



Mejoras a las protecciones de los Grupos Electrónicos MAN. Caso de estudio Centra Ariguanabo

Improvement to the Generators Sets Protections of MAN technology. Study of case Ariguanabo

Rasiel Olalde Estuch^{1,*}, Orly Ernesto Torres Breffe², Julio Espinosa Domínguez², Alvaro Jesús Caballero Mena²

¹Empresa de Mantenimiento a Grupos Electrónicos Fuel, La Habana, Cuba.

²Universidad Tecnológica de La Habana, Cuba.

*Autor de correspondencia: rasielestuch@gmail.com

Recibido: 3 de noviembre de 2020

Aprobado: 29 de enero de 2021

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

RESUMEN/ ABSTRACT

Las protecciones eléctricas de los grupos electrónicos de Fuel Oil Ariguanabo no estaban operando adecuadamente. Han ocurrido averías en los motores y generadores así como han ocurrido numerosos disparos innecesarios por averías externas. Utilizando la modelación matemática fueron simuladas las principales averías con los nuevos ajustes propuestos para los relés, con nuevas funciones de protecciones adicionadas en los mismos y las nuevas estrategias de protecciones propuestas. La lógica interna de los relés fueron modificados. En la actualidad el PLC ya no participa en la cadena de disparo por protecciones y ya no todas las averías desconectan el motor sino algunas solo disparan el interruptor de los generadores. Todos estos problemas son los mismos en todos las centrales eléctricas de generación de la misma tecnología MAN instaladas en el país porque los proyectos básicos son idénticos y por tanto, esta solución es totalmente aplicable en estas otras centrales.

Palabras clave: Grupos electrónicos MAN; protección de generadores; relés ABB.

The electrical protections of Fuel Oil Ariguanabo generator set not working appropriately. Total breakdowns have occurred in the engines and generators as well as numerous unnecessary protection trips due to external faults. Using mathematical modeling, the main faults were simulated with the new relays settings, in addition new protection functions were added to obtain new proposed protection strategies. The internal logic of the relays were modified. At present the PLC no longer participates in the protections ruff of trips and not all the faults disconnect the engines but some of them trip only the generator circuit breaker. All this problems mentioned are the same in other electrical generator central of the same MAN technology because the original project are identic and there for, this solution are totally applied in those centrals.

Keywords: Generator set, generator's protections, ABB relays.

INTRODUCCIÓN

Las protecciones de los grupos electrónicos no pueden ser esencialmente diferentes a las protecciones de las grandes plantas, aunque los generadores y motores sean de menor potencia y las plantas sean menos complejas [1, 2]. Desde el punto de vista de las averías y sus efectos en los equipos de la central, estas son similares en las unidades de grupos electrónicos [3], y las grandes plantas. La diferencia fundamental es que una planta de grupos electrónicos desconectada no siempre es un problema para el sistema de potencia porque la cantidad de potencias que se conecta no siempre es elevada.

Cómo citar este artículo:

Rasiel Olalde Estuch, *et al.* Mejoras a las protecciones de los Grupos Electrónicos MAN.

Caso de estudio Centra Ariguanabo, 2021, vol. 42, n. 1, enero/abril. ISSN:1815-5901.

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

Las protecciones de la central de grupos electrógenos de Fuel Oil Ariguanabo es un esquema muy similar a la de cualquier planta de gran potencia, pero su esquema de disparo no estaba diseñado de la misma forma. La principal diferencia es que todos los disparos desconectaban la unidad por completo: motor y generador, con los problemas mecánicos y térmicos que esto le pudiera ocasionar [4].

La Central Ariguanabo presenta un esquema típico de la tecnología MAN, como existen otros en nuestro país (figura 1). En los esquemas de la tecnología MAN aplicada en Cuba, varios generadores (4) se conectan a una barra común de 13.8 kV y de ahí elevan la tensión con un único transformador de potencia (1), aunque casi siempre emplean dos transformadores y utilizan dos barras comunes las cuales se puede enlazar.

En una de las barras comunes están conectados además de los generadores, dos transformadores para alimentar las cargas auxiliares (3) y un transformador de aterrizamiento [5–7], (2). Los neutros de los generadores están conectados a una barra común de aterrizamiento la cual está aterrizada mediante una resistencia a tierra (5).

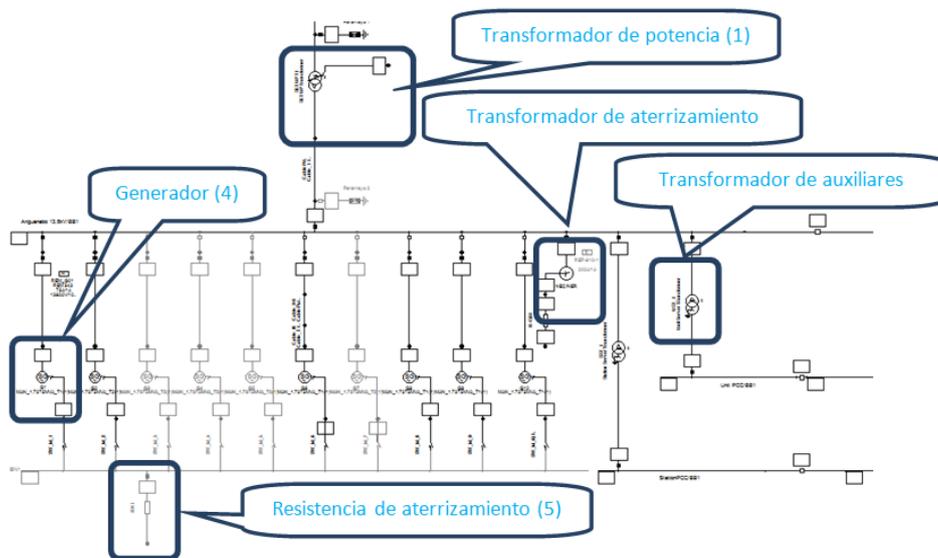


Fig. 1. Esquema unifilar de la Central Ariguanabo.

Los generadores tienen sus neutros aterrizados a una barra común, pero una vez que se conectan a la barra común de 13.8kV se desconectan automáticamente los neutros mediante unas cuchillas de acción eléctrica remota y el aterrizamiento se basa en el transformador de aterrizamiento. El esquema no debería quedar nunca aislado de tierra, para evitar las sobre tensiones transitorias por fallas de fase a tierra [8]. Si se desearía catalogar los esquemas eléctricos de las centrales de grupos electrógenos de la tecnología MAN se pudiera decir que es un esquema del neutro aterrizado con resistencia de bajo valor. En estos esquema se evitan las sobre tensiones transitorias con resistencias conectadas en los neutros de los transformadores de aterrizamiento [9]. Adicionalmente el grounding bank elimina el aporte de corriente de secuencia a cero de los generadores para fallas de fase a tierra.

En estos esquemas eléctricos se aplica un relé de protección de tecnología ABB para todos los transformadores y los generadores eléctricos, así como paneles de control, medición y protección con elevada seguridad para los operadores. Los dispositivos de protecciones eléctricas secundarios se dividen en varios esquemas individuales e instalados específicamente en los equipos (figura 2), los cuales se enumerarán:

1. Protección del transformador de potencia (RET 543)
2. Protección de los transformadores de servicios auxiliares (REF 542 plus)
3. Protección de los transformadores de aterrizamiento (REF 610)
4. Protección de los generadores eléctricos (REM 543)

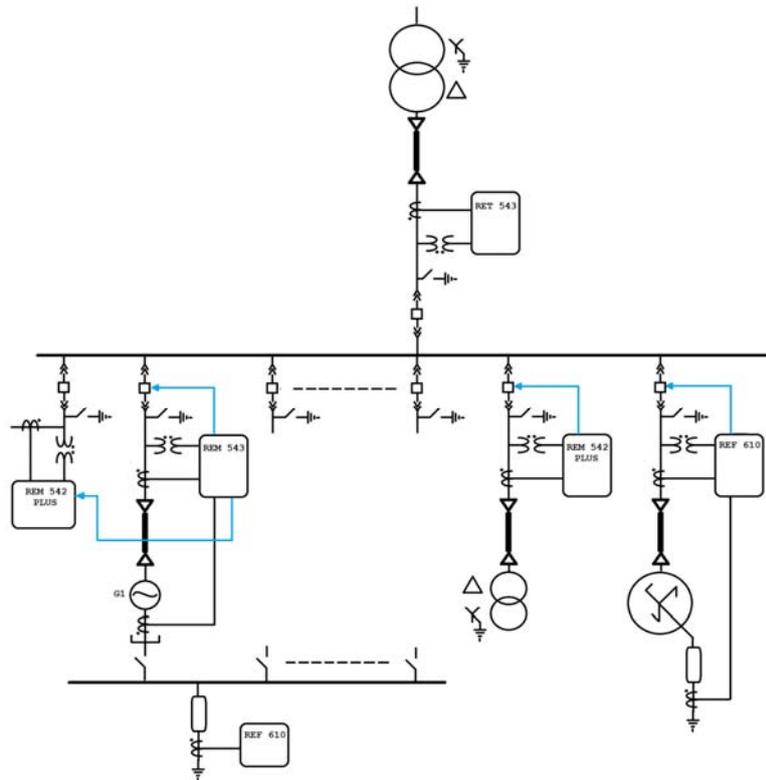


Fig. 2. Esquema simplificado de las protecciones instaladas en Ariguanabo.

Aunque todas las protecciones fueron intervenidas, los cambios tecnológicos se realizaron en las protecciones de los generadores relés REM 543, que eran donde se habían efectuado la mayor cantidad de disparos incorrectos y daños. Además en el circuito de disparo del Grounding Bank con el relé REF 610.

Las principales deficiencias que se encontraron fueron las siguientes:

1. **El relé REM 543 de los generadores no dispara directamente el motor sino a través del PLC.** Esto resulta muy peligroso para la seguridad de la operación de las protecciones.
2. **Existían funciones de protecciones en el relé REM 543 que solo daban alarmas y no realizaban acción de disparos.** Esto provoca el desinterés de los operadores en los disparos de las protecciones, porque siempre aparecen alarmas que no tienen efecto, se resetean y continúan las máquinas operando.
3. **Casi todas las funciones de protecciones en el relé REM 543 y RET 543 eran de tiempo definido.** Las diferentes capacidades para todas las sobre corrientes y la sobre cargas de los generadores son de tiempo inverso [1], por tanto las protecciones debían ser igualmente de tiempo inverso para adaptarse a las capacidades reales de los generadores.
4. **El relé REM 543 no tenía la función de fallo de interruptor** [10, 11]. Esta es una protección muy importante, fundamentalmente para la protección contra motorización.
5. **El relé REM 543 no tenía la función de entrada inadvertida** [1, 12, 13]. En esta tecnología la sincronización es realizada por un controlador que actúa como sincronizador automático, pero es un control a lazo abierto y no chequea la sincronización.
6. **El relé REF 610 de los transformadores de aterrizamiento disparaba solo al transformador de aterrizamiento.** En caso de una falla de fase a tierra en la barra, se desconectará el transformador de aterrizamiento dejando a la barra a expensas de sobre tensiones peligrosas y no se elimina la falla ni se desconectan las unidades.

Existía una interconexión entre los relés de los generadores REM 543 y el circuito de control del enlace de barra y el relé REF 542 plus allí instalado, para asegurar la apertura del enlace de barra existía detección mecánica [14], de falla en el gabinete por los dispositivos ITH Limiter (figura 3) y la verificación por sobre corrientes.

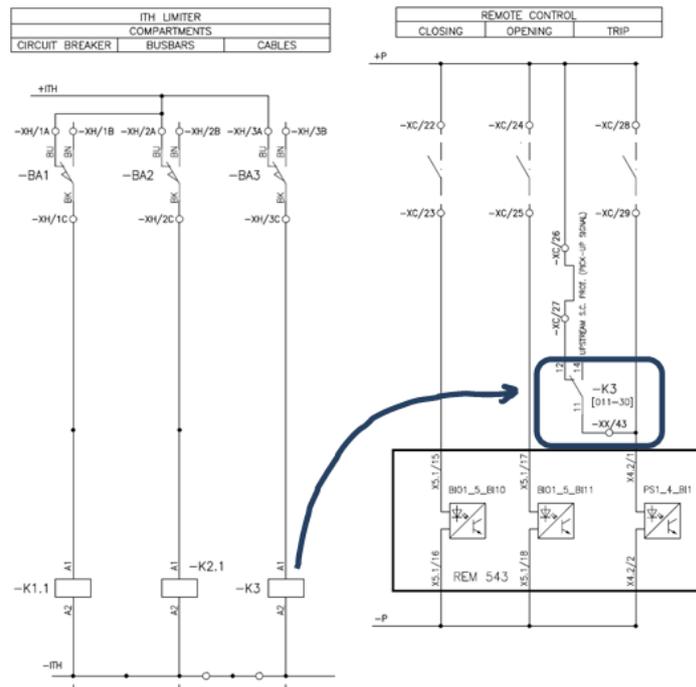


Fig. 3. Esquema simplificado de detección mecánica de falla en gabinete con ITH Limiter.

Esta interconexión es considerada una protección de barra mecánica muy importante para cuidar a las zonas de los gabinetes de cortocircuitos internos de alta intensidad. El ITH limiter es un dispositivo de acción mecánica que se instala en la parte superior de los gabinetes que actuará bajo la presión de la expansión del arco eléctrico interno. Este esquema es introducido en el relé REM 543 por una entrada binaria para combinarla con el arranque de un elemento de sobre corriente y adicionar un poco de seguridad.

Esta protección mecánica de barra no existe en otras instalaciones de grupos electr6genos de nuestro país y es muy importante para cuidar el esquema de barra, pero al estar combinada al arranque de un elemento de sobre corriente, esto solo funcionará para fallas de gran magnitud y no para las fallas de fase a tierra que son de bajo valor al compararlo con la capacidad de la barra.

Este esquema envía un orden de apertura al enlace de barra desde cada uno de los relés REM 543 instalado en cada uno de los generadores hacia el relé REF 542 Plus del enlace de barra. Este esquema está limitado como protección de fallo de interruptor porque supone que el resto de los relés detectarán la avería del gabinete de un generador por sobre corriente y se desconectarán, cuando se conoce que pueden existir averías de bajas magnitudes como el de falla a tierra que no detectarán los otros relés. Por tanto, se desconectará el enlace de barra y no el resto de los interruptores de potencia.

MATERIALES Y MÉTODO

Utilizando la simulación matemática se logró simular las protecciones de los relés ABB de todos los equipos y se activaron las protecciones que faltaban. Se realizaron un conjunto de pruebas primarias y secundarias para comprobarlas. Los cambios en la lógica del REM 543 (figura 4) para que diferenciara los disparos que van hacia black-out (PROT_TRIP) de los que solo deberían disparar el interruptor (BREAKER_TRIP). Cada grupo de señales va a una salida diferente.

Las salidas que solo disparan interruptor al pasar 20 minutos hacen también black-out, para reducir el consumo de combustible de los grupos en caso de que el operador no se percate. Cada una de las variables hace una acción diferente en diferentes salidas del relé REM para lograr su objetivo y además de avisarle al PLC de la decisión tomada por el relé. La salida que directamente realiza la apertura del interruptor es BIO1_5_SO4 y la que realiza la parada directa del motor es BIO1_5_SO3. Sin embargo, la salida BIO1_5_SO6 va a realizar el disparo de motor y la excitación a través del PLC.

Se activaron salidas directas hacia el motor y el interruptor, pero además para señalar al PLC de las operaciones realizadas. Esto es novedoso en toda la generación distribuida. Con esto se reducen numerosos problemas mecánicos en el motor debido a que las paradas repetidas del motor por causas externas trae consigo problemas de desgastes mecánicos y choques térmicos innecesarios para el motor de combustión interna.

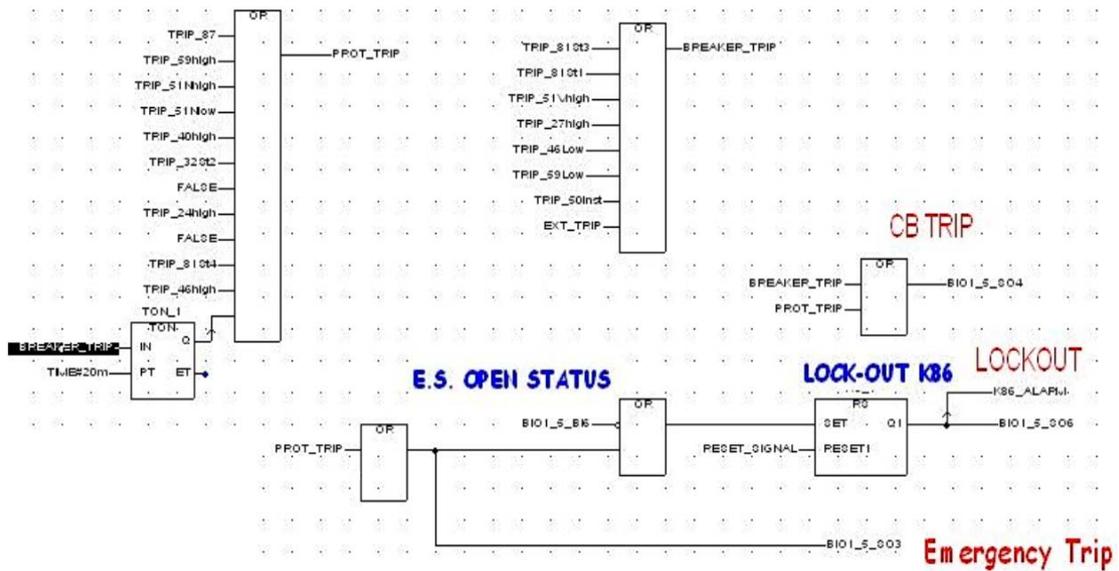


Fig. 4. Lógica interna del relé REM 543 para la definición de los disparos (Captura de Pantalla del Software).

Algunas protecciones se dejaron para desconectar el interruptor y otras funciones de protecciones que de ser activadas desconectarían el interruptor de potencia y el motor de combustión interna (tabla 1).

Tabla 1: Acción de las funciones de Protecciones Eléctricas en la nueva lógica de disparo

<i>Función de Protección</i>	<i>Nombre en el Relé</i>	<i>Código ANSI</i>	<i>Acción</i>
Baja Tensión	UV3High	27	Interruptor
Baja frecuencia	Freq1St 1	81U	Interruptor
Sobre frecuencia	Freq1St3	81O	Interruptor
Entrada inadvertida	NOC3High	50 OFFLINE	Interruptor
Sobre corriente dependiente de la tensión	VOC6High	51V	Interruptor
Sobre corriente de secuencia negativa	NPS3Low	46	Interruptor
Sobre tensión	OV3Low	59	Interruptor
Diferencial	Diff6G	87	Todo
Sobre corriente de falla a tierra	NEF1Low	51N	Todo
Sobre corriente de falla a tierra	NEF1High	50N	Todo
Desequilibrio alto	NPS3High	46	Todo
Sobre tensión	OV3High	59	Todo
Pérdida del campo	UE6High	40	Todo
Potencia inversa o motorización	UPOW6St2	32	Todo
Sobre excitación	OE1High	24	Todo
Sobre frecuencia	Freq1St4	81O	Todo

Adicional a estos cambios se realizaron cambios en los circuitos de control para que cuando se dispare el Grounding Bank, este envíe una señal de disparo a todos los relés instalados en los interruptores de la barra en cuestión. A esta modificación se le llamó Black Out de Barra por falla a tierra.

El problema consistía que para una falla de fase a tierra en la barra, como la fuente de corriente para esta falla es el Grounding Bank entonces el relé instalado para cuidarlo detectaba la elevada corriente y lo desconectaba, dejando la barra con la falla y sin conexión directa a tierra. Cuando ocurren cortocircuitos de fase a tierra en sistemas totalmente aislados de tierra se desaparecen las corrientes pero si incrementan las tensiones [5]. Es decir, se desconecta el Grounding Bank pero la falla no se eliminaba y de no existir protecciones adecuadas al respecto, la barra seguirá energizada y se presentan sobre tensiones peligrosas para el resto de equipamientos. En caso de que esto suceda, hasta se puede presentar fuego en las barras que terminará con la total destrucción de la misma.

DISCUSI3N Y RESULTADOS

Luego de un cambio en la l3gica interna para las se1ales de salida de los relés REM 543 como se muestra en la figura 4. Los generadores no solo disparan directamente al motor cuando realizan black-out (PROT_TRIP) a través del PLC sino que actúan sobre el Master Control Relay (MCR) localizado en el panel de control local (LCP). El MCR tiene un contacto directo solenoide que detiene el gobernador, por lo tanto, el disparo no debe ir al PLC para que luego envié una se1al de salida para mandar a parar al motor, pues ya la se1al va directo. Es como si el operador hiciera un disparo por emergencia accionando el bot3n rojo. Pero ademés, pasa por el PCL para mejorar aún más la confiabilidad del black-out.

En el caso del Grounding Bank (Transformador de aterrizamiento) se modificó el esquema de disparo con el objetivo de cuando su relé REF 610 detecte falla, no dispare solo a dicho transformador sino que también enfríe o desconecte la barra de 13.8 kV. Se instaló una bornera adicional en los Grounding Bank en la que se encuentra las uniones de todas estas se1ales diseñadas para la configuración de la protecci3n Black-Out de la barra (figura 5).

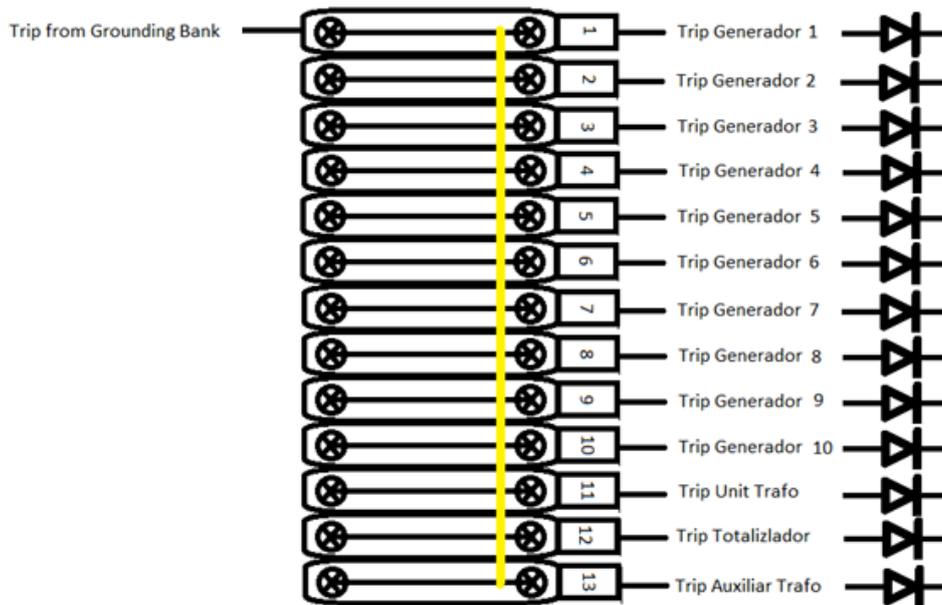


Fig. 5. Bornera adicional para realizar el black-out de la barra en el panel del Grounding Bank.

La se1al de salida del relé REF 610 del Grounding Bank dispara directamente su interruptor y se necesitan se1ales adicionales. Las salidas SO2, SO3, SO4 y SO5 se pusieron en paralelo para darle robustez a las salidas que enviarán se1ales al resto de los relés. Se pudieran utilizar solo 2 de ellas (suficiente), pero como no estn utilizadas se emplearon todas las disponibles. En caso de que ocurra una falla a tierra en la barra se activará el esquema de Black Out de barra y desconectará toda la barra (figura 6).

Si esta falla es en generador o un transformador de auxiliares, la coordinaci3n que se realiz3 garantizará que el relé REM 543 o REF 542 instalado en estos elementos dispare primero antes que dispare el relé REF 610 del Grounding Bank. En caso de que la falla sea en la barra, el disparo lo hará el relé REF 610 de Grounding Bank y este activará el mecanismo de limpieza de la barra hasta el interruptor de enlace.

Los diodos conectados a la salida del esquema de blackout de barras, evita errores por inyecci3n de se1ales provenientes de los circuitos de control de los diferentes interruptores y que pudieran hacer una limpieza de la barra por error. Con este esquema instalado si se dispara el relé REF 610 y desconecta el Grounding Bank se desconectarán todos los interruptores de la barra y se limpiará la falla que debería ser una falla en barra de fase a tierra o una avería en el propio transformador de aterrizamiento.

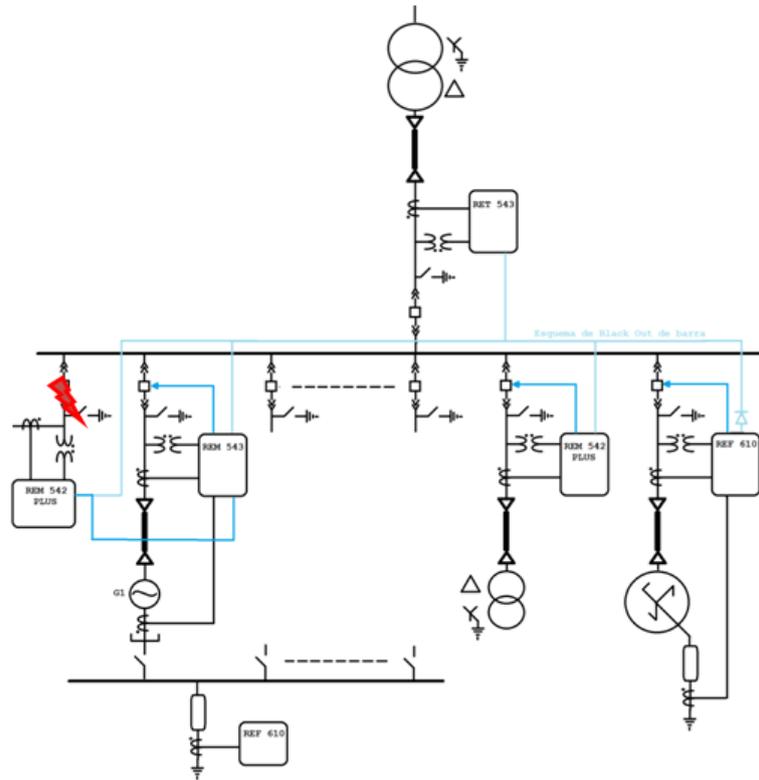


Fig. 6. Nuevo esquema de black-out para una falla en barra

Adicionalmente a los cambios realizados en la lógica de los relés REM 543 y el cableado en el circuito de control del Grounding Bank, se reescribió la lógica del fallo del interruptor (Circuit breaker failure Protection CBFP) en el relé figura 7.

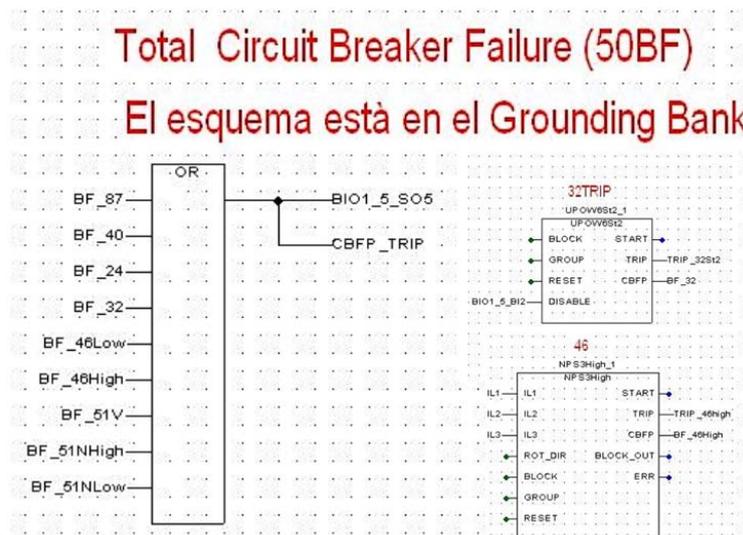


Fig. 7. Cambios en la lógica de los relés REM 543 de los generadores para falla de interruptor (Captura de Pantalla del Software).

En caso de falla de los interruptores de cualquier generador por disparo de protecciones, entonces se activará el mismo esquema blackout de barra y enviará orden de desconexión a toda la barra. Esto es muy importante para una protección de potencia inversa. Cuando un relé de un generador detecta potencia inversa es que simplemente el motor se desconectó pero no así el generador y esto no supone corrientes elevadas en el resto de los generadores ni el interruptor del transformador principal.

Como existen protecciones específicas para este fenómeno motorización conocidas como potencia inversa (Código ANSI 32), la única posibilidad es que el interruptor haya fallado. En este caso se activará el esquema de disparo o limpieza de barra y desconectará toda la barra.

CONCLUSIONES

Aunque el esquema de protecciones de la tecnología MAN es el más robusto de todas las protecciones de grupos electrónicos del país, tenía algunos errores porque para todas las averías que detectaran los relés REM 543 se desconectaba el interruptor y el motor trayendo problemas tecnológicos a la planta. Adicionalmente no tenía incluida las protecciones de fallo de interruptor tan importantes para el cuidado de los motores de combustión interna y el esquema de protecciones fallaba totalmente para cortocircuitos de fase a tierra en las barras.

Se realizaron cambios en la lógica interna de los relés REM 543 de los generadores y en la configuración el relé REF 610 del Grounding Bank, así como se realizaron cambios de cableado en el circuito de control del Grounding Bank para generar un nuevo Esquema de Black Out de barra. Con esto y empleado una lógica de desconexión del enlace de barra se robusteció el esquema de protecciones de esta tecnología que la hará más robusta.

En la Central de grupos Electrónicos Ariguanabo estos cambios tecnológicos se probaron con las maletas de inyección de corriente y además se hicieron una serie de pruebas primarias para verificar que funcionaran de manera adecuada todas las acciones y cambios en los relés.

REFERENCIAS

- [1] C37.102-2006 - IEEE Guide for AC Generator Protection. *IEEE Std C37.102-2006 (Revision of IEEE Std C37.102-1995)* [online]. 2007, 1–177. [Consultado el 12 de enero de 2021]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8526571>
- [2] CSANYI, Edvard. "Protection of the Power System Heart - The Generator". Electrical Engineering Portal [online]. 5. prosinec 2018. [Consultado el 12 de enero de 2021]. Disponible en: <https://electrical-engineering-portal.com/protection-power-system-heart-generator>
- [3] AGUILAR Eduardo Rodríguez. "Análisis de causas y soluciones para el disparo intempestivo de las protecciones de grupos electrónicos". Castellón, España, 2016. TRABAJO FIN DE GRADO. UNIVERSITAT JAUME I. [Consultado el 12 de enero de 2021]. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewj6mbjBh_uAhUCIFkKHV4HBEAOFjAAegQIAhAC&url=https%3A%2F%2Fcore.ac.uk%2Fdownload%2Fpdf%2F84137191.pdf&usq=AOvVaw17OH5QzcnnbDcc4fLRik37
- [4] SERRANO Arturo Serrano. "Análisis por sobrecalentamiento de la biela de un motor de combustión interna encendido por chispa". [online]. Pachuca de Soto, Hidalgo, 2018 [vid.2021-02-03]. Tesis de Maestría. INSTITUTO TECNOLÓGICO DE PACHUCA. Disponible en: http://www.pachuca.tecnm.mx/pdf/repositorio_tesis/81200774.pdf
- [5] C62.92.4-1991 - IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems--Part IV: Distribution. *IEEE Std C62.92.4-2014 (Revision of IEEE Std C62.92.4-1991)* [online]. 2015, p. 1–44. [Consultado el 12 de enero de 2021]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7010855>
- [6] OPACAK, Hrvoje, Tihomir ČALIĆ a Siniša JERGOVIĆ. "Influence of grounding transformer on ground fault current in MV networks". *CIREN - Open Access Proceedings Journal* [online]. 2017, p. 733–737. [Consultado el 12 de enero de 2021]. Disponible en: <https://digital-library.theiet.org/deliver/fulltext/oap-cired/2017/1/OAP-CIREN.2017.0653.pdf?sessionid=23u6lrfb1e57n.x-iet-live-01?itemId=/content/journals/10.1049/oap-cired.2017.0653&mimeType=pdf&isFastTrackArticle=>
- [7] WANG He, Zhigang Wang a Zhao Liu. "New Method of Stator Ground Protection for Generators Connected as Expanding Unit". Proceedings of the 2nd International Conference on Information Technologies and Electrical Engineering [online]. 2019, p. 1–4. ISBN 978-1-4503-7293-0. [Consultado el 12 de enero de 2021]. Disponible en: <https://dl.acm.org/doi/abs/10.1145/3386415.3386959>
- [8] VELMURUGAN Perumal a Adhir Baran Chattopadhyay. "Sensitivity analysis of a single phase to ground fault system in connection with high impedance faults: A case study". Cogent Engineering [online]. 2020, vol. 7, n. 1. [Consultado el 12 de enero de 2021]. Disponible en: <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/23311916.2020.1770916>
- [9] 242-1986 - IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. (IEEE Buff Book). *IEEE Std 242-2001 (Revision of IEEE Std 242-1986) [IEEE Buff Book]* [online]. 2001, 1–710. [Consultado el 12 de enero de 2021]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/27904?denied=>
- [10] ALLA, Matchyaraju, Sumit SAWAI a Normann FISCHER. "Improvements in Generator Breaker Failure Protection During Low-Current Conditions". [online]. 2020. [Consultado el 12 de enero de 2021]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/343565485_Improvements_in_Generator_Breaker_Failure_Protection_During_Low-Current_Conditions

- [11] IEEE PSRCC K23 WORKING GROUP. "Summary of Revision, IEEE C37.119-2016, Guide for Breaker Failure Protection of Power Circuit Breakers". nedatováno [online]. [Consultado el 12 de enero de 2021]. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&url=https://www.pes-psrc.org/kb/published/reports/Paper_SummaryofRevC37-119.pdf&ved=2ahUKewj-71Wko_HuAhV4RzABHX5mCmYQFjAEegQIARAB&usg=AOvVaw1qA0pHL7mSm3HaVmDyVUdQ&csid=1613577138139
- [12] DEL PINO SÁNCHEZ, Beatriz. "Análisis de Esquemas de Protección para Generadores de Energía Eléctrica" [online]. Madrid, España, 2017. Tesis de Grado. Carlos III de Madrid. [Consultado el 12 de enero de 2021]. Disponible en: https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/28663/TFG_Beatriz_DelPino_Sanchez_2017.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
- [13] CHEN, J., *et al.* "A fast and reliable inadvertent energization protection of generators". Dianli Xitong Baohu yu Kongzhi/Power System Protection and Control [online]. 2017, vol. 45, p. 160–163. [Consultado el 12 de enero de 2021]. Disponible en: http://www.dlhb.net/dlhb/ch/reader/view_abstract.aspx?doi=10.7667/PSPC161190
- [14] HOFFMANN, MartinW., *et al.* "Integration of Novel Sensors and Machine Learning for Predictive Maintenance in Medium Voltage Switchgear to Enable the Energy and Mobility Revolutions". *Sensors 2020*, [online]. 2020, vol. 20, n. 7, p. 24. [Consultado el 12 de enero de 2021]. Disponible en: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC7181000/>

CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existen conflictos de intereses

CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

Rasiel Olalde Estuch: <https://orcid.org/0000-0002-7584-1862>

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.

Orlys 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>

Modelación matemática, simulación de los modelos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo.

Alvaro Jesús Caballero Mena: <https://orcid.org/0000-0002-7584-1862>

Modelación matemática, 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.