	VA
Umbral bajo de la ventana de voltaje (V)	25VLO	103.5
Umbral alto de la ventana de voltaje (V)	25VHI	126.5
Máxima diferencia de voltaje	25VDIF	4
Factor de corrección de voltaje	25RCF	1.660
Se requiere voltaje de generador mayor	GENV+	N
Deslizamiento de frecuencia mínimo (Hz)	25SLO	-0.01
Deslizamiento de frecuencia máximo (Hz)	25SHI	0.06
Compensación angular del transformador	COMPA	-30
Ángulo máximo 1 (°)	25ANG1	8
Ángulo máximo 2 (°)	25ANG2	10
Objetivo del ángulo de cierre (°)	CANGLE	-3
Tiempo del cierre del interruptor (s)	TCLOSD	0.06
Ángulo de falla de cierre	CFANGL	OFF
Umbral de bajo voltaje para bus muerto (V)	27VSP	15
Bloqueo de verificador (ecuación lógica)	BSYNCH	!3PO + 60LOP + TRIP
Salida permisiva (ecuación lógica)	OUT203	25C+25A1+25A2+ (27VS*IN201)
Entrada binaria para bus muerto	IN201	Bus muerto

- Que haya una pérdida de potenciales (60LOP).
- Cualquier disparo active TRIP.

La función del verificador en el relevador digital opera con el voltaje de secuencia positiva, por lo que debe tener los tres potenciales sanos, y por supuesto, si hay un disparo presente, la función de verificador de sincronismo debe ser bloqueada. En el esquema permisivo de cierre, la salida hacia el circuito de cierre (OUT203) tiene una detección de bus muerto que combina una entrada binaria IN201 y un detector de bajo voltaje de bus 27VS en una compuerta lógica AND. Este tipo de detección de bus muerto previene otorgar el contacto permisivo de cierre cuando se tiene un potencial remanente. Cuando el potencial del bus cae por debajo del ajuste del elemento de bajo voltaje 27VS y se tiene una señal binaria de que el *bus* está muerto (IN201) que manda el operador de unidad, entonces se activa la salida OUT203 y el interruptor de máquina podrá cerrar sin el verificador de sincronismo. El ajuste seleccionado para la fase del potencial del potencial de sincronización (ajuste SYNCP) es VA para las unidades 1 y 3 porque esas unidades tienen una conexión delta DAC. El ajuste SYNCP es VB para la unidad 2 porque este transformador tiene una delta DAB. La unidad 2 tiene un transformador trifásico, a diferencia de las unidades 1 y 3 que tienen un banco de transformadores monofásicos.

Calibración del verificador de sincronismo (25X)

Las pruebas fueron desarrolladas para la ventana de aceptación de voltaje del relevador digital. Las pruebas confirman los límites del ángulo de aceptación de sincronismo. El rango operativo del esquema fue verificado nuevamente con los ajustes del relevador. (No se pudo realizar la prueba con deslizamiento de frecuencia debido a que no se contaba con un equipo de prueba para inyectar diferentes frecuencias simultáneamente).

La tabla III y la figura 10 muestran los resultados para la unidad 1, la cual tuvo resultados similares a las unidades 2 y 3.

Reajuste de los sincronizadores automáticos

Los ajustes fueron realizados en los sincronizadores automáticos para las unidades 1, 2 y 3 para mejorar su funcionamiento. Sólo el ajuste de deslizamiento de frecuencia fue cambiado para cumplir con las normas vigentes. Para detalles del reajuste, consulte la tabla IV.

Pruebas operacionales y resultados

Las pruebas operacionales de los esquemas de sincronismo fueron realizadas en forma simulada y real. Esas pruebas muestran los buenos resultados para el verificador de sincronismo. El reajuste de los sincronizadores se realizó posterior a esta actividad, una vez que se comprobó la funcionalidad del verificador de sincronismo.

Pruebas del esquema de sincronismo en forma simulada

Temporalmente, se ajustó la entrada IN201 para recibir la orden del sincronizador y generar registros en la protección y evaluar si el verificador de sincronismo realiza una protección efectiva, así como comprobar si el

Tabla III. Resultados de la calibración del verificador de sincronismo de la unidad 1.

V. bus (V)	V. gen (V)	RTP	V. gen (kV)	Voltaje		Ángulo	
				Vfc	VDIF	Atrás (°)	Adelante (°)
115	133	133.33	17.73	127.46			
115	132	133.33	17.6	126.5	-10		
115	131	133.33	17.47	125.54	-9.2		
115	130	133.33	17.33	124.58	-8.3		
115	129	133.33	17.2	123.63	-7.5		
115	128	133.33	17.07	122.67	-6.7		
115	127	133.33	16.93	121.71	-5.8		
115	126	133.33	16.8	120.75	-5		
115	125	133.33	16.67	119.79	-4.2	No opera	No opera
115	124	133.33	16.53	118.83	-3.3	-10	10
115	123	133.33	16.4	117.88	-2.5	-10	10
115	122	133.33	16.27	116.92	-1.7	-10	10
115	121	133.33	16.13	115.96	-0.8	-10	10
115	120	133.33	16	115	0	-10	10
115	119	133.33	15.87	114.04	0.8	-10	10
115	118	133.33	15.73	113.08	1.7	-10	10
115	117	133.33	15.6	112.13	2.5	-10	10
115	116	133.33	15.47	111.17	3.3	-10	10
115	115	133.33	15.33	110.21	4.2	No opera	No opera
115	114	133.33	15.2	109.25	5		
115	113	133.33	15.07	108.29	5.8		
115	112	133.33	14.93	107.33	6.7		
115	111	133.33	14.8	106.38	7.5		
115	110	133.33	14.67	105.42	8.3		
115	109	133.33	14.53	104.46	9.2		
115	108	133.33	14.4	103.5	10		
115	107	133.33	14.27	102.54			

sincronizador manda el cierre en condiciones óptimas y proporcionar el contacto permisivo si las condiciones están dentro de la ventana operativa. Para esta prueba se desconectó la bobina de cierre del interruptor de máquina como medida de seguridad.

Prueba negativa

En una de las pruebas con resultado negativo en la unidad 1, se tenía el generador operando con velocidad relativamente baja. El verificador de

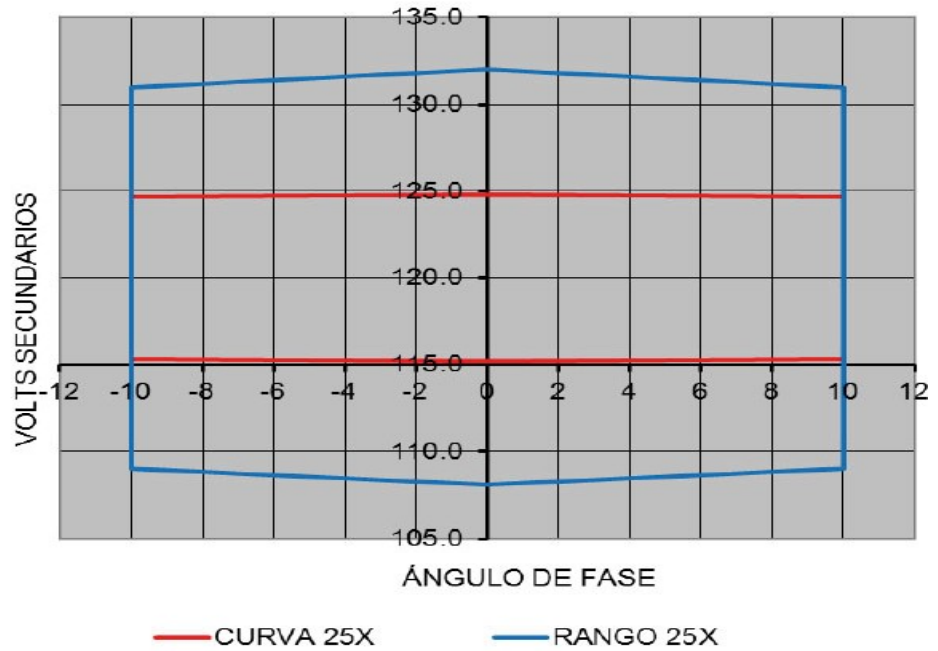


Fig. 10. Curva del verificador de sincronismo obtenida. La línea azul es la ventana operativa del verificador de sincronismo.

Tabla IV. Ajustes encontrados y dejados del sincronizador automático de las unidades 1, 2 y 3. Se muestra solamente el grupo activo.

MCU Module	Unidad 1		Unidad 2		Unidad 3		
		Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después
No. Parameter	Units	Group 1	Group 1	Group 1	Group 1	Group 2	Group 1
1 Breaker timer	s	0.100	0.065	0.100	0.065	0.100	0.065
2 Correct width	s	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5	0.2
3 Correct INTVL	s	10.0	3	10.0	3	0.5	3
4 Max slip	Hz	0.257	0.050	0.257	0.050	0.250	0.050
5 Gen. UV	V	96	96	96	96	96	96
6 Lockout on/off	On/off	L on	L on	L on	L on	L on	L on
Voltage Acceptor A2 module							
Bus voltage upper limit	%	115	115	115	115	115	115
Bus voltage lower limit	%	85	85	85	85	85	85
Voltage diference	%	1	1	1	1	1	1
Voltage matching V3 module							
Correct width	s	1	1	1	1	1	1
Correct INTVL	s	2	1	2	1	2	1
Dead bus module							
Dead bus	V	10	10	10	10	10	10

sincronismo no operó el contacto permisivo a través de la salida OUT203, aun cuando las condiciones de diferencia de voltaje y ángulo de fase se cumplen y se recibe la orden de cierre del sincronizador en la entrada IN201, ya que al estar lento el generador, los elementos de sincronismo 25A1 y 25A2 no se activan. La figura 11 muestra el oscilograma para esta condición.

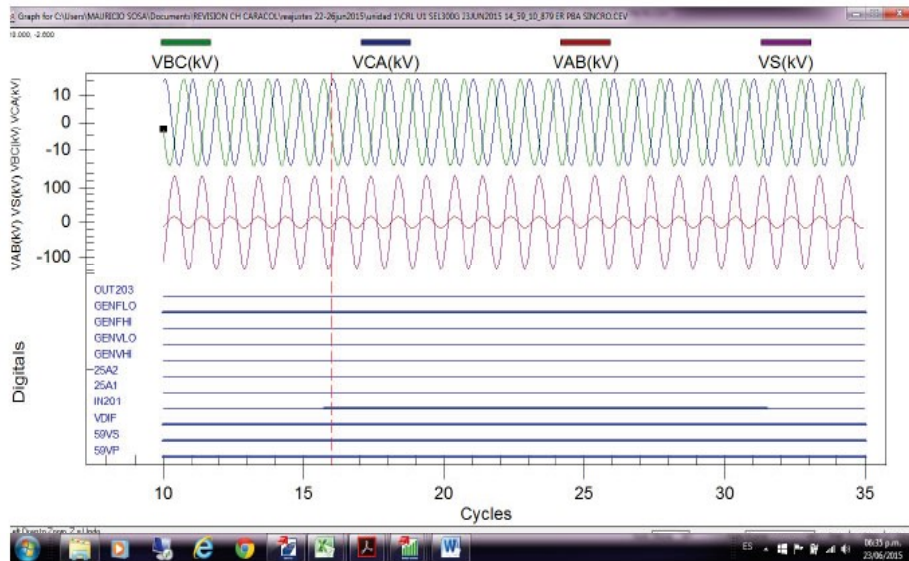


Fig. 11. El generador está girando demasiado lento (GENFLO está activo). La salida OUT203 del verificador de sincronismo no da permiso al mando de cierre, aun cuando se recibe la orden de cierre desde el sincronizador.

El sincronizador automático envía el comando de cierre con -1.3° y el cierre del interruptor de máquina ocurriría teniendo un ángulo de fase de 0.1° , considerando un tiempo de cierre del interruptor de 60 ms (3.5 ciclos). Las figuras 12 y 13 muestran los diagramas fasoriales para esta condición.

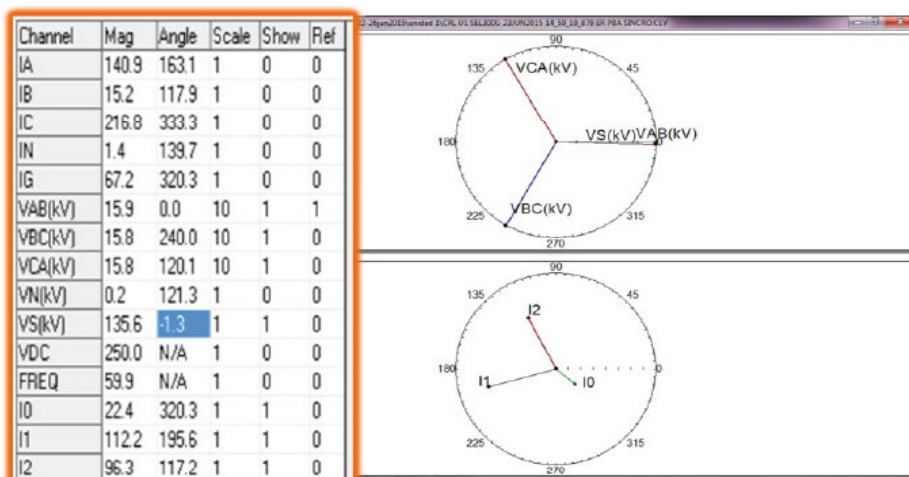


Fig. 12. Envío del comando de cierre a 1.3° antes del ángulo de cierre ideal.

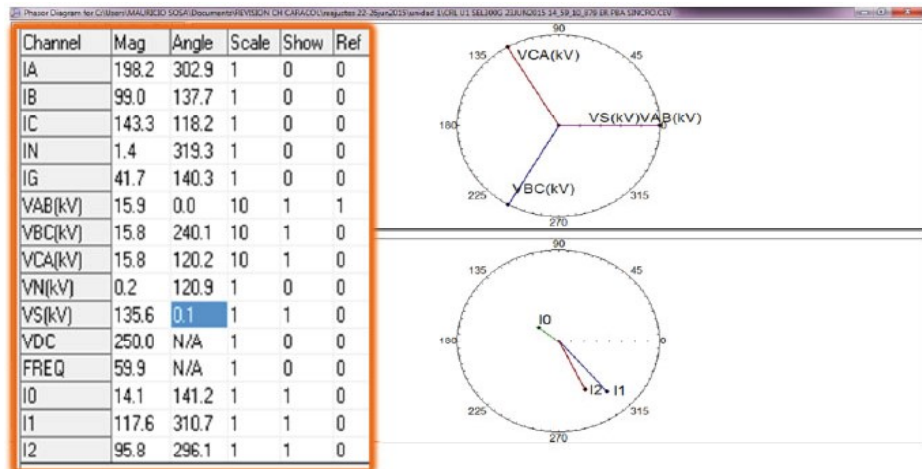


Fig. 13. El interruptor de máquina hubiera cerrado a -0.1° , considerando un tiempo de cierre de 60 ms (3.5 ciclos).

Prueba positiva

Para realizar esta prueba, se realizó primero la reconfiguración del sincronizador. En este caso se muestra una prueba de la unidad 2. El generador está operando con los parámetros de voltaje y ángulo de fase dentro de la ventana de operación permisible confirmado con la operación de los bits 25A1 y 25A2. El sincronizador automático manda un comando a través de la entrada IN201 y, en esta ocasión, el contacto permisivo del verificador de sincronismo se activa a través de la salida OUT203 (figura 14).

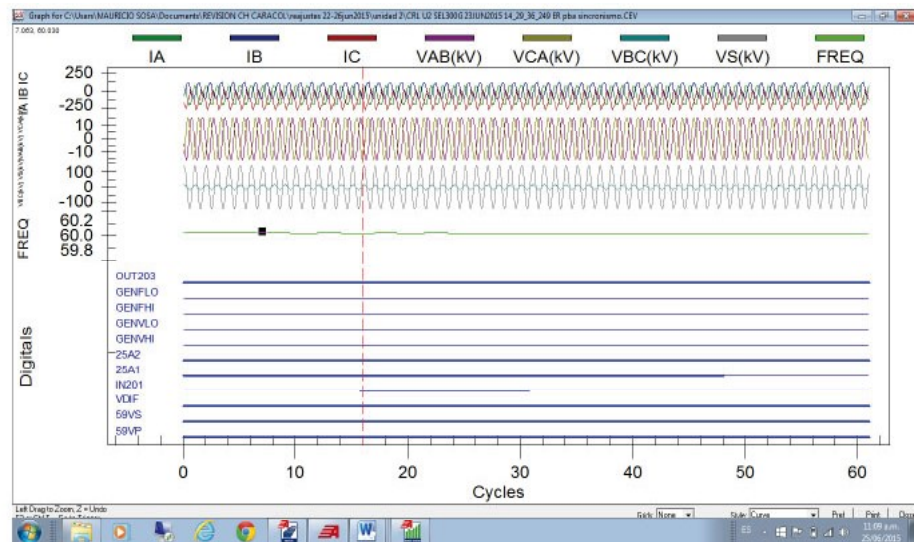


Fig. 14. El generador está “corriendo” con los parámetros para sincronizar dentro de la ventana de sincronismo. El verificador de sincronismo está dando permisivo a través de la salida OUT203 por medio del elemento 25A2.

El sincronizador automático envía el comando de cierre con comparado a los valores de la configuración antigua (cómo se encontró). 241.6° y el cierre del interruptor de máquina ocurriría teniendo un ángulo de fase de 241.1° ,

considerando un tiempo de cierre del interruptor de 60 ms (3.5 ciclos). Las figuras 15 y 16 muestran los diagramas fasoriales para esta condición.

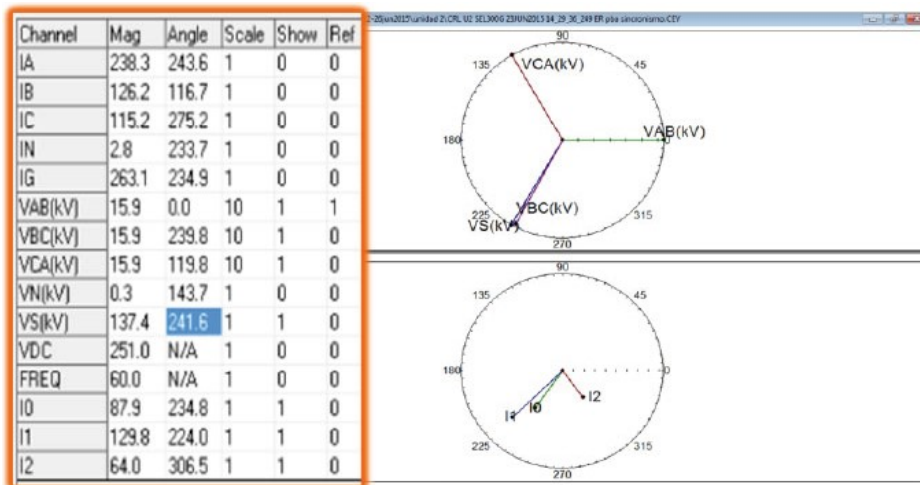


Fig. 15. Envío del comando de cierre a 2.5° antes del ángulo de cierre ideal.

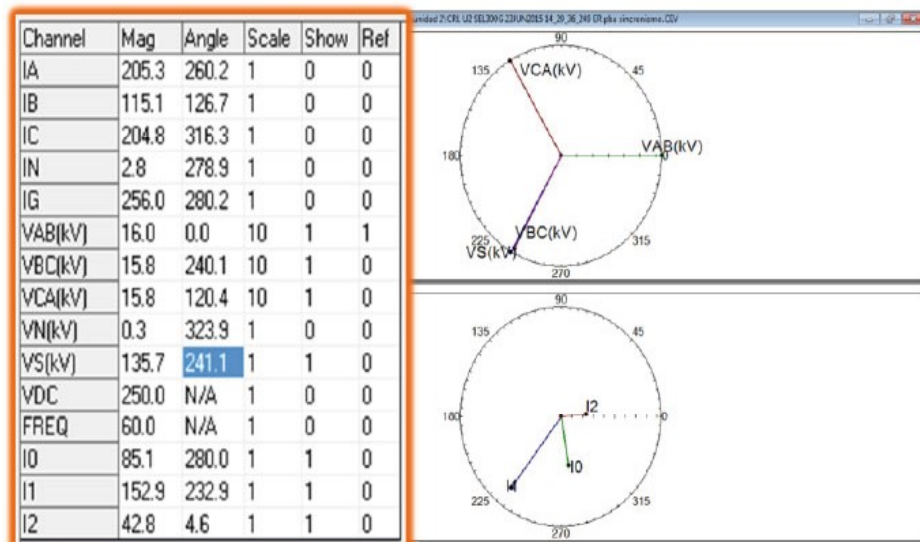


Fig. 16. El interruptor cerraría a -1.6°, considerando un tiempo de 60 ms (3.5 ciclos).

Prueba real del esquema de sincronismo

El objetivo de una buena sincronización es minimizar el disturbio hacia la unidad y hacia el sistema de potencia al realizar la conexión. Las pruebas reales del esquema de sincronismo muestran buenos resultados y una mejora considerable con la nueva configuración contra la configuración antigua. La tabla V muestra las mejoras de cada unidad generadora como una relación de

Tabla V. Mejora del comportamiento al cierre, comparando cómo se dejó y cómo se encontró.

Unidad	Potencia Activa (%)	Potencia Reactiva (%)	Corriente (%)
1	33	50	20
2	12	60	25
3	33	Sin cambio	40

los valores obtenidos con la nueva configuración (cómo se dejó) comparado a los valores de la configuración antigua (cómo se encontró).

Unidad 1

Para la unidad 1 la potencia activa en la sincronización disminuye a 33% de la magnitud obtenida con la antigua configuración del esquema de sincronismo y la potencia reactiva disminuye aproximadamente 50%. La variación de frecuencia es disminuida a un valor seguro dentro del máximo deslizamiento permisible. Las corrientes producidas cuando el interruptor de máquina cierra son considerablemente menores. Vea los gráficos de las potencias activa/reactiva y frecuencia en la figura 17, y la gráfica de las potencias activa/reactiva y las corrientes de máquina en la figura 18, para la unidad 1.

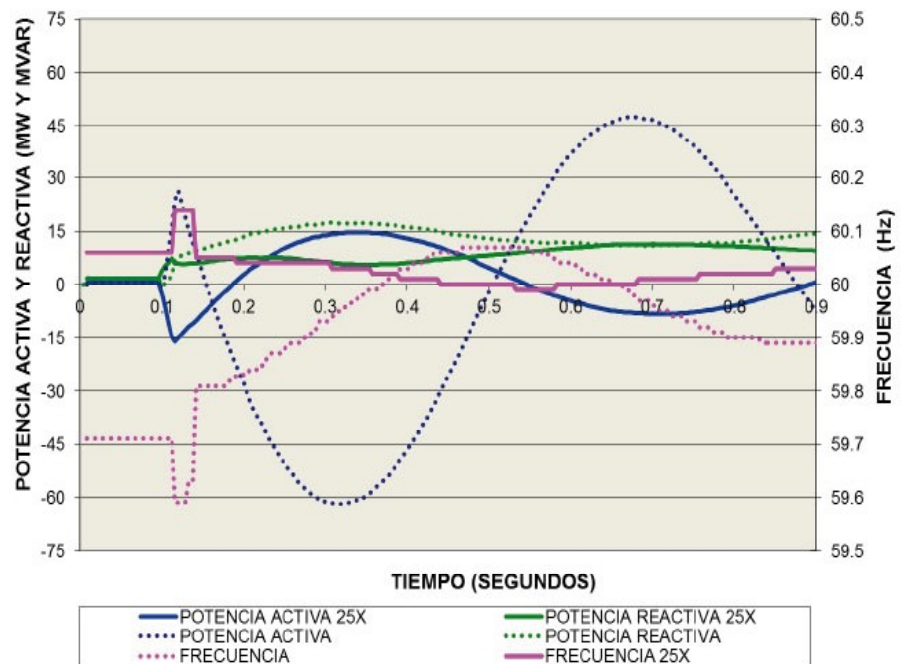


Fig. 17. Potencia activa, potencia reactiva y frecuencia como se encontró (líneas punteadas) y la primera sincronización (líneas sólidas), después del reajuste del sincronizador y puesta en servicio del verificador de sincronismo de la unidad 1.

Unidad 2

La potencia activa decremента a 12% del valor con la configuración previa del esquema de sincronismo y la potencia reactiva disminuye al 60%. La variación de frecuencia es reducida a valores seguros dentro de lo permisible por el esquema para el deslizamiento de frecuencia. Las corrientes producidas al cierre del interruptor de maquina son considerablemente menores. Vea el gráfico de potencia activa/reactiva y frecuencia en la figura 19, y el gráfico para la potencia activa/reactiva y corrientes del estator en la figura 20 para la unidad 2.

Unidad 3

Para la unidad 3 la potencia activa en la conexión disminuye a 33% de la magnitud con la configuración anterior del esquema de sincronismo y la potencia

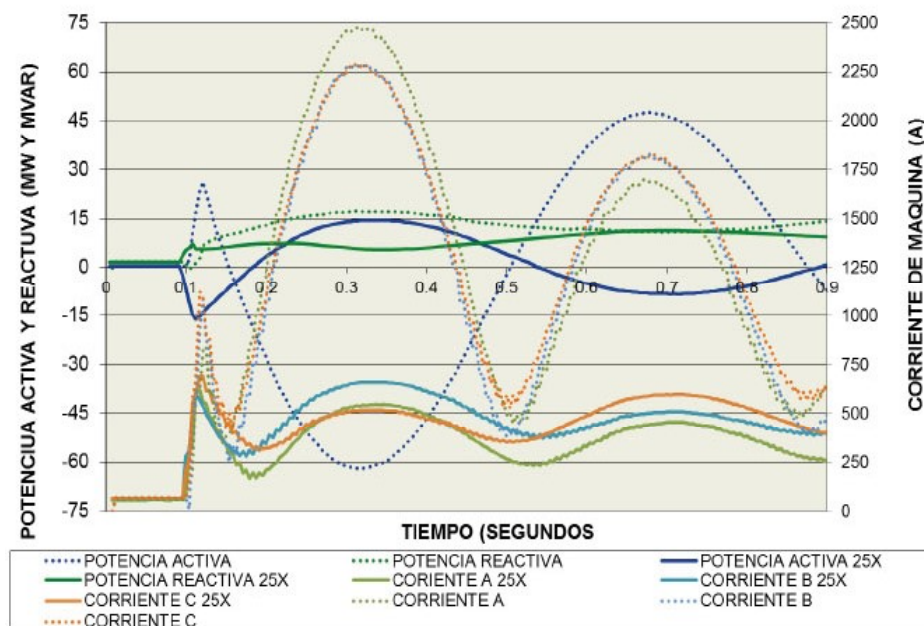


Fig. 18. Potencia activa, potencia reactiva y corrientes de máquina para el antes (líneas punteadas) y la primera sincronización (líneas sólidas), después del reajuste del sincronizador y puesta en servicio del verificador de sincronismo en la unidad 1. La reducción de magnitud de las corrientes es muy significativa.

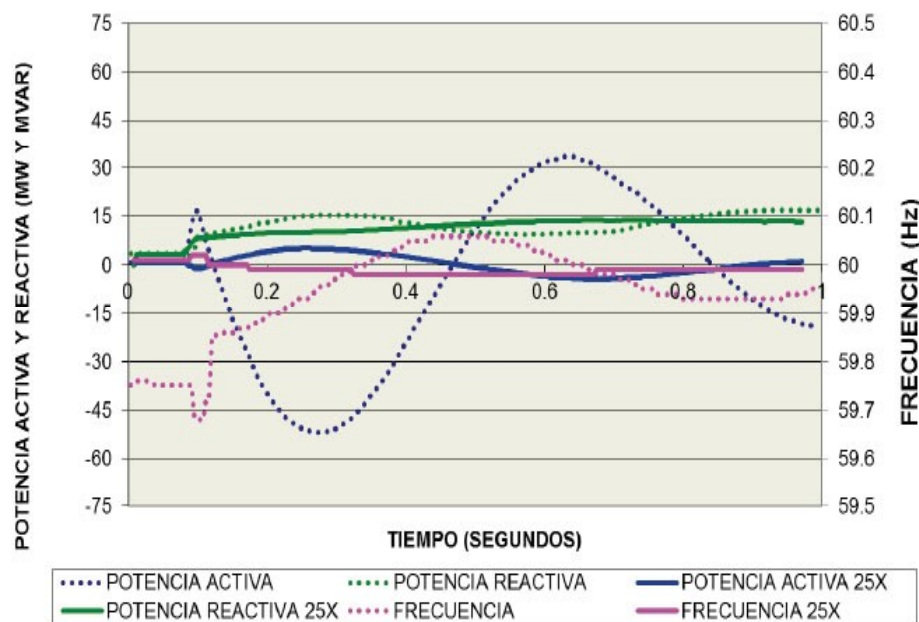


Fig. 19. Potencia activa, potencia reactiva y frecuencia para el antes (líneas punteadas) y la primera sincronización (líneas sólidas), después del reajuste del sincronizador y puesta en servicio del verificador de sincronismo de la unidad 2.

reactiva prácticamente queda sin cambio. El generador está girando ligeramente lento en el punto de sincronización, pero está dentro de máximo deslizamiento de frecuencia permisible ajustado a ± 0.07 Hz. Las corrientes producidas bajo esta

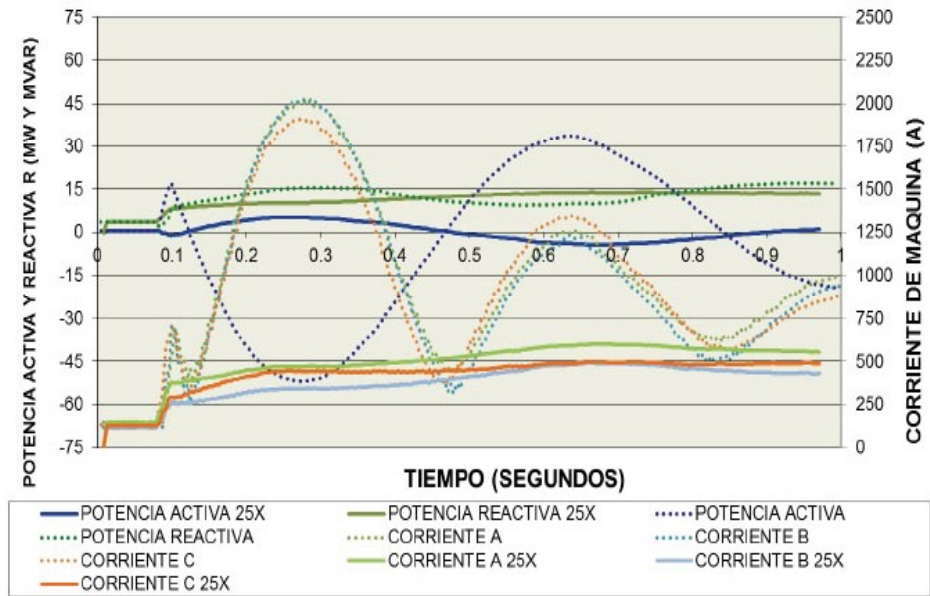


Fig. 20. Potencia activa, potencia reactiva y corrientes de máquina para el antes (líneas punteadas) y la primera sincronización (líneas sólidas), después del reajuste del sincronizador y puesta en servicio del verificador de sincronismo para la unidad 2. Las corrientes son mínimas y van incrementando conforme la carga

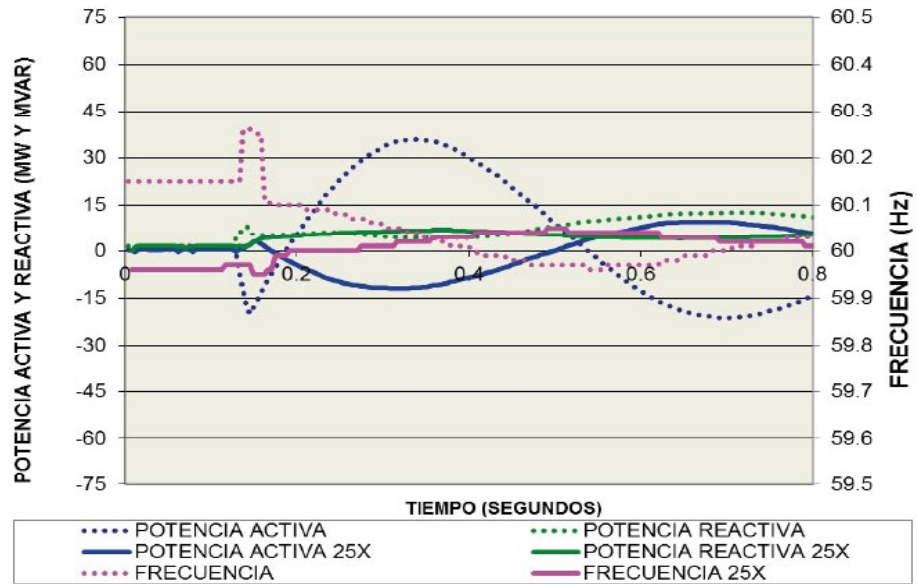


Fig. 21. Potencia activa, potencia reactiva y frecuencia como se encontraron (líneas punteadas) y la primera sincronización (líneas sólidas), después de realizar el reajuste del sincronizador y puesta en servicio del verificador de sincronismo en la unidad 3.

condición al cierre del interruptor de máquina aun así son considerablemente menores. Los gráficos de potencias activa/reactiva y frecuencia en la figura 21, y el gráfico de la potencia activa/reactiva y corrientes en la figura 22, para la unidad 3.

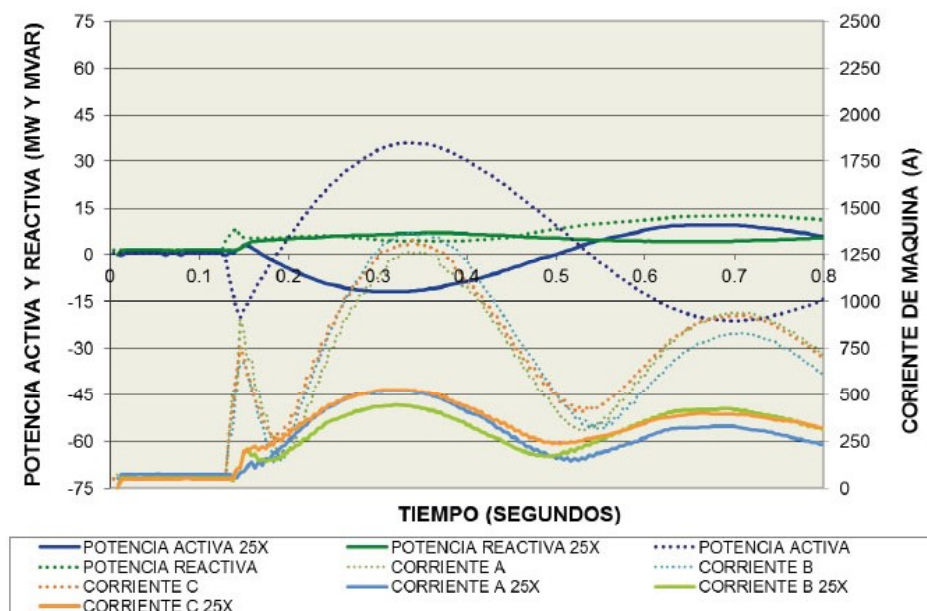


Fig. 22. Potencia activa, potencia reactiva y corrientes de máquina para el antes (líneas punteadas) y la primera sincronización (líneas sólidas), después del reajuste del sincronizador y puesta en servicio del verificador de sincronismo en la unidad 3. La reducción es significativa.

CONCLUSIONES

Los cambios al esquema de sincronismo detuvieron los incidentes por energización fuera de fase en la C. H. Ing. Carlos Ramírez Ulloa (El Caracol). La energización fuera de fase es un evento altamente indeseable y tiene serias consecuencias para la unidad generadora. Es necesario el desarrollo de una lógica dedicada contra energización fuera de fase. En su desarrollo, se deben considerar factores como el tipo de generador y su inercia.

Todas las unidades generadoras deben de contar con verificador de sincronismo 25X y sincronizador automático 25A, independientemente de su tamaño.

El caso mínimo es tener un esquema de sincronización manual con verificador de sincronismo. Cuando se usa un verificador de sincronismo con un sincronizador automático, se recomienda que estas funciones estén en equipos diferentes, pudiendo estar dentro de otros equipos tales como un relevador digital. En este caso debe asegurarse que el verificador de sincronismo continúe presente aun en ausencia del sincronizador automático.

Aun cuando normalmente no es considerada, la energización fuera de fase tiene un gran impacto en los estudios de corto circuito, cálculo de fallas, y cálculo de ajustes de protecciones, ya que los niveles de corriente alcanzados son superiores a los de cortocircuito convencional. Los ajustes del verificador de sincronismo y del sincronizado automático deben ser referenciados con las normas aplicables vigentes como es la IEEE.C37.102.2005. Para generadores de tipo hidroeléctrico, además se debe considerar la norma IEEE.C50.12 y para máquinas termoeléctricas, considere las normas IEEE.C50.13 y IEEE.C50.14.

Los transformadores principales de unidad (monofásicos y trifásicos) pueden resistir una energización de 180° , pero el esquema de protecciones eléctricas debe operar rápidamente. Si el evento no es liberado en forma pronta, o si es repetitivo aun con ángulos no muy grandes, el transformador resultará con daños. También los devanados del estator de los generadores resultan con daños, pero no se están detallando en este documento. Puede haber daños en la flecha del turbogenerador, la magnitud depende del tipo de turbina.

El caso estudiado muestra que el generador experimenta una significativa oscilación de potencia activa y reactiva cuando es conectado al sistema de potencia fuera de fase por diferencias de frecuencia. Después del reajuste de los sincronizadores automáticos, se tuvo una significativa reducción del par de aceleración/desaceleración y una potencia activa mucho menor al cierre del interruptor de máquina. La potencia reactiva siempre fue positiva, confirmando que el voltaje del generador es mayor que el voltaje del bus en el cierre (esta es una buena práctica). Las grandes corrientes transitorias al cierre del interruptor de máquina son significativas y son la causa raíz de los daños en los transformadores principales monofásicos. En cada unidad, la corriente fue reducida aproximadamente a una cuarta parte del valor antes del reajuste. También se obtuvo una reducción significativa de la componente de cd y en algunos casos, se eliminó por completo (cuando las diferencias de frecuencia son menores a 0.02 Hz).

REFERENCIAS

1. IEEE 67-2005 IEEE Guide for Operation and Maintenance of Turbine Generators, 2005.
2. IEEE C37.102-2006 IEEE Guide for AC Generator Protection,, 2006.
3. Young, RC, Wisconsin Electric Power Company, WI USA, Gross, Jr., LC and Anderson, LS, Avoid generator and system damage due to a slow synchronizing breaker, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA USA, 2007.
4. IEEE C57.12.00.2000 Standard, General Requirements for Liquid Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers, IEEE, 2000.
5. Reimert, D., Protective Relaying for Power Generation Systems, CRC Press, Taylor & Francis Group, Boca Raton, FL USA, 2006.
6. Comisión Federal de Electricidad (CFE), Procedimiento CFE G0100-,07, Ajustes de Protecciones Eléctricas de las Unidades Generadoras, Transformadores de Unidad e Interruptores de Potencia, Mayo 2011.
7. Sosa-Aguiluz, M., “Energización Fuera de Fase” Impacto sobre el Equipo Eléctrico Primario y Formas de Prevenirla, XII SIPSEP, Monterrey, México, 2015.
8. IEEE C50.12.2005 Standard, Standard for Salient-Pole 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications Rated 5 MVA and Above, 2005.