

II Convención Científica Internacional 2019
Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas
CIENCIA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD. PERSPECTIVAS Y RETOS

Metodología para la coordinación de los elementos sobrecorrientes y optimización de los esquemas de protección en Emplazamiento Diesel de Generación Distribuida.

Methodology for the overcurrent coordination and optimization of protection schemes at Distributed Generation Diesel Plant.

Luis Alejandro González Pérez¹

Rolando Pérez Gattorno²

- 1- Luis Alejandro González Pérez. Especialista en Protecciones y Automática. Empresa Eléctrica Villa Clara, Cuba.
E-mail: luisgp@elecvccl.une.cu
- 2- Rolando Pérez Gattorno. Especialista en Protecciones y Automática. Empresa Eléctrica Villa Clara, Cuba.
E-mail: rolandopg@elecvccl.une.cu

Resumen: Durante el período 2017-2018, en Cuba se llevó a cabo el montaje de 90 motores MTU diesel de fabricación China, los cuales fueron distribuidos entre diferentes Emplazamientos de Generación Distribuida instalados en puntos vitales del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Los esquemas de protección contratados presentan vulnerabilidades que pueden conllevar a operaciones no deseadas, por lo que el presente informe tiene como finalidad fundamentar la metodología desarrollada en el ajuste de las protecciones instaladas en las celdas de los contenedores de media tensión (13.8kV) y optimizar los esquemas de protección implementando lógicas programables en los relevadores digitales multifunción. Se ejemplifican los resultados obtenidos en los ajustes de los elementos sobrecorrientes de fase y tierra de los relevadores P143, así como las lógicas programables, entre las que se destacan la utilizada para evitar la operación incorrecta de los sobrecorrientes direccionales de fase, las implementadas ante la posibilidad de operación en delta inadvertida y ante fallos en barra en 13.8kV. Los resultados alcanzados son generalizables a los demás Emplazamientos Diesel y Subestaciones de Distribución de similares características.

Palabras claves: Selectividad; Sensibilidad; Sobrecorriente direccional, Coordinación.

Abstract: During the period 2017-2018, in Cuba the assembly of 90 MTU diesel engines of Chinese manufacture was carried out, which were distributed among different Distributed Generation Plants installed in vital points of the National Electric System. The protection schemes hired show vulnerabilities that could lead to undesirable operations, for that the present report has as purpose to base the methodology developed in the setting of the protections installed in the cells of the medium voltage containers (13.8kV) and optimize the protection schemes implementing programmable logic in the multifunction digital relays. The results obtained in the settings of the protection functions of the relays P143 are exemplified, as well as the programmable logics, among which stand out the one used to avoid the incorrect operation of the phase directional overcurrent, those implemented for the possibility of operation in inadvertent delta and in case of bar failures in 13.8kV. The results achieved are generalizable to other Diesel Plants and Distribution Substations of similar characteristics.

Keywords: Selectivity; Sensitivity; Directional Overcurrent; Coordination.

II Convención Científica Internacional 2019
Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas
CIENCIA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD. PERSPECTIVAS Y RETOS

I. INTRODUCCIÓN

El déficit de disponibilidad de plantas térmicas ya sea por razones de mantenimiento o por la imposibilidad de nuevas inversiones a gran escala son factores que hacen complejo el cubrimiento de la demanda energética que en los últimos años ha tenido un aumento considerable en Cuba. El proyecto inversionista de 90 motores MTU (diesel) de fabricación China (PAUWAY), con unidades generadoras ABB, fueron distribuidos en localidades que constituyen puntos vitales del SEN. El personal especializado en Protecciones y Automática de la Empresa Eléctrica Villa Clara estuvo a cargo del estudio de coordinación de las protecciones de los Emplazamientos “Rincón” en La Habana y “Súper Tanquero” en Matanzas, cada uno con una potencia total instalada de 43.2 MVA. El caso de estudio para desarrollar el presente informe es el emplazamiento ubicado en la ciudad de Matanzas. El óptimo funcionamiento de los esquemas de protección es de vital importancia en una Subestación Eléctrica, proponer una metodología para el cálculo de los ajustes sobrecorrientes de las relevadores multifunción P143 (Schneider Electric) instalados en las celdas de los contenedores de 13.8kV es la primera línea de trabajo del presente informe. Los contenedores de 13.8kV de los diferentes Emplazamientos instalados en Cuba tienen una topología similar, la metodología propuesta tiene gran importancia para el correcto funcionamiento de los relevadores en cuanto a coordinación de las protecciones se refiere. Por otra parte, uno de los beneficios de las protecciones multifunción es el bajo costo incremental de implementar esquemas de protección avanzados y funciones automáticas y de control, los esquemas de protección de los contenedores de 13.8kV contratados por proyecto presentan fisuras, en este informe como segunda línea de trabajo se encuentra ejemplificar las soluciones propuestas para la optimización del esquema de protección mediante lógicas programables, esquemas de interbloqueo y funciones automáticas. Una vez que los nuevos relevadores, procesadores lógicos y módulos de comunicación son instalados para protección básica; protección avanzada, control y esquemas automáticos usualmente solo requieren análisis ingenieril avanzado y algunos ajustes adicionales.

Para la concepción del sistema de protección se proponen ajustes que sean adaptables a las condiciones de operación normal del Sistema Eléctrico; y además, se requiere coordinación para asegurar que las fallas, el funcionamiento anormal del sistema, así como las condiciones indeseadas de los equipos sean aislados afectando al mínimo a las partes no afectadas. En [1][2][3] para la protección de los diferentes tipos de dispositivos primarios del Sistema Eléctrico se recomienda considerar parámetros específicos; en la protección de transformadores con relevadores sobrecorrientes el ajuste debe estar por debajo de la curva para fallos mecánicos y daño térmico, además por encima de la capacidad nominal y corriente de magnetización (Inrush); para la protección de alimentadores (*Feeder*) el ajuste debe estar por debajo de la curva de daño térmico (*Overload and Short Circuit*) y por encima de la capacidad nominal. En la Subestación en estudio los interruptores alimentadores de 13.8kV (celdas de generación) energizan los transformadores elevadores de T3.15MVA, por lo que los

II Convención Científica Internacional 2019
Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas
CIENCIA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD. PERSPECTIVAS Y RETOS

criterios a considerar deben abarcar la protección de ambos dispositivos primarios (Cables de interconexión y transformador). En [4][5] Intervalos de Tiempo de Coordinación (ITC) entre relevadores generalmente son tomados entre 0.2÷0.5s, dependiendo de factores como el tiempo de error de los relevadores, el tiempo de apertura de los interruptores y los errores de los transformadores de corriente, el ITC seleccionado para la realización del presente trabajo teniendo en cuenta dichos criterios es 0.25s. Por otro lado, cabe destacar que en Subestaciones como la del objeto de estudio, con niveles de cortocircuito variables debido al número de generadores sincronizados, las curvas de tiempo inverso son susceptibles a cambios de corriente ya sea por averías o condiciones anormales de operación; la utilización de características de tiempos definidos (o instantáneos) en la coordinación amortizan el efecto de variación de los niveles de corriente de falla en la operación de los sobrecorrientes [6].

Como herramientas ingenieriles para la realización del presente informe fueron utilizados los Softwares *Power System Explorer* (PSX) en las simulaciones de fallas y *Digsilent Power Factory* en el estudio de coordinación de las protecciones, se concibió no estando trabajando los grupos como sistema aislado, además se consideraron diferentes configuraciones de operación del Emplazamiento y el efecto de fuente intermedia para la obtención de máxima y mínima corriente circulante. Los niveles de cortocircuito para máxima y mínima demanda en la barra de 110kV fueron proporcionados por el Despacho Nacional de Carga (DNC).

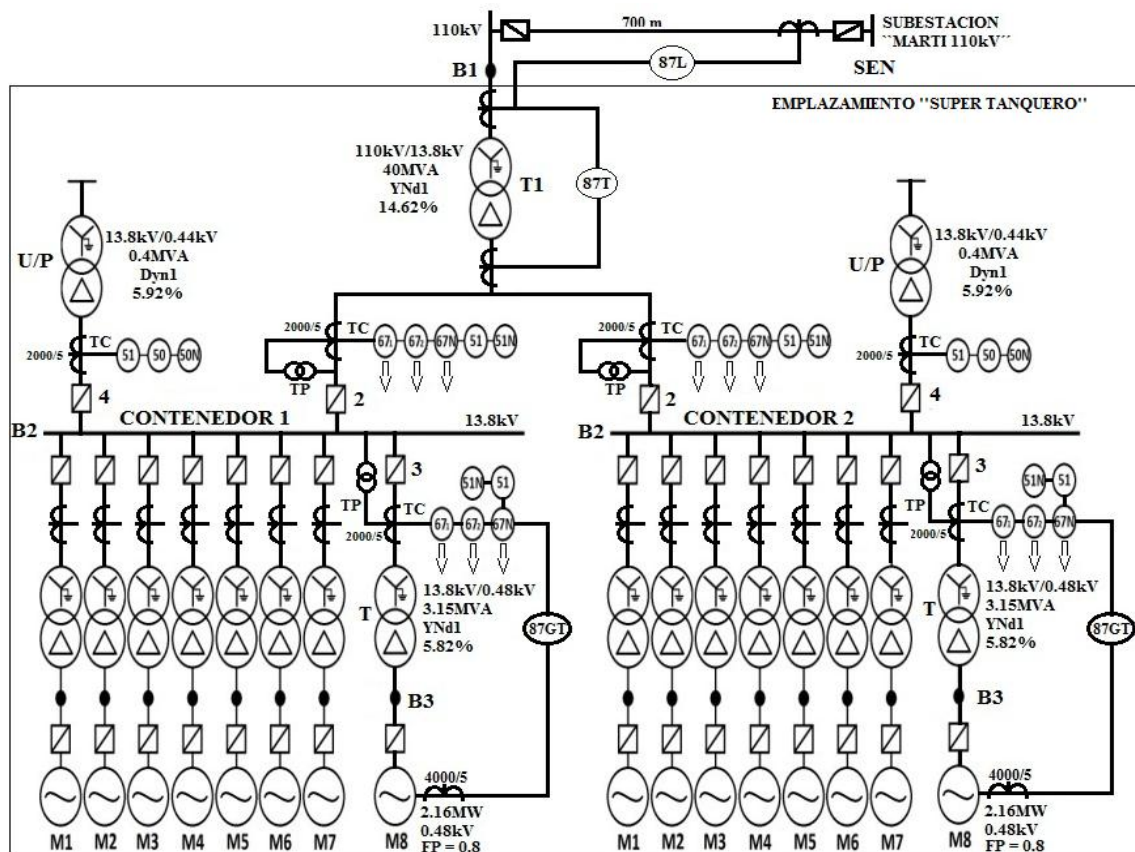


Figura 1. Diagrama monolineal Emplazamiento Súper Tanquero.

II Convención Científica Internacional 2019
Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas
CIENCIA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD. PERSPECTIVAS Y RETOS

II. AJUSTES DE PROTECCIONES Y METODOLOGÍA DESARROLLADA

i. Interruptor No.3 (Ver Figura 1), correspondiente a celdas de generación.

Tabla 1. Ajustes celdas de generación (*Incomer*)

Esc.	Dirección	Ajuste	Función
67 ₁	Hacia Generación $\varphi_{ms} = 45^\circ$	1340 A Top=50ms	Respaldo rápido de protección diferencial 87GT ante fallas entre fases
67 ₂	Hacia Generación $\varphi_{ms} = 45^\circ$	440 A Top=0.3s	Protección sensible ante fallas entre fases con resistencia de arco en 480v
51	-	165 A Top=1.05s	Protección ante sobrecarga de T3.15MVA. Respaldo de T3.15MVA ante fallas externas entre fases en 13.8kV
67N	Hacia Generación $\varphi_{ms} = -45^\circ$	160 A Top=50ms	Respaldo rápido de protección diferencial 87GT ante fallas a tierra
51N	-	160 A Top=0.8s	Respaldo de T3.15MVA ante fallas externas a tierra en 13.8kV

Sobrecorriente direccional de fase 67₁:

- ❖ Seleccionar característica de operación por encima del Inrush y por debajo de la curva de daño térmico de T3.15MVA con tiempo de operación rápido 50ms.
- ❖ Comprobar característica de operación por debajo de la curva de daño térmico de los cables de conexión primario y secundario de T3.15MVA.
- ❖ Comprobar disparo ante falla mínima entre fases en B3 (480V) con los demás generadores de ambos contenedores no sincronizados como condición de mínima corriente circulante (Aporte solamente proveniente del SEN).

Sobrecorriente direccional de fase 67₂:

- ❖ Simular falla mínima entre fases en B3 con los demás generadores de ambos contenedores no sincronizados como condición de mínima corriente circulante ($I_{cc_{\min}}$).
- ❖ Seleccionar valor de ajuste de corriente (I_{op}) con suficiente sensibilidad ($k_s = 2 \div 2.5$) ante fallas entre fases en B3 ($I_{op} = I_{cc_{\min}} / k_s$).
- ❖ Seleccionar tiempo de operación selectivo con el escalón direccional rápido 67₁ (Celdas de generación).
- ❖ Comprobar característica de operación por debajo de la curva de daño térmico de T3.15MVA y de los cables de conexión primario y secundario.

Sobrecorriente con tiempo de fase 51:

- ❖ Seleccionar valor de ajuste de corriente multiplicando por factor 1.25 la corriente nominal de T3.15 MVA referida a 13.8kV.
- ❖ Seleccionar tiempo de operación selectivo con los interruptores de las celdas de generación adyacentes del propio contenedor ante fallas entre fases (67₁-67₂) y con el interruptor totalizador ante fallas externas entre fases (51).
- ❖ Comprobar disparo ante falla mínima entre fases en B2 (Barra 13.8kV) con todos los generadores sincronizados de ambos contenedores como condición de mínima corriente circulante.

II Convención Científica Internacional 2019
Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas
CIENCIA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD. PERSPECTIVAS Y RETOS

Para el estudio de la Subestación en cuestión, el ajuste del escalón 51 no brinda respaldo a las celdas de generación adyacentes ante fallas entre fases en B3. El aporte de un solo generador sincronizado ante falla entre fases en B3 de la celda de generación adyacente (condición de mayor aporte individual) no alcanza el valor de arranque.

Sobrecorriente direccional de tierra 67N:

- ❖ Simular falla mínima a tierra en primario de T3.15MVA con solo un transformador adyacente conectado (sin generación sincronizada) como condición de mínima corriente circulante ($I_{cc_{mín}}$).
- ❖ Seleccionar valor de ajuste de corriente (I_{op}) con suficiente sensibilidad ($k_s=2\div 2.5$). La conexión de T3.15MVA interrumpe la red de secuencia cero, no siendo necesario la coordinación aguas abajo con otros elementos ante fallas a tierra ($I_{op}=I_{cc_{mín}} / k_s$).
- ❖ Seleccionar tiempo de operación rápido 50ms (Similar al 67₁).

Sobrecorriente con tiempo de tierra 51N:

- ❖ Simular falla mínima a tierra en B2 con todos los transformadores adyacentes conectados (sin generación sincronizada) como condición de mínima corriente circulante ($I_{cc_{mín}}$).
- ❖ Seleccionar valor de ajuste de corriente (I_{op}) con suficiente sensibilidad ($k_s=2\div 2.5$). El aporte de secuencia cero proviene de la Y aterrada de T3.15MVA correspondiente a la celda de generación ($I_{op}=I_{cc_{mín}} / k_s$).
- ❖ Seleccionar tiempo de operación selectivo con los interruptores de las celdas de generación adyacentes del propio contenedor ante fallas a tierra (67N) y con el interruptor totalizador ante fallas externas a tierra (51N) en 13.8kV.

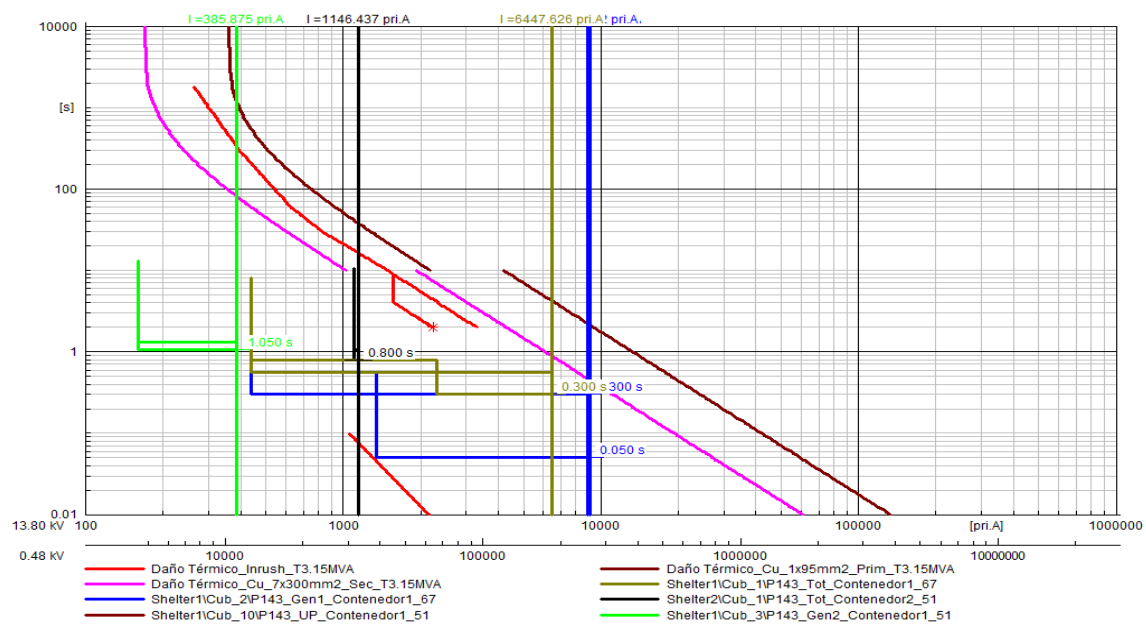


Figura 2. Ejemplo de coordinación ante CC2Ø con resistencia de arco 1Ω en el primario de T3.15MVA de la celda de generación (Generador 1) correspondiente al Contenedor 1.

II Convención Científica Internacional 2019
Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas
CIENCIA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD. PERSPECTIVAS Y RETOS

ii. Interruptor No.2 (Ver Figura 1), correspondiente a celdas de totalizadores.

Tabla 2. Ajustes celdas de totalizadores (*Outgoing*)

Esc.	Dirección	Ajuste	Función
67 ₁	Hacia Generación $\varphi_{ms} = 45^{\circ}$	2300 A Top=0.3s	Protección ante falla entre fases en barra 13.8kV. Respaldo ante fallas entre fases en 13.8kV pertenecientes a los interruptores de las celdas de generación y U/P
67 ₂	Hacia Generación $\varphi_{ms} = 45^{\circ}$	462 A Top=0.55s	Respaldo ante fallas entre fases con resistencia de arco pertenecientes a los interruptores de las celdas de generación y U/P
51	-	1100 A Top=0.8s	Protección de los cables secundarios de T40MVA ante fallas entre fases. Respaldo de T40MVA ante fallas externas entre fases. Respaldo al interruptor totalizador adyacente ante fallas entre fases pertenecientes al mismo
67N	Hacia Generación $\varphi_{ms} = -45^{\circ}$	340 A Top=0.3s	Protección ante falla a tierra en barra 13.8kV. Respaldo ante fallas a tierra en 13.8kV pertenecientes a los interruptores de las celdas de generación y U/P
51N	-	340 A Top=0.55s	Protección de los cables secundarios de T40MVA ante fallas a tierra. Respaldo interruptor totalizador adyacente ante fallas a tierra pertenecientes al mismo

Sobrecorriente direccional de fase 67₁:

- ❖ Simular falla máxima en B3 con todos los generadores del propio contenedor no sincronizados y con los generadores del contenedor adyacente sincronizados como condición de máxima corriente circulante.
- ❖ Seleccionar valor de ajuste de corriente multiplicando por factor 1.2 la corriente máxima circulante ante fallas entre fases en 480V.
- ❖ Comprobar característica de operación por debajo de la curva de daño térmico de la barra 13.8kV de los contenedores.
- ❖ Seleccionar tiempo de operación selectivo ante fallas entre fases pertenecientes a los interruptores de las celdas de generación y U/P.

Sobrecorriente direccional de fase 67₂:

- ❖ Simular falla mínima en B3 con todos los generadores del propio contenedor sincronizados y con los generadores del contenedor adyacente no sincronizados como condición de mínima corriente circulante ($I_{cc_{mín}}$).
- ❖ Seleccionar valor de ajuste de corriente (I_{op}) con suficiente sensibilidad ($ks=2\div 2.5$) ante fallas entre fases en B3 ($I_{op}=I_{cc_{mín}} / ks$).
- ❖ Seleccionar tiempo de operación selectivo con el escalón direccional rápido 67₁ (Celda totalizador).

Sobrecorriente con tiempo de fase 51:

- ❖ Seleccionar valor de ajuste de corriente multiplicando por factor 1.2 la corriente máxima de generación a través de los totalizadores.
- ❖ Comprobar valor de ajuste de corriente por debajo de la curva de daño térmico de los cables de conexión secundario de T40MVA.
- ❖ Seleccionar tiempo de operación selectivo con el interruptor de la celda del totalizador adyacente ante fallas entre fases pertenecientes al mismo (67₁-67₂).

II Convención Científica Internacional 2019
Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas
CIENCIA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD. PERSPECTIVAS Y RETOS

- ❖ Comprobar sensibilidad ante falla mínima en el primario y secundario del Transformador de 40MVA.

Para el estudio de la Subestación en cuestión, el ajuste del elemento 51 de los interruptores totalizadores solo será sensible ante falla entre fases en el primario o secundario de T40MVA con al menos 3 motores conectados del propio contenedor. Se garantiza que el elemento 51 de los interruptores de las celdas de generación es sensible a falla entre fases en el primario o secundario de T40MVA.

Sobrecorriente direccional de tierra 67N:

- ❖ Simular falla mínima a tierra en primario de T3.15MVA con todos los demás transformadores conectados (sin generación sincronizada) del propio contenedor y solo un transformador conectado (sin generación sincronizada) en el contenedor adyacente como condición de mínima corriente circulante ($I_{cc_{mín}}$).
- ❖ Seleccionar valor de ajuste de corriente (I_{op}) con suficiente sensibilidad ($k_s=2\div 2.5$) ante fallas a tierra (13.8kV) pertenecientes a los interruptores de celdas de generación y U/P ($I_{op}=I_{cc_{mín}} / k_s$).
- ❖ Seleccionar tiempo de operación selectivo ante falla a tierra perteneciente a los interruptores de las celdas de generación y U/P.

Sobrecorriente con tiempo de tierra 51N:

- ❖ Simular falla mínima en secundario de T40MVA con solo un transformador conectado (sin generación sincronizada) del propio contenedor como condición de mínima corriente circulante ($I_{cc_{mín}}$).
- ❖ Seleccionar valor de ajuste de corriente (I_{op}) con suficiente sensibilidad ($k_s=2\div 2.5$) ante fallas externas a tierra en 13.8kV ($I_{op}=I_{cc_{mín}} / k_s$).
- ❖ Seleccionar tiempo de operación selectivo con el interruptor totalizador adyacente ante fallas a tierra (67N).

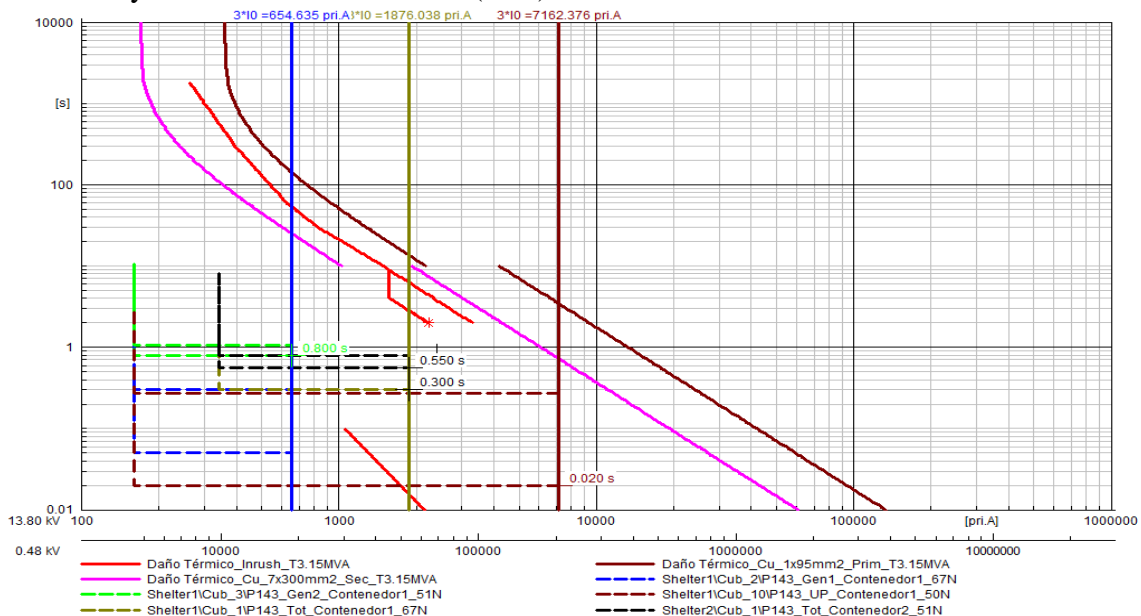


Figura 3. Ejemplo de coordinación ante CC1Ø con resistencia de arco 1Ω en el primario de T0.4MVA de la celda U/P correspondiente al Contenedor 1.

II Convención Científica Internacional 2019
Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas
CIENCIA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD. PERSPECTIVAS Y RETOS

iii. Interruptor No.4 (Ver Figura 1), correspondiente a celdas de U/P.

Tabla 3. Ajustes celdas de transformador de Uso Propio (U/P).

Esc.	Dirección	Ajuste	Función
51	-	20 A / Top=150ms	Protección ante sobrecarga de T0.4MVA
50	-	344 A / Top=20ms	Protección ante falla entre fases
50N	-	103 A / Top=0s	Protección ante falla a tierra

Los transformadores de corriente (TC) de las celdas U/P no fueron seleccionados correctamente por proyecto. Con la relación 2000/5 el ajuste mínimo permitido por el relevador P143 es 160A primarios. Por lo que se proponen ajustes temporales de los elementos (51) y (50N) en 160A debido al error en la selección de TC, se propone además sustituir transformadores de corriente por relación 20/5.

III. CRITERIOS A CONSIDERAR EN LOS AJUSTES DE GENERADORES, TRANSFORMADOR 40MVA Y PROTECCIONES POR 110KV

i. Escalón 51V referido a 13.8kV (*Relay NSR-376S Gen.-Transf. Unit Protection*)

El ajuste de fábrica del escalón 51V referido a 13.8kV (180.8A Top=0.5s, disparo transferido a celda de generación) del relevador de protección NSR-376S ubicado en la celda 480V del Generador, no es selectivo ante falla entre fases en los cables de interconexión secundario de T40MVA. Se propone tiempo de operación (Top) 1.05s.

ii. Sobrecorriente de respaldo de fase (*Relay 7UT613 Differential Protection*)

Ante falla máxima en el primario del transformador correspondiente al Generador 1 con toda la generación adyacente sincronizada, el sobrecorriente de fase de respaldo referido a 13.8kV de la protección diferencial de T40MVA debe resultar selectivo con los interruptores aguas abajo, por lo que se propone tiempo de operación 0.6s para lograr coordinación con el elemento $(67_1)_{0.3s}$ de los interruptores totalizadores.

iii. Sobrecorriente de emergencia (*Relay 7SA641 Distance Protection*)

Ante falla máxima en el primario del transformador correspondiente al Generador 1 con toda la generación adyacente sincronizada, la operación instantánea del sobrecorriente de emergencia del relevador 7SA641 (Protección de respaldo Línea 110kV) debe resultar selectivo con los interruptores aguas abajo, por lo que se propone multiplicar por factor 1.2 la corriente máxima circulante para el ajuste del valor de arranque.

IV. OPTIMIZACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

A continuación se explican los riesgos de operación y vulnerabilidades detectadas en el Emplazamiento en estudio, se proponen diferentes soluciones ingenieriles para lograr el correcto funcionamiento y explotación:

II Convención Científica Internacional 2019
Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas
CIENCIA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD. PERSPECTIVAS Y RETOS

- i. Posibilidad de operación incorrecta de los sobrecorrientes direccionales de fase en las celdas de 13.8kV.

Ante fallas a tierra con la generación no sincronizada los direccionales de fase pueden ocasionar disparos no deseados debido a las componentes de secuencia cero producidas por la conexión estrella aterrada de los transformadores de interconexión T3.15MVA [7][8]. Se propone la implementación de lógicas en los archivos *Programmable Scheme Logic* (PSL) de los relevadores P143 de las celdas 13.8kV que permitan evitar las operaciones no deseadas, en [9] se mencionan diferentes métodos para contrarrestar el fenómeno.

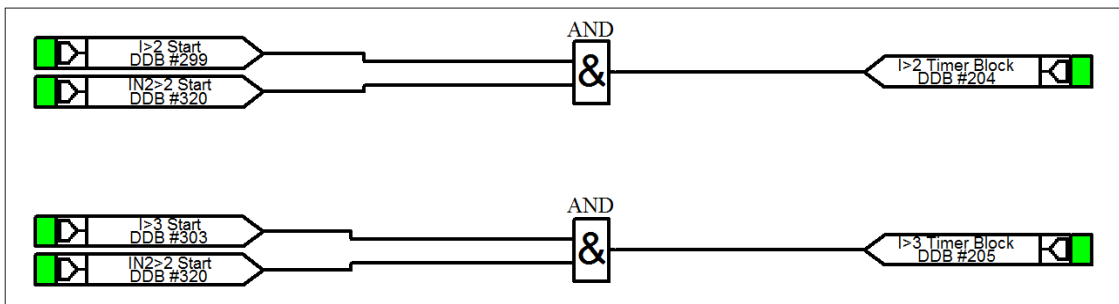


Figura 4. Lógica a implementar en los archivos PSL de los relevadores P143 de las celdas de generación para evitar disparos erróneos de los dos escalones direccionales de fase. Utilización del método de supervisión de los sobrecorrientes direccionales de fase con sobrecorrientes no direccionales de secuencia cero [9].

Ante fallas a tierra en dirección contraria a la de disparo habrá arranque del escalón no direccional de tierra 51 ($IN2>2$) y de alcanzarse valores de corriente que provoquen el arranque de los escalones direccionales de fase $67_1(I>3)$ y $67_2(I>2)$ se bloquearán los tiempos de disparo de los mismos. De esta manera se garantiza operación correcta de los direccionales de fase ante fallas entre fases; ante fallas que involucren tierra se garantiza sensibilidad y operación correcta del direccional de tierra 67N.

- ii. Posibilidad de operación como sistema aislado en 13.8kV.

Las fallas a tierra intermitentes en un sistema aislado pueden provocar sobretensiones a tierra que pueden alcanzar valores incluso de hasta 6 o 8 veces el voltaje de fase, repercutiendo en fallas de aislamiento o evolución de la falla a bifásica si no logra ser detectada por los métodos conocidos [10]. En el emplazamiento en estudio existen 2 configuraciones posibles de operación en régimen aislado en 13.8kV (delta inadvertida): (1) Transformador de 40MVA energizado e interruptores totalizadores de ambos contenedores en posición abiertos, (2) Transformador de 40MVA energizado, interruptores totalizadores en posición cerrados y todos los interruptores de celdas de generación en posición abiertos. Ambas configuraciones no fueron concebidas por los esquemas de protección contratados para la detección y aislamiento de fallas a tierra. Las celdas totalizadoras presentan TP de línea como se muestra en la Figura 1, los cuales no presentan devanado terciario para la medición directa de $3U_0$ (desplazamiento

II Convención Científica Internacional 2019
Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas
CIENCIA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD. PERSPECTIVAS Y RETOS

del neutro). Utilizando las mediciones de fase a tierra de los TP de línea se propone implementar la siguiente lógica en los archivos PSL del relevador P143.

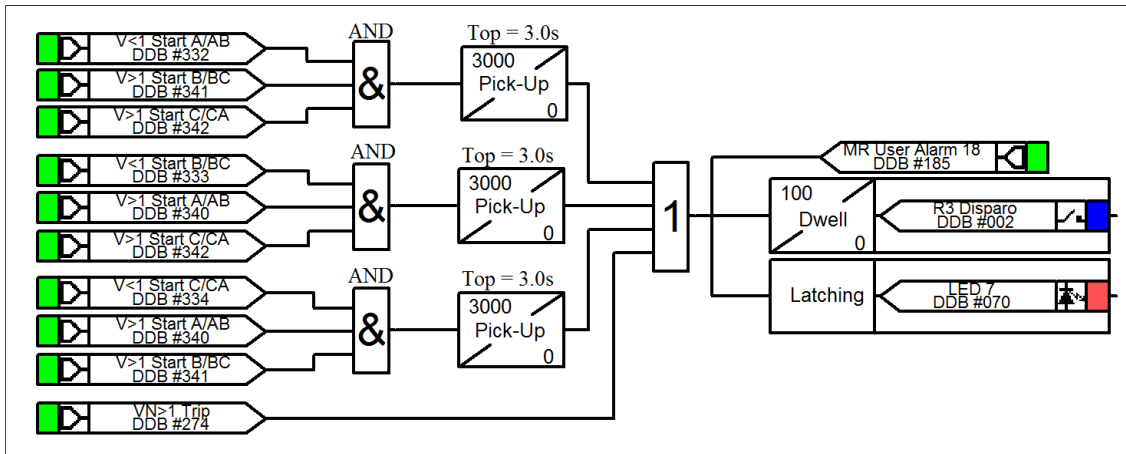


Figura 5. Lógica a implementar en los archivos PSL de los relevadores P143 de las celdas de los totalizadores para detectar fallas a tierra en régimen aislado (Delta inadvertida).

De esta forma se podrá enviar disparo transferido al interruptor por 110kV cuando ocurra una falla a tierra y se deprima la tensión de la fase fallada junto al aumento en las no falladas, evitando sobretensiones en las fases no falladas que pueden ser no soportadas por el aislamiento del conductor (12/20kV) o hacer operar los pararrayos (10.2kV) por baja del transformador de 40 MVA, además de detectar la existencia de falla a tierra previo a la sincronización del Emplazamiento. Se propone como norma de operación que estando no sincronizado el Emplazamiento el esquema en el lado de 13.8kV mantenga los interruptores totalizadores de ambos contenedores cerrados, además de al menos 3 interruptores de celdas de generación para lograr conexión sólida a tierra a través de los transformadores de 3.15MVA y evitar así régimen aislado en 13.8kV.

Tabla 4. Ajustes de protección ante fallas a tierra en régimen aislado.

Esc.	Modo	Ajuste (V fase a tierra)	Función
V<1	Any phase	6.2 kV	Umbral de bajo voltaje ante fallas a tierra en régimen aislado
V>1	Any phase	9.2 kV	Umbral de sobre voltaje ante fallas a tierra en régimen aislado
VN>1	Derivado	4.14 kV	Protección ante fallas a tierra en régimen aislado

- iii. Protección especial por el método de selectividad lógica en las celdas de 13.8kV ante fallos en barra.

La protección de barra contratada por proyecto en los contenedores de 13.8kV consiste en una protección contra arco eléctrico, mediante sensores de luz ubicados en las secciones de barra de las celdas de los contenedores. Según los diferentes tipos de protección de barra abordados en [11], se recomienda desarrollar el método de selectividad lógica mediante la utilización de los direccionales de fase y tierra en las

II Convención Científica Internacional 2019
Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas
CIENCIA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD. PERSPECTIVAS Y RETOS

celdas de 13.8kV, con el objetivo de garantizar respaldo a la protección de arco con tiempos rápidos.

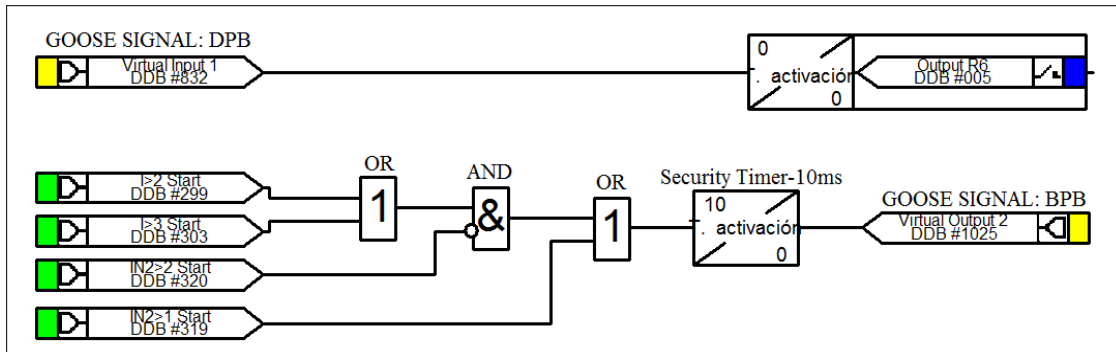


Figura 6. Lógica a implementar en los relevadores P143 de las celdas de generación y U/P para la protección de barra, $I>3(67_1)$, $I>2(67_2)$, $IN2>2(51N)$, $IN2>1(67N)$.

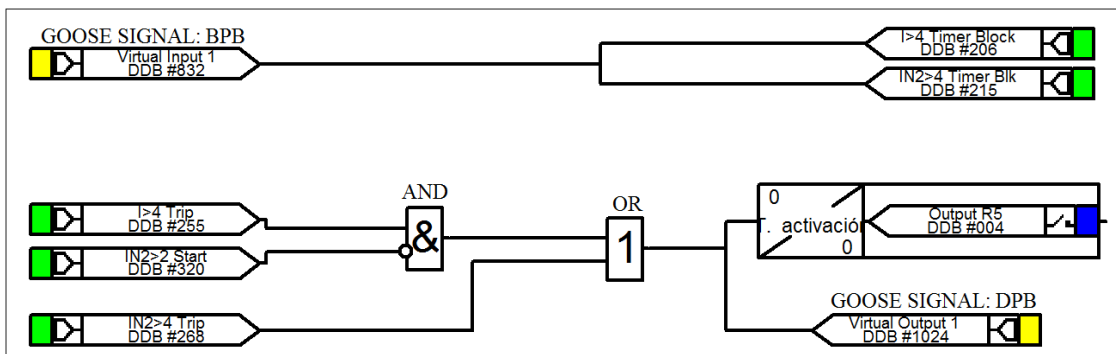


Figura 7. Lógica a implementar en los relevadores P143 de las celdas de totalizadores para la protección de barra, $IN2>2(51N)$.

La señal GOOSE Bloqueo Protección de Barra (BPB) será generada por los arranques de los sobrecorrientes direccionales de las celdas de generación y el arranque de los sobrecorrientes de la celda U/P, el relevador digital de la celda del totalizador al recibir la señal BPB, bloqueará los tiempos de operación de los escalones de fase ($I>4$) y tierra ($IN2>4$) configurados exclusivamente para la protección de barra. De no existir arranque y por consiguiente señal BPB en las celdas de generación y U/P, se producirá el Disparo Protección de Barra (DPB) en la celda del totalizador, provocando la apertura de todos los interruptores pertenecientes al contenedor con presencia de fallo en barra (disparo transferido a celdas de generación y Uso Planta).

Tabla 5. Ajustes escalones ($I>4$) y ($IN2>4$) para la protección de barra.

Esc.	Dirección	Ajuste	Función
$I>4$	Hacia Generación $\phi_{ms} = 45^{\circ}$	2300 A Top=80ms	Protección de barra para fallas entre fases por selectividad lógica
$IN2>4$	Hacia Generación $\phi_{ms} = -45^{\circ}$	340 A Top=80ms	Protección de barra para fallas a tierra por selectividad lógica

II Convención Científica Internacional 2019
Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas
CIENCIA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD. PERSPECTIVAS Y RETOS

iv. Corriente nominal del cable de salida de las celdas de los totalizadores.

La intensidad máxima admisible del tipo de conductor instalado en los cables de salida de los totalizadores (2 conductores por fase 240/16mm²) es 690A. La generación instalada por contenedor es 21,6 MVA (904.7A), por tanto los conductores limitan la capacidad de generación instalada. Se propone agregar otro conductor por fase debido que ante la necesidad de generar la máxima potencia instalada en situaciones de contingencia existe riesgo de sufrir daños por calentamiento del cable a largo plazo, además se recomienda la posibilidad de implementar la diferencial de T40MVA entre los TC de ambos totalizadores y los TC por 110kV (Diferencial de 3 Corrientes), garantizando disparo rápido en la zona protegida.

V. CONCLUSIONES

En Subestaciones con características similares al del presente trabajo, el efecto de fuente intermedia cobra gran importancia en la determinación de las máximas y mínimas corrientes circulantes ante los diferentes tipos de fallas y configuraciones de operación, lo que constituye el pilar fundamental para elaborar el estudio de coordinación de los elementos sobrecorrientes. En la realización de este trabajo fueron expuestos los criterios utilizados y la metodología desarrollada para el ajuste de las protecciones sobrecorrientes de los contenedores de media tensión, los cuales son generalizables a Emplazamientos y Subestaciones con similares características. En este informe además fueron explicados los diferentes riesgos de operación detectados en el Emplazamiento y se fundamentaron varios ejemplos de implementación de lógicas programables en los sistemas de protección para la atenuación de dichas vulnerabilidades. Las ventajas de la protección digital deben ser adecuadamente explotadas por el personal encargado del diseño y puesta en servicio de los esquemas de protección, con la finalidad de alcanzar el correcto funcionamiento de los esquemas de protección ante condiciones anormales y por consiguiente salvaguardar la integridad de los componentes primarios de la Subestación.

VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IEEE Std 242-2001 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, 2001.
- [2] T. P. Smith, "The ABC's of Overcurrent Coordination," 2006.
- [3] COESSINAC, "Criterios de ajuste y coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN," 2005.
- [4] A. Kamal, "Implementation of full adaptive technique to optimal coordination of overcurrent relays," 2018.
- [5] M. F. Kotb, M. El-Saadawi, and E. H. El-Desouky, "Protection Coordination Optimization for FREEDM System," Journal of Electrical Engineering, 2018.

II Convención Científica Internacional 2019
Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas
CIENCIA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD. PERSPECTIVAS Y RETOS

- [6] D. Durand, "Overcurrent Protection & Coordination for Industrial Applications," presented at the IEEE Continuing Education Seminar, Houston, TX, 2015.
- [7] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, "Power System Relaying," 2008.
- [8] R. Mason, "The Art and Science of Protective Relaying," 2002.
- [9] J. Roberts and A. Guzmán, "Directional Element Design and Evaluation," Schweitzer Engineering Laboratories, 2006.
- [10] A. L. Fredriksen, "Earth fault protection in isolated and compensated power distribution systems," Master of Energy and Environmental Engineering, 2016.
- [11] B. Kasztenny, Z. Gajic, J. O'Brien, and P. Beaumont, "Exploring the IEEE C37.234 Guide for Protective Relay Application to Power System Buses," 2011.