

**ESTRATEGIA DE TOLERANCIA A FALLAS POR CONDICIONES AMBIENTALES PARA IEDS EN
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
“ESTRATEGIA DE TOLERANCIA A FALLAS POR CONDICIONES
AMBIENTALES PARA IEDS EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN”**

**AUTOR:
JOHN GERMAN BRAVO SÁNCHEZ**

**TUTOR:
MSc. LEONY ORTIZ MATOS**

Quito, Noviembre 2016

John German Bravo Sánchez

**ESTRATEGIA DE TOLERANCIA A FALLAS POR CONDICIONES
AMBIENTALES PARA IEDS EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2016

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña de autores e información de contacto:



John German Bravo Sánchez

Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica

Facultad de Ingenierías

Universidad Politécnica Salesiana

jbravos@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Leony Ortiz Matos

M.Sc. en Ingeniería de automatización

Docente de la Universidad Politécnica Salesiana

Facultad de Ingenierías

lortizm@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

2016 Universidad Politécnica Salesiana

Quito – Ecuador

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Leony Ortiz Matos declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación (*Estrategia de tolerancia a falas por condiciones ambientales para IEDs en subestaciones de distribución*) realizado por John German Bravo Sánchez, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Noviembre del 2016



.....

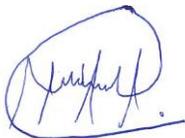
Leony Ortiz Matos

Cédula de identidad: 1754230389

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, John German Bravo Sánchez, con documento de identificación N° 1722107867, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: “ESTRATEGIA DE TOLERANCIA A FALLAS POR CONDICIONES AMBIENTALES PARA IEDS EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente. En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



.....

Nombre: John German Bravo Sánchez

Cédula: 1722107867

Fecha: Quito, Noviembre del 2016

AGRADECIMIENTO

La vida está llena de retos y metas por cumplir, día a día tenemos una lucha por ganar, pero sin duda alguna esta eterna batalla es más fácil al contar con nuestros seres queridos como un apoyo. Es por esto que quiero agradecer a mi familia quien es el pilar de este triunfo. En primer lugar a mi padre Jhon Bravo de quien tuve y tengo el apoyo de un padre y amigo a la vez; una persona realmente especial y fundamental en mi vida, quien supo respetar mis decisiones, confiar en mí y brindarme de todo su amor en toda mi vida como en este proceso universitario. A mi madre Anabella Sánchez quien me dio la vida y que gracias a las características que he aprendido de ella como son: la valentía, perseverancia, fuerza de voluntad, entre otras; he salido adelante en mi vida personal y muy pronto en la profesional. Agradezco a mi hermana Andrea Bravo por siempre estar pendiente de mí, como también por guiarme en el camino del bien, dotándome constantemente de buenas energías y ganas de seguir adelante frente a las adversidades. Agradezco también a mi noble enamorada Andrea Ramos, por estar a mi lado en momentos y situaciones tormentosas, como además por su apoyo y compañía en la culminación de este logro académico.

Agradezco a la Universidad Politécnica Salesiana por haberme abierto las puertas del conocimiento para poder estudiar mi carrera, así como también a los diferentes docentes que brindaron sus conocimientos y su apoyo para seguir adelante día a día.

Agradezco al MSc. Leony Ortiz Matos, quien además de aportar su sabiduría y tiempo al dirigir este artículo académico, supo brindarme de su sincera amistad.

Y para finalizar agradezco a Dios y la vida, quienes me dan la oportunidad de seguir adelante en mi carrera profesional.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. Introducción	2
2. Generalidades.....	3
2.1 Dispositivos electrónicos inteligentes	3
2.2 Protocolo IEC 61850.....	4
2.3 Fallas eléctricas	4
2.3.1 Componentes simétricas.....	4
2.3.2 Descargas atmosféricas	4
2.3.3 Falla monofásica	5
2.3.4 Falla bifásica	5
2.3.5 Falla bifásica a tierra	5
2.3.6 Falla trifásica.....	5
2.3.7 Falla una fase a neutro.....	5
2.3.8 Falla trifásica a tierra.....	6
2.3.9 Falla trifásica desbalanceada.....	6
2.4 Límites de tensión	6
2.5 Técnicas de tolerancia a fallas.....	6
2.5.1 Detección de errores.....	6
2.5.2 Recuperación del sistema.....	6
2.5.2.1 Manejo de errores	6
2.5.2.2 Manejo de fallas.....	7
2.5.2.3 Sistema de control de reconfiguración.....	7
2.6 Descripción de las Petri Nets	7
2.6.1 Matriz de representación PN.....	7
2.6.2 Matriz de incidencia y ecuación de estado.....	8
2.6.3 Propiedad Accesibilidad.....	8
2.6.4 Propiedad Acotación	8
2.6.5 Propiedad Vida de la conexión	8
2.6.6 Propiedad Reversibilidad y el inicio de estado	8
2.6.7 Propiedad Persistencia	9
2.6.8 Propiedad Rectitud	9

3.	Estrategia de reinicialización	9
3.1	Programa principal	9
3.1.1	Selección manual o automática	10
3.1.2	Algoritmo de diagnóstico de fallas	10
3.1.3	Despeje de la falla	11
3.1.4	Ingreso a la estrategia de reinicialización	11
3.2	Estrategia de reinicialización de baja tensión	12
3.2.1	Corrección del factor de potencia	12
3.2.2	Control de sobre excitación del generador	13
3.2.3	Control del incremento de taps del transformador de la subestación.....	14
3.3	Sistema en operación automática	15
3.4	Estrategia de sobre tensión.....	15
3.5	Caso de estudio	16
3.6	Validación del caso de estudio.....	17
4.	Análisis de resultados	17
5.	Conclusiones	20
6.	Referencias.....	20
7.	Estado del Arte.....	23

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Clasificación de las descargas atmosféricas.	4
Figura 2.	(a) Falla monofásica; (b) Falla línea a línea; (c) Falla doble línea a tierra; (d) Falla trifásica.	4
Figura 3.	(a) Falla una fase a neutro; (b) Falla trifásica a tierra.	5
Figura 4.	Algoritmo de diagnóstico de fallas.	10
Figura 5.	Selección del modo.....	10
Figura 6.	Esquema de despeje de falla.	11
Figura 7.	Esquema de ingreso a estrategia de reinicialización.....	11
Figura 8.	Promedio del FP y promedio de la potencia activa del EDS.....	12
Figura 9.	Estructura PN para corrección del FP.....	12
Figura 10.	Estructura PN para sobreexcitar un generador.	13
Figura 11.	Estructura PN de incremento de los taps del transformador.	15
Figura 12.	Estructura PN del modo automático.....	15
Figura 13.	Estructura PN de decremento de los taps del transformador.	16
Figura 14.	Caso de estudio.....	17
Figura 15.	Respuesta de la AFTC sobre la fase “A”.....	18

Figura 16. Respuesta de la AFTC sobre la fase “B”.....	18
Figura 17. Respuesta de la AFTC sobre la fase “C”.....	18
Figura 18. Respuesta de la AFTC3 sobre el transformador.....	19
Figura 19. Indicador de temática del estado del arte.....	26
Figura 20. Indicador de la formulación del problema del estado del arte.....	26
Figura 21. Indicador de la solución dada mediante del estado del arte.....	27

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Estados y transiciones entrantes al algoritmo de diagnóstico de fallas.....	11
Tabla 2. Estados y transiciones entrantes al esquema de despeje de falla.	11
Tabla 3. Estado entrante para el esquema de ingreso a estrategia de reinicialización.	12
Tabla 4. Transiciones y peso de arco trascendentales de la estrategia de reinicialización de baja tensión.....	12
Tabla 5. Transición entrante a la estructura PN para sobreexcitar un generador.	13
Tabla 6. Transiciones entrantes a la estructura PN para corrección del FP.	13
Tabla 7. Transición entrante a la estructura PN de incremento de los taps del transformador.	15
Tabla 8. Transición entrante a la estructura PN del modo automático.	15
Tabla 9. Transiciones entrantes a la estructura PN de incremento de los taps del transformador.	16
Tabla 10. Error de simulación del flujo de potencia mención voltaje.	17
Tabla 11. Respuesta de la AFTC sobre las fases del EDS.....	19
Tabla 12. Matriz de estado del arte	23

ESTRATEGIA DE TOLERANCIA A FALLAS POR CONDICIONES AMBIENTALES PARA IEDS EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

JohnGerman Bravo Sánchez¹, Leony Ortiz Matos²

Resumen

Este artículo nace por la necesidad de crear estrategias de tolerancia a fallas que permitan la recuperación del sistema eléctrico de distribución (EDS) automáticamente y el aumento de la confiabilidad, para lo cual se desarrolló un modelo basado en redes Petri Net (PN). El sistema descrito es un control activo tolerante a fallas para dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs), en el control en subestaciones de distribución. El campo de acción basa sus tareas bajo un modelo de optimización que luego de haber sido despejada la falla y aislar lo necesario de la carga, reinicializa el EDS con parámetros de voltaje adecuados, garantizando la calidad de suministro. Las pruebas del algoritmo bajo una simulación indicaron su correcto comportamiento y eficacia con óptimos resultados en reducidos tiempos de acción, con una mínima aislación de carga ante una falla eléctrica monofásica.

Palabras Clave: Dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs); Factor de potencia (FP); Redes Petri (PN); Sistemas de control activo tolerante a fallas (AFTCS); Sistema eléctrico de distribución (EDS);

Abstract

This article is originated from the need to create fault tolerance strategies that allow the recovery of the electric system of distribution (EDS) automatically and increased reliability for which it has developed a model based on a system Petri Net (PN). The system described is an active fault tolerant control system in intelligent electronic devices (IEDs) for the control at distribution Substations. The scope of Article bases its actions on an optimization model after having been cleared the fault and isolate the necessary load, the EDS restarts with adequate voltage parameters, ensuring the quality of electricity supply. Simulation testing indicate correct behavior and effectiveness with optimum results in short times of action and with a minimum load insulation to an single phase electrical fault.

Keywords: Active Fault Tolerant Control Systems (AFTCS); Intelligent Electronic Devices (IEDs); Petri Net (PN); Power Factor (FP); Electric Distribution System (EDS);

1. Introducción

Este artículo vio la necesidad de un modelo de integración de las técnicas de tolerancia a fallas que permitan la independencia automática del sistema eléctrico de distribución (EDS) aumentando robustez, fiabilidad y confiabilidad, brindando un beneficio económico como social energético que garantice un mejor y más fiable suministro con parámetros eléctricos de calidad a los sectores: residencial, comercial e industrial.

El modelo fue desarrollado por medio de la técnica Petri Net (PN), la cual es un mecanismo válido en la aplicación a la restauración del servicio eléctrico, manipulando elementos activos como las protecciones del EDS [1]. Gracias a las características PN de asincronismo, funcionamiento paralelo y distribuido [2], como debido a su aplicación en sistemas tanto discretos como dinámicos con expresiones precisas [3]; esta técnica nos permitió implementar una estrategia de reinicialización, mediante el aprovechamiento de la inteligencia de la red como con la ayuda de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs).

Cabe resaltar que se puede llevar a una subestación común hacia una Smart Substation con varias IEDs como parte vital del equipamiento secundario [4].

El protocolo IEC 61850 el cual es un estándar internacional para el diseño de la automatización de subestaciones [5], permite una comunicación entre los dispositivos inteligentes de la red [6] como entre IEDs de diferentes proveedores [7], por lo cual no resulta extraño que la tendencia de desarrollo de la IED tiende a convertirse en un estándar de potentes funciones [4].

Ahora con el objetivo de evitar un posible colapso del EDS en la ocurrencia de una falla como primera parte de la estrategia debe existir un diagnóstico o técnica de detección de fallas que identifique la localización de

la falla y el tipo de falla ocurrido. La referencia [8] propone un método para la localización de fallas en redes de distribución, utilizando la compresión de detección, los autores anuncian que el vector hueco de tensión con la matriz de impedancia produce un vector de corriente que es lo suficientemente escaso y que este elemento coincide con la barra en el que se produce una falla, el algoritmo propuesto clasifica los distintos tipos de falla. En la referencia [9] el análisis de la localización de fallas fue realizado por medio de la transformada discreta de wavelet, el algoritmo propuesto ha determinado con éxito la ubicación de la falla sobre la base de la señal de tensión.

Nombrando ahora la detección de fallas la referencia [10] propone un sistema de diagnóstico en línea usando razonamiento difuso para la detección de la falla, el algoritmo utiliza las redes de causa y efecto para representar las funciones de los relés de protección e interruptores de circuito, este sistema puede diagnosticar la sección en falla incluso en múltiples fallas. Mientras que en la referencia [11] se describe una aplicación basada en normas de soporte de decisiones; diseñada principalmente para detectar la presencia de una falla, identificar el alimentador fallado, la fase en falla y clasificar el tipo de falla, con resultados muy satisfactorios.

La siguiente etapa radica en la localización y aislamiento de la falla. La referencia [12] indica que su sistema está configurado por cinco observadores y un estimador de estado, que están dotados de todas las entradas y diferentes subconjuntos de salida del sistema, esto proporciona información del aislamiento de las fallas, con ello más adjuntos ciertos pasos obtienen un sistema funcional. Mientras que la referencia [6] describe un algoritmo que inicia después de que un interruptor o reconector haya sido activado por la corriente de falla, entonces el algoritmo

comienza a difundir mensajes de detección de falla, mensajes de bloqueo y mensajes de disparo de transferencia todos estos de tipo objeto genérico orientado a eventos en subestaciones (GOOSE) usando el protocolo IEC 61850, los mensajes son transmitidos y receptados por dispositivos inteligentes, hasta que el mensaje se convierta en un mensaje de reconocimiento de aislación de la falla y posteriormente en uno de confirmación completa de aislamiento de la falla, cabe aclarar que estos dispositivos inteligentes están localizados aguas arriba y abajo de la subestación principal.

Una vez descrito esto, el sistema debe estar configurado de manera que esté al tanto de que elementos activos en el sistema están habilitados después de haber aislado la falla, para posteriormente en la estrategia de reinicialización asignar tareas de compensación a todos los elementos necesarios para llevar al sistema hacia condiciones normales u óptimas de funcionamiento con calidad de suministro.

En adelante este artículo se organiza de la siguiente manera. En la sección 2 con el fin de que este artículo se explique por cuenta propia se introduce los conceptos principales de una IED, los diferentes tipos de fallas eléctricas, descripción y propiedades de las PN. En la sección 3 se describe una estrategia de tolerancia a fallas enfocada en la reinicialización del EDS y simulada frente una falla monofásica a tierra. En la sección 4 se analizan los resultados obtenidos. Finalmente concluimos este artículo en la sección 5.

2. Generalidades

2.1 Dispositivos electrónicos inteligentes

Sin duda actualmente uno de los elementos principales del equipamiento secundario dentro de una subestación

son los IEDs, que esencialmente son relés de protección con mayor precisión que un relé normal, su gran capacidad de poder realizar todas las funciones de protección, control y monitoreo, se las puede integrar en un solo sistema [13]; así como la función de proteger al EDS ante la ocurrencia de cualquier tipo de falla o perturbación, este equipamiento puede reconfigurar dinámicamente sus funciones de automatización del modelo configurado en él, lo que con lleva a que toda la red eléctrica se favorezca y técnicamente sea más robusta [4]. Un IED ahora cumple con la función de adquisición de datos, generación de reportes de fallas, alarmas y eventos [14]-[15], lo que resulta beneficioso tanto en el campo técnico-económico como en la generación de análisis técnicos e informes estadísticos [13].

Los IEDs presentan además varias ventajas al momento de utilizarlos en la automatización de subestaciones, principalmente en el incremento de la confiabilidad del sistema, acceso en tiempo real para evaluar el estado actual de la red, como para visualizar los distintos módulos de las variables eléctricas, además exhibe como ventaja significativa flexibilidad en maniobras de operación, todo esto gracias a la comunicación que maneja [16]-[17].

Al mencionar las señales de entrada y salida que reciben los IEDs, cada IED recibirá señales de los transformadores de corriente (TC's), de los elementos activos de una subestación, adicional a estas señales recibirán datos de voltaje provenientes de los divisores capacitivos de potencial (DCP's).

Las señales de salida son de igual manera de corriente y voltaje con las cuales se controlan relés auxiliares, el cierre de disyuntores, apertura y cierre de seccionadores, activación de sistemas auxiliares y alarmas de los principales elementos de una subestación [18].

2.2 Protocolo IEC 61850

IEC 61850 gracias a su desarrollo día a día se vuelve ampliamente aceptado y aplicado en ingeniería eléctrica; presentando desafíos para la simulación en tiempo real [19]. Fue desarrollado para permitir la interoperabilidad entre dispositivos de distintos fabricantes como para desacoplar la configuración a través de la ingeniería de área local de red. IEC 61850 surge como una propuesta para la implementación de PN, la ejecución del dominio de control de PN estará centralizada en un bloque de funciones de ejecución especial en un controlador dedicado, mientras que la producción de nodos lógicos locales será en los estados de los equipos en subestaciones, incluyendo las funciones de protección que son descentralizadas a los restantes IEDs y comunicada a través GOOSE. Las funciones de control automático de cooperación en subestaciones especificadas por redes PN, se ajustan al protocolo [4].

2.3 Fallas eléctricas

Se debe diferenciar entre falla y cortocircuito dado que un cortocircuito es una condición en donde los conductores energizados entran en contacto permitiendo que corrientes de falla fluyan [20]. Una falla es un cambio repentino en los componentes de un sistema eléctrico [20] puede ser corta, abierta o no lineal. Corta: cuando el conductor está en cortocircuito a tierra, neutro o con otra fase. Abierta: cuando un conductor está roto sin flujo de corrientes. No lineal: fallas que exponen características sin falla a bajos voltajes pero muestra un cortocircuito funcionando en alto voltaje [21].

2.3.1 Componentes simétricas

En un sistema trifásico existen tres circuitos equivalentes que al organizarlos y resolverlos para condiciones de falla, en las llamadas redes de secuencia positiva, negativa y cero, se obtiene la corriente simétrica y

las componentes de voltaje para estudiar los efectos de las corrientes de falla del sistema en estudio.

Las componentes simétricas son una herramienta eficaz para analizar las condiciones desbalanceadas durante las fallas asimétricas y es aquí de donde se derivan las ecuaciones enunciadas en esta sección [22].

2.3.2 Descargas atmosféricas

Cuando se incrementa la carga y el voltaje en las cercanías de las nubes, estas suelen descargarse hacia tierra, produciéndose una descarga que puede convertirse en una falla eléctrica [23]. Las descargas pueden ser directas si alcanzan alguno de los conductores de fase, indirectas cuando se produce sobre los cables de guarda, las torres o los elementos de apantallamiento y descarga inducida cuando la descarga tiene lugar en las cercanías de la línea o instalaciones como muestra la Figura 1.

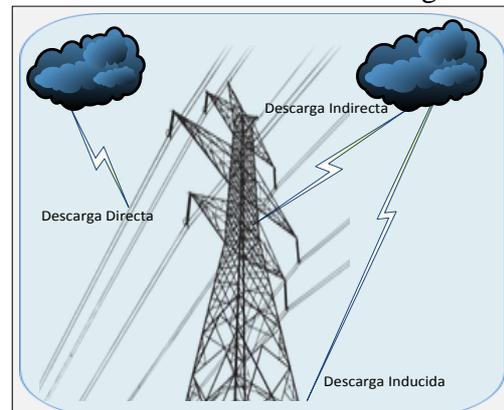


Figura 1. Clasificación de las descargas atmosféricas.

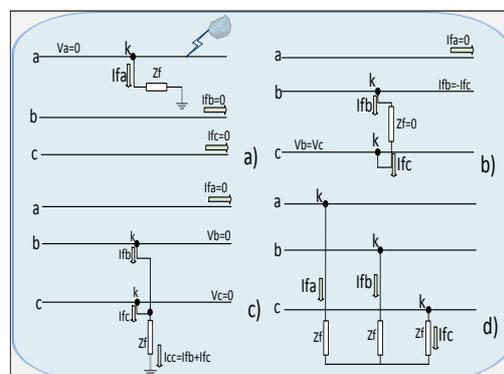


Figura 2. (a) Falla monofásica; (b) Falla línea a línea; (c) Falla doble línea a tierra; (d) Falla trifásica.

2.3.3 Falla monofásica

Este tipo de falla generalmente suele ocurrir por condiciones ambientales de tipo descarga atmosférica, o por el contacto de una de las fases con tierra. En la figura 2a, se muestra esta falla en la fase “a” conectada a tierra por medio de la impedancia Z_f , el cambio que sufre la barra K como punto de falla es enunciado por las ecuaciones (1),(2),(3),(4) y (5):

$$I_f a0 = I_f a1 = I_f a2 = \frac{1}{3} I_f a \quad (1)$$

$$I_f a = 3 I_f a0 \quad (2)$$

$$V_{ka} = 3 Z_f I_f a0 \quad (3)$$

$$I_f a0 = \frac{V_f}{Z_{kk0} + Z_{kk1} + Z_{kk2} + 3 Z_f} \quad (4)$$

$$I_{cc1\phi} = \frac{3 V_f}{Z_{kk0} + Z_{kk1} + Z_{kk2}} \quad (5)$$

2.3.4 Falla bifásica

En la figura 2b, se representa una falla bifásica que se conectan por medio de la impedancia Z_f , el cambio que sufre la barra K como punto de falla es enunciado por las ecuaciones (6), (7) y (8):

$$V_k b - V_k c = I_f b Z_f \quad (6)$$

$$V_k a1 - V_k a2 = I_f a Z_f \quad (7)$$

$$I_f a0 = I_f a2 = \frac{V_f}{Z_{kk1} + Z_{kk2} + Z_f} \quad (8)$$

2.3.5 Falla bifásica a tierra

Se ha representado una falla bifásica a tierra conectada por medio de la impedancia Z_f como se muestra en la figura 2c [15]. La falla está presente en la fase “b” y la fase “c” el cambio que sufre la barra K como punto de falla es enunciado por las ecuaciones (9), (10), (11), (12), (13), (14) y (15):

$$I_f a0 = \frac{(I_f b + I_f c)}{3} \quad (9)$$

$$V_k b = V_k c = (I_f b + I_f c) Z_f = 3 Z_f I_f a \quad (10)$$

$$V_k a1 = V_k a2 = V_k a0 - 3 Z_f I_f a0 \quad (11)$$

$$I_f a0 + I_f a1 + I_f a2 = 0 \quad (12)$$

$$I_f a1 = \frac{V_f}{Z_{kk1} + \left[\frac{Z_{kk2}(Z_{kk0} + 3Z_f)}{Z_{kk2} + Z_{kk0} + 3Z_f} \right]} \quad (13)$$

$$I_f a2 = -I_f a1 \left[\frac{Z_{kk0} + 3Z_f}{Z_{kk2} + Z_{kk0} + 3Z_f} \right] \quad (14)$$

$$I_f a0 = -I_f a1 \left[\frac{Z_{kk2}}{Z_{kk2} + Z_{kk0} + 3Z_f} \right] \quad (15)$$

La referencia [22] describe de manera más detallada las ecuaciones anteriormente anunciadas.

2.3.6 Falla trifásica

El sistema se encuentra en falla trifásica cuando sus tres fases están conectadas entre sí mediante impedancias Z_f por fase [24]; como muestra en la Figura 2d. El cambio que sufre el sistema es enunciado por las ecuaciones (16), (17), (18) y (19).

$$I_f a + I_f b + I_f c = 0 \quad (16)$$

$$I_a = I_1 = \frac{V_a}{Z_1 + Z_f} \quad (17)$$

$$I_b = a^2 I_1 \quad (18)$$

$$I_c = a I_1 \quad (19)$$

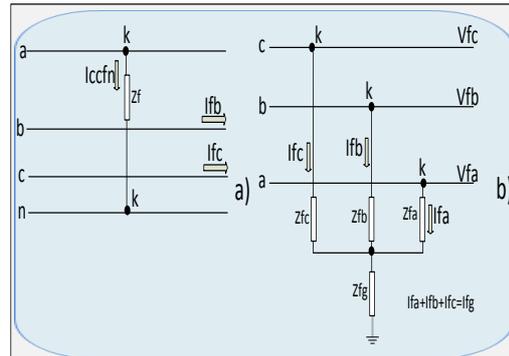


Figura 3. (a) Falla una fase a neutro; (b) Falla trifásica a tierra.

2.3.7 Falla una fase a neutro

Esta falla es considerada de menor amplitud y está representada en la Figura 3a. Donde se une la fase “a” con neutro por medio de la impedancia Z_f el cambio que sufre la barra K es expuesto por (20):

$$I_{ccfn} = \frac{U_n}{\sqrt{3} * (Z_k + Z_n)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} * Z_f} \quad (20)$$

Dónde: U_n : Voltaje de la fuente. Z_n : Impedancia equivalente del conductor neutro de retorno. Z_k : Impedancia equivalente del conductor fase [25].

2.3.8 Falla trifásica a tierra

Al hablar de la desequilibrante falla trifásica a tierra estamos involucrando a las tres fases del sistema trifásico más la conexión con tierra como muestra la Figura 3(b). La referencia para las redes de secuencia puede ser cualquiera de las fases [26]. El cambio que sufre el sistema es enunciado por las ecuaciones (21), (22), (23), (24), (25), (26) y (27).

$$V_{fa;b;c} = Z_{fa;b;c} * I_{fa;b;c} + Z_{fg} * I_{fg} \quad (21)$$

$$V_{fb;c} = Z_{fb;c} * I_{fb;c} + Z_{fg} * I_{fg} \quad (22)$$

$$I_{fa0} + I_{fa1} + I_{fa2} = I_{fa} \quad (23)$$

$$3I_{fa0} = I_{fa} + I_{fb} + I_{fc} \quad (24)$$

$$r_{01} = \frac{1}{3}(Z_{fa} + a^2Z_{fb} + aZ_{fc}) \quad (25)$$

$$r_{02} = \frac{1}{3}(Z_{fa} + aZ_{fb} + a^2Z_{fc}) \quad (26)$$

$$Z_{f0} = \frac{1}{3}(Z_{fa} + Z_{fb} + Z_{fc}) \quad (27)$$

2.3.9 Falla trifásica desbalanceada

En esta falla la corriente en las tres fases del sistema no son iguales [27]. El resultado de esta falla es similar al caso de la falla trifásica a tierra, con la diferencia que la corriente secuencia cero en el punto de falla es cero, para cualquier referencia de fase [26]. El cambio que sufre el sistema es enunciado por las ecuaciones (28), (29), (30).

$$I_{fa0} + I_{fa1} + I_{fa2} = I_{fa} \quad (28)$$

$$3I_{fa0} = I_{fa} + I_{fb} + I_{fc} = 0 \quad (29)$$

$$Z_{fa} \neq Z_{fb} \neq Z_{fc} \quad (30)$$

2.4 Límites de tensión

Los límites de tensión admisibles de funcionamiento normal en una red eléctrica deben estar en el rango mínimo de +- 5% del voltaje nominal (Vn). Si el Vn_sistema < -5% del Vn el EDS entrara en una estrategia de tolerancia a fallos que lleve al mismo lo más cerca posible al Vn. Si Vn_sistema >5% de Vn el EDS entrará en una estrategia que de tolerancia que solventara la sobre tensión existente [28].

2.5 Técnicas de tolerancia a fallas

Con el fin de solventar el fallo en el EDS y que el sistema eléctrico continúe funcionando correctamente, se puede implementar una estrategia de tolerancia a fallos, la cual se logra a través de las siguientes técnicas:

2.5.1 Detección de errores

Consiste en detectar la ocurrencia de errores. Ya sea concomitante o preventivo.

- 1) *Detección concomitante*, llevada a cabo durante la ejecución regular del sistema.
- 2) *La detección preventiva*, es lograda mientras una ejecución regular del servicio se suspende.

2.5.2 Recuperación del sistema

Consiste en sustituir el estado erróneo del sistema por otro estado seguro. Esta fase se basa en dos mecanismos:

2.5.2.1 Manejo de errores

Este elimina los errores del estado del sistema. Donde se puede utilizar varias maneras de recuperación definidas a continuación como lo son: una reversión, rodar hacia adelante, compensación o combinar algunas de ellas para una situación particular.

- 1) *Reversión*: Es la recuperación de restablecimiento, convierte en imagen errónea del estado del sistema a un estado de equilibrio anterior guardado.
- 2) *Rodar hacia adelante*: Es una recuperación en avance que corrige el estado del sistema al moverlo a un nuevo estado de equilibrio.
- 3) *Compensación*: Para permitir enmascarar el estado erróneo, el sistema ofrece redundancia suficiente desde el principio. La redundancia es una práctica utilizada comúnmente en el diseño

de sistemas tolerantes críticos o de fallo que se trata de la repetición y la multiplicidad de diferentes componentes o tratamientos.

2.5.2.2 Manejo de fallas

Previene la activación de la falla consecutivamente. Esto se puede conseguir por medio de varias etapas:

- 1) *Diagnóstico*: Registros e identifica la causa del error en cuanto al tipo y la ubicación.
- 2) *Aislamiento*: Desactiva el fallo, garantizando la exclusión física o lógica de los componentes defectuosos.
- 3) *Reconfiguración*: Asigna tareas a los componentes no defectuosos.
- 4) *La reinicialización*: Ingreso de controles, actualizaciones y registros que dan una nueva configuración al sistema cambiando el estado del mismo [29].

2.5.2.3 Sistema de control de reconfiguración

El objetivo de la reconfiguración es para compensar los efectos provocados de la componente en falla. La clasificación de la reconfiguración de mecanismos pueden ser: controlador de selección en línea y controlador de métodos de cálculo en línea.

En la primera clase los controladores asociados con las condiciones de falla asumidas previamente se deben calcular prioritariamente en la fase de diseño, basado en la información en tiempo real desde el algoritmo de detección de fallos e identificación. Estos métodos son a veces conocidos como "métodos basados en proyección". En la segunda clase de métodos, los controladores se sintetizan en línea y en tiempo real después de la ocurrencia de fallos [30].

2.6 Descripción de las Petri Nets

Las PN son una herramienta gráfica que se utiliza para representar anomalías

como la dinámica de eventos para sistemas conocidos en la actualidad como eventos discretos [31]-[32]-[33]-[34]. Al observar un modelo basado en una PN en forma gráfica e interpretar sus cambios de un estado se puede tener una perspectiva más precisa de donde radica un cierto problema y representarlo de manera sencilla [35]. PN posee definiciones matemáticas muy eficientes, razonamiento de procesos intuitivos consistentes con la ocurrencia de fallas además de poseer un rango de tolerancia frente a incertidumbres de información [36]-[37].

2.6.1 Matriz de representación PN

La estructura topológica de una PN puede ser representada por una matriz C la cual posee el número de filas igual al número de plazas (P) y el número de columnas igual al número de transiciones (T); Por lo tanto, matriz de incidencia C es una matriz $P \times T$.

$$C(P,T) = \begin{cases} -W(P,T) & \text{iff } (P,T) \in F \\ W(P,T) & \text{iff } (T,P) \in F \\ 0 & \text{Caso contrario} \end{cases}$$

Donde F es la relación de flujo entre P y T y W es el peso del arco entre el lugar y la transición, y los signos positivos y negativos se determinan en base de la dirección del arco.

Ahora los dos vectores, M_0 y M se utilizan para describir la marcación de estados inicial y la final respectivamente, corresponden al lugar conjunto P, el vector U corresponde a T. El proceso de la dinámica de un sistema se puede representar por (31):

$$M = M_0 + C \times U \quad (31)$$

Se puede utilizar M_0 para deducir M a través de operaciones de disparo de acuerdo con la relación lógica de C [38].

2.6.2 Matriz de incidencia y ecuación de estado

La matriz de incidencia de una PN con m lugares y transiciones n es $A = [a_{ij}]_{n \times m}$ con entrada típica $a_{ij} = a_{ij}^+ - a_{ij}^- = A^T$ donde $a_{ij}^+ = w(i, j)$ es el peso de arco de la transición i hacia la plaza j y $a_{ij}^- = w(j, i)$ es el peso de arco que sale desde plaza j hacia la transición i , el resultado de esta operación da como resultado a A^T que es la matriz de incidencia.

Al escribir ecuaciones matriciales, se denota a M_k como un vector columna de $m \times 1$. La entrada j th de M_k denota el número de tokens en la plaza j inmediatamente después k th se dispara en alguna secuencia de disparo. El disparo de k th o el vector de control u_k es un vector columna de $n \times 1$, un 1 en la posición i th indica que la transición i disparó hacia k th. Dado que la fila i th de la matriz de incidencia denota el cambio de la marca como el resultado del disparo de la transición i , entonces la ecuación de estado de una PN está dada por (32).

$$M_k = M_{k-1} + A^T \cdot u_k; k = 1, 2, \dots \quad (32)$$

2.6.3 Propiedad Accesibilidad

Esta es la base fundamental para el estudio de cualquier sistema PN, si el disparo de una transacción cambiara el estado de los eventos de acuerdo con la regla de transición, convirtiendo una secuencia de disparos en una secuencia de marcas; donde una marca M_n se expone es accesible desde una marca M_0 si existe una secuencia de disparos que transforma M_0 a M_n , una secuencia de disparo o suceso se denota por (33):

$$\sigma = M_0 t_1 M_1 t_2 M_2 \dots t_n M_n = t_1 t_2 \dots t_n \quad (33)$$

En este caso, M_n es alcanzable desde M_0 y se puede denotar $M_0 [\sigma > M_n$. El conjunto de todas las marcas posibles accesible desde M_0 en una red (N, M_0)

que se denota por $R(N, M_0)$ o simplemente $R(M_0)$.

2.6.4 Propiedad Acotación

Una PN (N, M_0) se dice que es k -delimitada o simplemente limitada si el número de tokens en cada lugar no excede de un número k finito para cualquier marca alcanzable desde M_0 . Es decir $M_p \leq k$ para cada lugar p y cada marca $M \in R(M_0)$. Una PN (N, M_0) se dice que es segura si inicia en 1. Los lugares en una PN se utilizan a menudo para representar buffers y registros con el fin de almacenar datos intermedios. Al verificar que la red está limitada o segura, se garantiza que no habrá desbordamientos en los buffers o registros, no importa qué secuencia de disparo se tome.

2.6.5 Propiedad Vida de la conexión

Esta propiedad está estrechamente relacionada con la ausencia total de bloqueos en los sistemas operativos. Una PN (N, M_0) se dice esta activa sí, no importa qué marca se ha alcanzado de M_0 , es posible disparar en última instancia, cualquier transición de la red al progresar a través alguna cierta secuencia de disparo. Esto significa que la conexión de una PN garantiza un funcionamiento sin punto muerto, sin importar qué secuencia de disparo se elige.

2.6.6 Propiedad Reversibilidad y el inicio de estado

Una PN (N, M_0) presenta dicha propiedad si, para cada marca M dentro de $R(M_0)$, M_0 es alcanzable desde M . De esta manera en una red reversible siempre se puede volver a la marca inicial o estado de inicio. En muchas aplicaciones, no es necesario volver al estado inicial, siempre y cuando uno puede volver a algunos casos base de estado, por lo cual por medio de esta propiedad nos definimos un estado de

origen, una marca M' se define como un estado base si para cada marca M en $R(M_0)$, M' es accesible desde M . Tanto esta propiedad como la de vida de conexión y la de acotación son propiedades independientes entre ellas es decir que se las puede combinar. Estas combinaciones y las propiedades anteriores se las puede apreciar en [2].

2.6.7 Propiedad Persistencia

Una PN (N, M_0) se dice que es persistente si, por cualquiera de las dos transiciones habilitadas, el disparo de una sola transición no desactivará la otra. Una transición en una red persistente, una vez que está activada, permanecerá activada hasta que se dispare.

2.6.8 Propiedad Rectitud

Dentro de esta propiedad de las PN existen dos conceptos básicos que son la rectitud acotada y la rectitud incondicional. Dos transiciones t_1 y t_2 se dice que están dentro de una rectitud acotada si el número máximo de veces que cualquiera de ellas puede disparar mientras que el otro no está disparando. Una secuencia de disparo σ se dice que es incondicional si es finita o si cada transición en la red aparece infinitamente a menudo en σ , además es incondicional si cada secuencia de disparo de un Min $R(M_0)$ es incondicionalmente justo [2].

3. Estrategia de reinicialización

Al presentarse la ocurrencia de una falla en un EDS todas las distintas variables eléctricas del sistema se ven alteradas principalmente el voltaje y la frecuencia lo cual está relacionado directamente con la calidad de suministro, en el caso de la tensión, cuando la caída de tensión

es del -5% del voltaje nominal urgentemente se debe adoptar algún tipo de acción para solventar aquella deficiencia técnica-eléctrica. Es aquí donde surge la problemática, razón de ser de este artículo donde se desarrolló una estrategia de reinicialización, la cual compensa el sistema para llevar al EDS dentro de los niveles adecuados de tensión.

Esto es posible gracias a los elementos activos que estén presentes en la red eléctrica, lo que conlleva a realizar varios cambios de estado en los mismos, muchas de las veces estos cambios son realizados por operadores del EDS, lo que sin duda alguna resulta ineficiente sea técnicamente o en tiempo de respuesta ya que los factores humanos hacen del sistema más inseguro que fructuoso; entonces es indiscutible que existe la necesidad de tener un control automatizado quien solvente esta necesidad con resultados eficientes y en el menor tiempo posible. La estrategia presentada y detallada en esta sección fue desarrollada bajo la herramienta PN, simulada bajo una falla monofásica a tierra y aplicada a un EDS dotado de una Smart Substation, la cual será el núcleo principal de recepción de datos y administración de las acciones de control, todo esto con la ayuda de IEDs como parte principal del equipamiento secundario de la subestación.

3.1 Programa principal

En las siguientes estructuras PN, para tener una total claridad del modelo se exhibe a los siguientes dos datos complementarios; primero: M_K (34) como el estado siguiente del sistema, segundo: tabla de estados y transiciones.

$$M_K = M_{K-1} + A^T * U_K \quad (34)$$

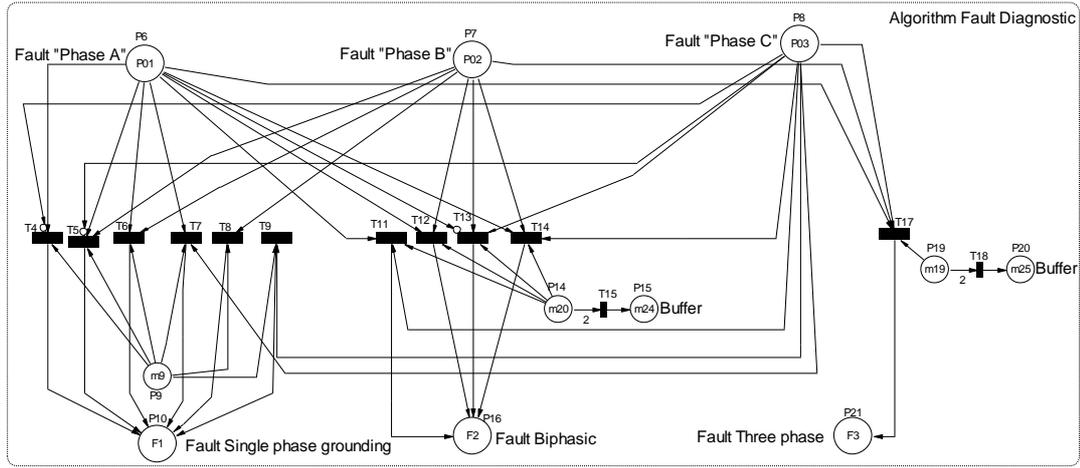


Figura 4. Algoritmo de diagnóstico de fallas.

Dónde:

M_{K-1} Que representa la cantidad de tokens que tiene cada plaza en el estado inicial del sistema.

A^T Que representa la matriz de incidencia de $n \times m$ donde n es el número de plazas y m es el número de transiciones.

U_K Que representa al vector indicador de las transiciones que permiten los desplazamientos de los tokens del estado que se desea conocer.

Al tener los datos mencionados más la explicación adjunta en cada una de las estructuras presentadas a continuación, fácilmente el lector puede comprender como funciona cada parte de la estrategia presentada a continuación.

3.1.1 Selección manual o automática

Es el primer subsistema sencillo el cual se aprecia en la Figura 5. Indica el estado inicial del sistema y la opción de accionar por medio de "Start" el estado automático, que no es más que llevar hacia un estado activo a la estrategia de tolerancia a fallas que tendrá el EDS.

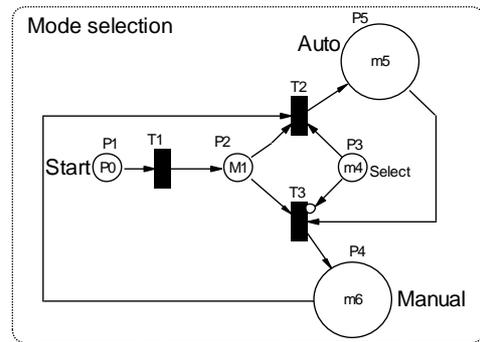


Figura 5. Selección del modo.

M_K De la Figura 5. Esta expresado por (35).

$$M_K = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 1 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & -1 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (35)$$

3.1.2 Algoritmo de diagnóstico de fallas

En la Figura 4. Se aprecia un primordial algoritmo de detección de fallas, el cual dependiendo la fase que se encuentre en falla clasifica a las fallas, en falla monofásica a tierra, falla bifásica y falla trifásica.

Las referencias [10]-[11]-[39] proponen sistemas de diagnóstico completos de detección del tipo de falla de manera muy precisa, correcta y adecuada.

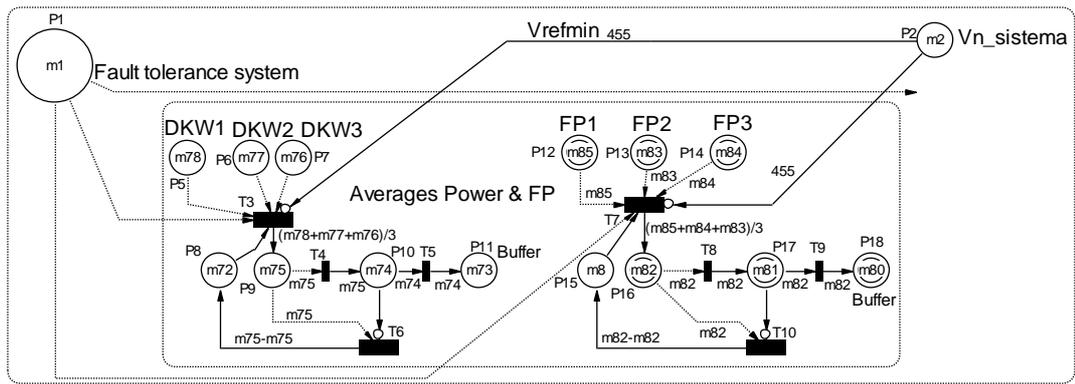


Figura 8. Promedio del FP y promedio de la potencia activa del EDS.

Tabla 3. Estado entrante para el esquema de ingreso a estrategia de reinicialización.

Estado/Lugares	Evento/Transición	Tipo de arco – Peso de arco
P23-Recepción de estado	T20	Normal-1

La Tabla 4. Enuncia las ecuaciones de peso de arco y el "Valor a setear" el cual indica el modulo numérico que se asigna a los elementos activos del AFTC.

Tabla 4. Transiciones y peso de arco trascendentales de la estrategia de reinicialización de baja tensión.

Elemento	Lugar	Transición	Peso de arco
XC_Loja_C1	P36	T26-Valor a setear	$m23 * m75$
Villonaco	P50	T39-Valor a setear	$\frac{m36 * m16}{m44} * m22 - \frac{m36^2}{m44}$
Villonaco	P54	T42-Valor a setear	$\frac{m36 * m17}{m44} * m22 - \frac{m36^2}{m44}$
Aumento de Tap	P60	T48	$Postap_{act} + 1$
Decremento de Tap	P26	T18	$Postap_{act} - 1$

3.2 Estrategia de reinicialización de baja tensión

Cuando el voltaje está por debajo de los límites establecidos de tensión, esta estrategia es activada. Como muestra la Figura 8. Dónde: Fpd es el factor de potencia deseado y PromFP es el promedio factor de potencia; se realizan dos promedios, un promedio de los tres

últimos valores de la demanda del EDS (39), y otro de los tres últimos valores medidos del FP (40), con el fin de tener estos datos para la corrección de FP.

$$M_k = \begin{bmatrix} m78 \\ m77 \\ m76 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ (m78 + m77 + m76) & -m75 & 0 & 0 & 0 \\ 3 & m75 & -m74 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & m74 & 0 & 0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (39)$$

$$M_k = \begin{bmatrix} m85 \\ m83 \\ m84 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ (m85 + m84 + m83) & -m82 & 0 & 0 & 0 \\ 3 & m82 & -m81 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & m81 & 0 & 0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (40)$$

3.2.1 Corrección del factor de potencia

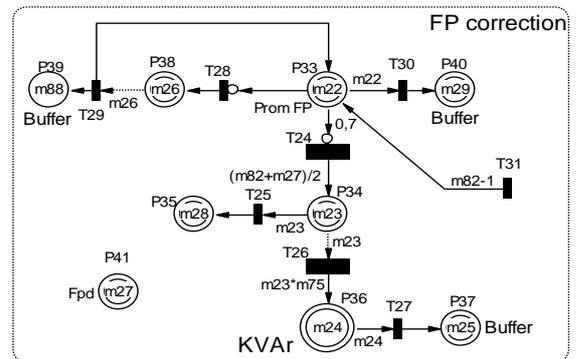


Figura 9. Estructura PN para corrección del FP.

La estructura presentada en la Figura 9. Permite calcular el FP medio en "m23", que al ser multiplicado con el promedio calculado de la demanda del EDS

responsable de la salida de potencia reactiva del generador la cual incrementa el nivel de tensión del EDS [40].

Existen dos derivaciones como se aprecia en la Figura 10. La derivación izquierda es activada si la potencia reactiva del sistema requerida es menor a la potencia reactiva máxima del generador sincrónico.

La derivación derecha en cambio fue estructurada para que si los límites de potencia reactiva requerida por el EDS son mayores a lo que puede dar el generador sincrónico, entonces la red PN activa este ramal. La diferencia matemática entre ramales radica en la ecuación (43) la variable Q_{g_sis} es remplazada por Q_{g_max} , entonces la estrategia ocupa todo el potencial del generador para seguir con el siguiente control.

$$E_f = \frac{X_d^2 Q_{g_sis} + X_d V_t^2}{V_t X_d \cos \delta} \quad (43)$$

$$Qg = \frac{V_t * E_f}{X_d} * \cos \delta - \frac{V_t^2}{X_d} \quad (44)$$

Dónde:

E_f (43): Tensión de la fuente de corriente continua.

X_d : Reactancia Inductiva del generador sincrónico.

Q_{g_sis} : Potencia reactiva requerida por el sistema.

Q_{g_max} : Potencia reactiva máxima que puede entregar el generador sincrónico.

V_t : Voltaje terminal del generador sincrónico.

$\cos \delta$: Factor de potencia.

Qg (44): Potencia reactiva que entrega el generador sincrónico.

3.2.3 Control del incremento de taps del transformador de la subestación

Finalmente con el objetivo de tener una regulación más fina de tensión se optó por un control de taps, cambiando la relación de transformación en el transformador de la Smart Substation que está equipado con cambiadores de derivación con carga, los cuales permiten realizar el control de taps a plena carga.

En la Figura 11. Se muestra el control en PN, el cual permite aumentar uno a uno los taps del transformador desde cualquier posición inicial en la que se encuentre hasta la última posición superior de ser necesario. En el caso de estudio el transformador posee +- 8 posiciones (16 taps en total), con un voltaje adicional del 0.25% por cada adición de tap.

La estructura PN consta de dos lazos "For" que trabajan bajo la condición de una ecuación por cada uno. Si el tap del transformador se encuentra en cualquier posición de -8 a 0 entonces actuara el lazo "For" comandado por la ecuación (45). Caso contrario en cualquier posición de 1 a 8 entonces actuara el lazo "For" comandado por la ecuación (46).

La estructura PN presentada ha logrado el acometido para lograr el control mencionado con el cual finaliza la estrategia de ajuste de baja tensión.

$$TpsN = |Postap_act| + \frac{Maxpos_tap}{2} \quad (45)$$

$$TpsP = \frac{Maxpos_tap}{2} - Postap_act \quad (46)$$

Los datos complementarios de la Figura 11. Son: (47) y Tabla 7.

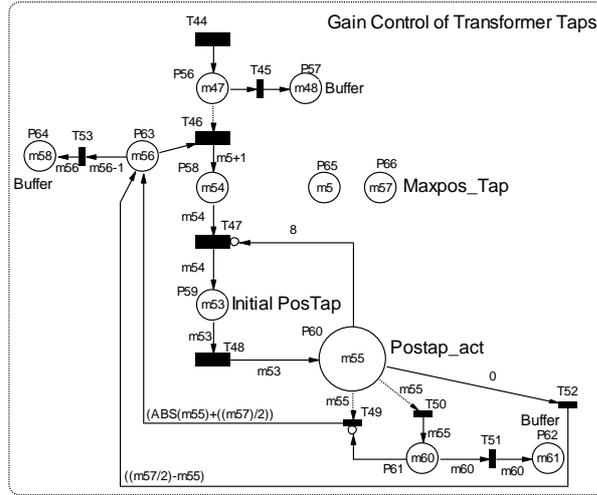


Figura 11. Estructura PN de incremento de los taps del transformador.

$$M_K = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -m54 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & m54 & -m53 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & m53 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & |Postap_act| + 8 & 0 & 0 & 8 - PosTap & -m56 + 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & m56 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (47)$$

Tabla 7. Transición entrante a la estructura PN de incremento de los taps del transformador.

Estado/Lugares	Evento/Transición	Tipo de arco - Peso de arco
P42	T44 -Recepción de estado	Normal-1

3.3 Sistema en operación automática

El sistema de la Figura 12 con sus datos complementarios expresados por (48) y tabla 8, estará activo en la ausencia de falla o mientras el sistema se encuentre dentro de los límites de tensión admisibles del EDS. Al solventar toda la caída de tensión el sistema entrara en el estado “Automatic operation system”, en el cual el suministro se hallara dentro de los límites de tensión adecuados.

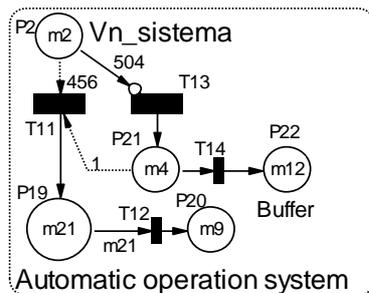


Figura 12. Estructura PN del modo automático.

$$M_K = \begin{bmatrix} Vn_sistema \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & -m21 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (48)$$

Tabla 8. Transición entrante a la estructura PN del modo automático.

Estado/Lugares	Evento/Transición	Tipo de arco - Peso de arco
P1	T11-Recepción de estado	Test-1

3.4 Estrategia de sobre tensión

Puede que al momento de estar actuando la estrategia de ajuste de baja tensión sea por factores externos o por los mismos controles, se eleve el voltaje del EDS sobre el límite de tensión admitido, dado aquello el sistema consta con una estrategia de sobre tensión. Ya que se espera el rango de sobre tensión, si existiese no sea excesivo, se ha optado controlar el sobre voltaje mediante el transformador de la Smart Substation, haciendo que los

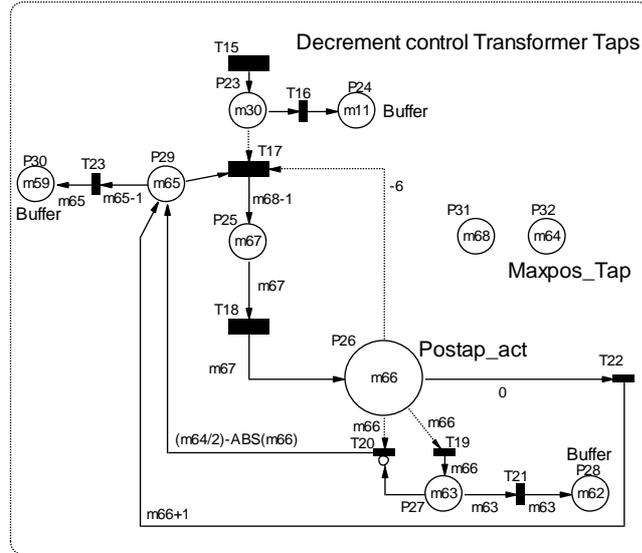


Figura 13. Estructura PN de decremento de los taps del transformador.

$$M_k = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & -m67 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 6 & m67 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Postap_act & 0 & -m63 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & m63 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & \frac{m64}{2} - |Postap_act| & 0 & Postap_act + 1 & -m65 + 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & m65 & 0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (49)$$

Tabla 9. Transiciones entrantes a la estructura PN de incremento de los taps del transformador.

Estado/Lugares	Evento/Transición	Tipo de arco - Peso de arco
P1	T15 -Recepción de estado	Test-1
P2	T15 -Recepción de estado	Test-505

taps del transformador cambien reduciendo su voltaje en un 0.25% por cada tap, hasta llegar al último tap si fuese necesario.

Detallando el funcionamiento del sistema de la Figura 13 con sus datos complementarios expresados por (49) y tabla 9. Cuando el token llega hacia P23 comienza el control el cual consta de dos lazos “For” que trabajan bajo una ecuación. Si el tap del transformador se encuentra en cualquier posición de -8 a 0 entonces actuara el lazo “For” comandado por la ecuación (50), en el caso de que el tap se encuentre en cualquier posición de 1 a 8 entonces actuara el lazo “For” dirigido por la ecuación (51). Con esta estructura finaliza la estrategia de ajuste de sobre tensión.

$$TpsN = \frac{Maxpostap}{2} - |Postap_{act}| \quad (50)$$

$$TpsP = Postap_{act} + 1 \quad (51)$$

3.5 Caso de estudio

El caso de estudio como muestra la Figura 14. Consta de 11 cargas conectadas, desbalanceadas y balanceadas con sus alimentadores de 4.16KV/480V, una Smart Substation equipada con cambiadores de derivación con carga, líneas aéreas y subterráneas con una variedad de fases, 3 condensadores Shunt, 1 motor sincrónico, 1 generador hidroeléctrico conectado a una subestación ordinaria y finalmente 1 generador sincrónico. Para el AFTC este proporcione una base adecuada para el control, con todas las características de un EDS.

3.6 Validación del caso de estudio

Con el objetivo de validar el caso de estudio, se ha comparado los flujos de potencia del sistema avaluado de la IEEE 13 barras con el caso de estudio presentado, con el fin de mostrar la efectividad de la simulación. Para comprobar lo anterior, se presenta el error de simulación mención tensión de

cada una de las fases “A”, “B”, “C” de ambos sistemas, como se aprecia en la Tabla 10.

El nivel de voltaje en por unidad (pu), de las principales barras en común de ambos sistemas, muestra que el error de simulación en todos los casos, es menor al 0.9%, lo cual valida al caso de estudio de la estrategia, ya que posee las características de un EDS real.

Tabla 10. Error de simulación del flujo de potencia mención voltaje.

Barra	Sistema IEEE 13 Barras			Caso de Estudio			Error de simulación		
	--A--	--B--	--C--	--A--	--B--	--C--	--A--	--B--	--C--
632	1.0210	1.0420	1.0174	1.0210	1.0420	1.017	0%	0%	0.039%
633	1.018	1.04	1.015	1.021	1.042	1.017	0.295%	0.192%	0.197%
645	0	1.033	1.015	0	1.042	1.017	0%	0.871%	0.197%
692	0.9871	1.052	0.978	0.9915	1.051	0.9808	0.446%	0.09%	0.286%
680	0.9871	1.052	0.978	0.9915	1.051	0.9808	0.446%	0.09%	0.286%
684	0.9904	0	0.9769	0.9948	0	0.9753	0.444%	0%	0.164%
611	0	0	0.9837	0	0	0.9753	0%	0%	0.854%

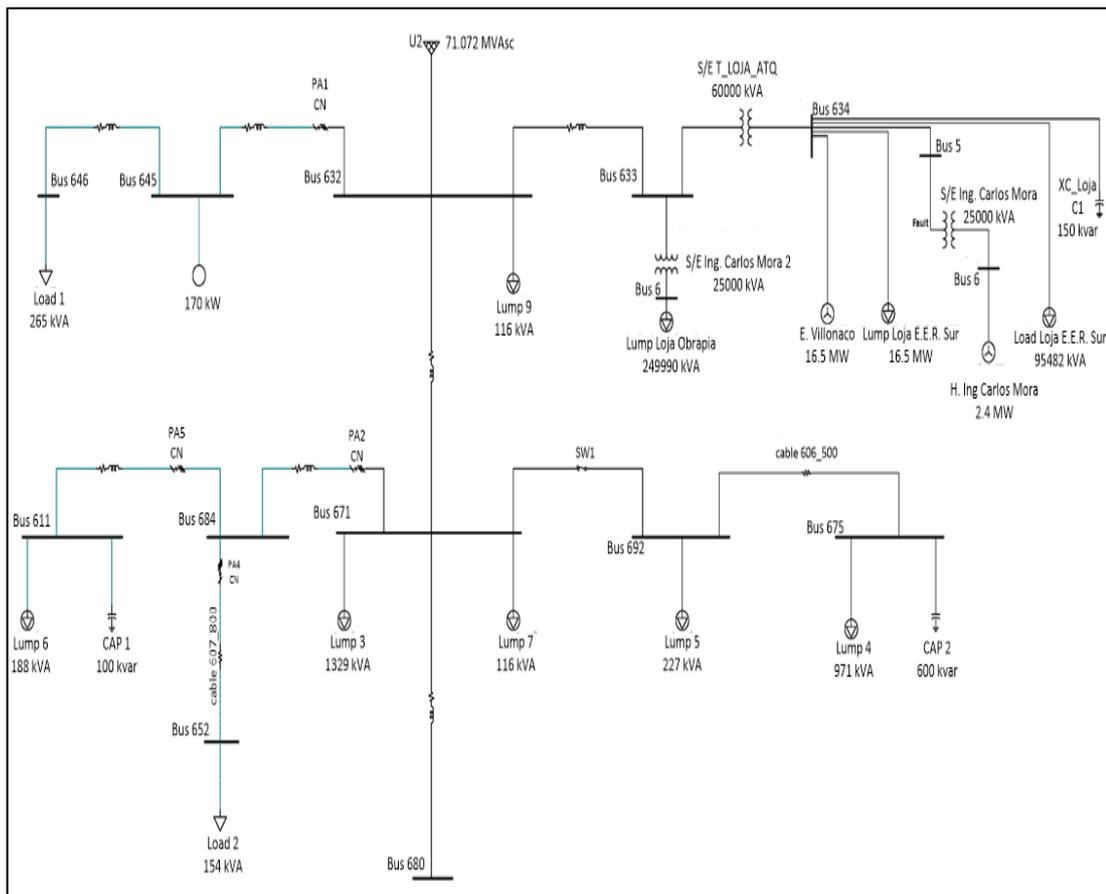


Figura 14. Caso de estudio.

4. Análisis de resultados

En esta sección se presenta a las Figuras 15, 16, 17, 18. Además a la Tabla 11; con el fin de mostrar los resultados y el

análisis, de las distintas variables producidas en el caso de estudio por la estrategia de tolerancia a fallas.

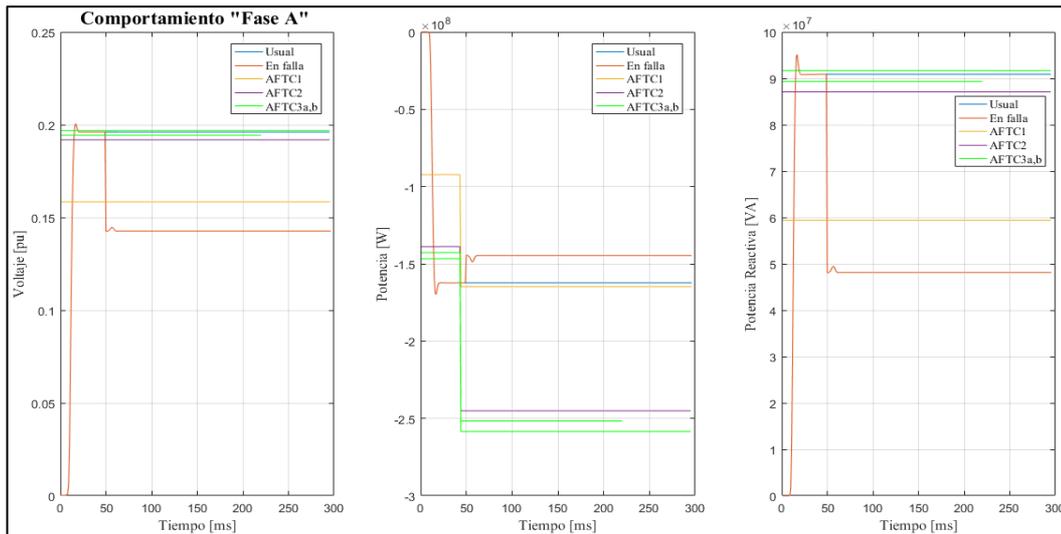


Figura 15. Respuesta de la AFTC sobre la fase "A".

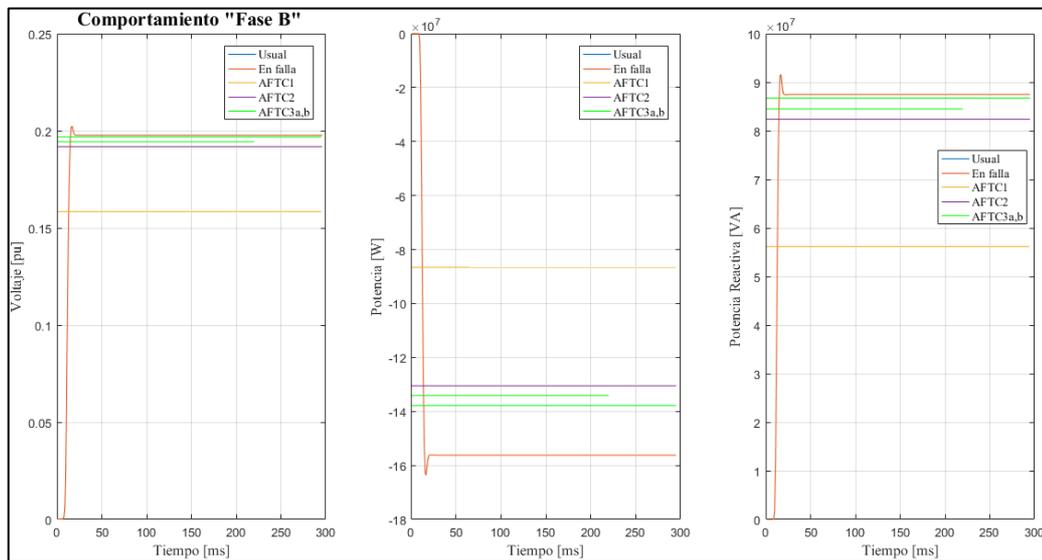


Figura 16. Respuesta de la AFTC sobre la fase "B".

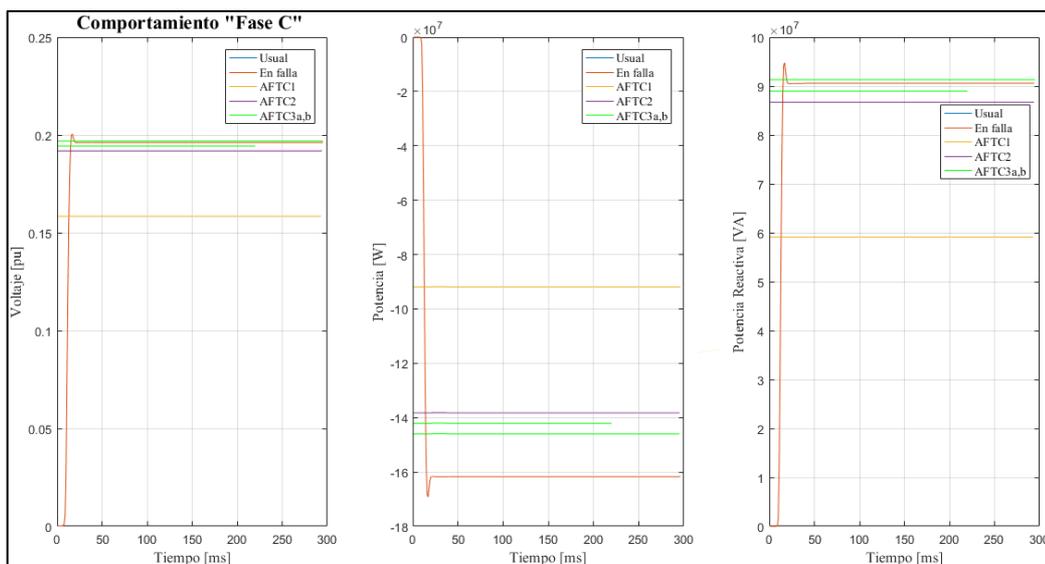


Figura 17. Respuesta de la AFTC sobre la fase "C".

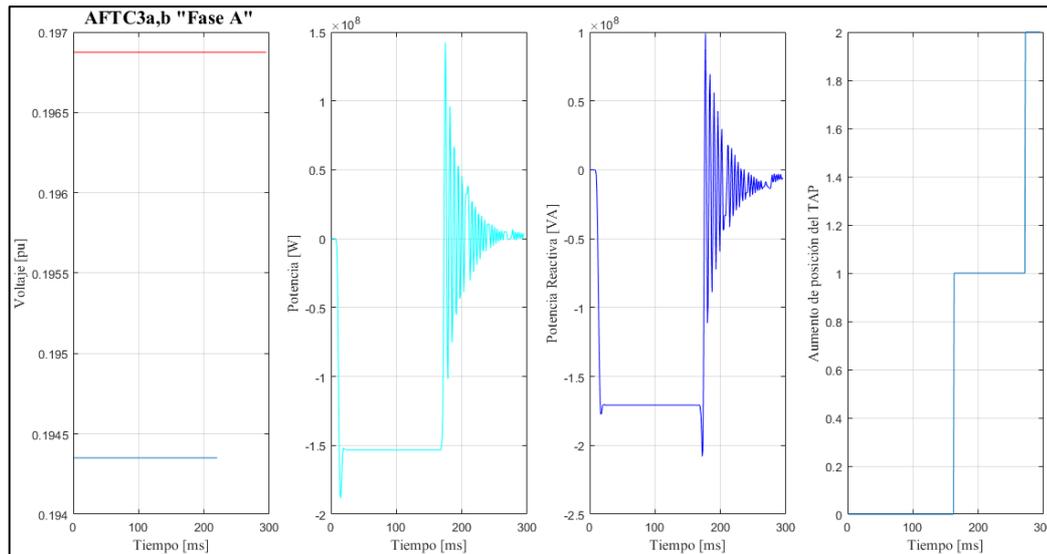


Figura 18. Respuesta de la AFTC3 sobre el transformador.

Tabla 11. Respuesta de la AFTC sobre las fases del EDS.

Sistema	V(pu)	V(V)	Vbase (V)	% Vn_sistema:F(Vn)	P(W)	Q(VA)
Usual	Fase "A"	0.196	480.634	+0.13%	-1.623e+08	9.089e+07
	Fase "B"	0.1977	484.803	+1%	-1.562e+08	8.747e+07
	Fase "C"	0.1961	480.879	+0.18%	-1.617e+08	9.056e+07
En falla	Fase "A"	0.1427	349.931	-27.1%	-1.447e+08	4.814e+07
	Fase "B"	0.1977	484.803	+1%	-1.562e+08	8.747e+07
	Fase "C"	0.1961	480.879	+0.18%	-1.617e+08	9.056e+07
AFTC1	Fase "A"	0.1585	388.676	-19.03%	-1.648e+08	5.938e+07
	Fase "B"	0.1585	388.676	-19.03%	-8.66e+07	5.617e+07
	Fase "C"	0.1585	388.676	-19.03%	-9.18e+07	5.914e+07
AFTC2	Fase "A"	0.1919	470.58	-1.96%	-2.451e+08	8.707e+07
	Fase "B"	0.1919	470.58	-1.96%	-1.305e+08	8.236e+07
	Fase "C"	0.1919	470.58	-1.96%	-1.382e+08	8.671e+07
AFTC3a	Fase "A"	0.1944	476.711	-0.69%	-2.517e+08	8.934e+07
	Fase "B"	0.1944	476.711	-0.69%	-1.341e+08	8.451e+07
	Fase "C"	0.1944	476.711	-0.69%	-1.421e+08	8.897e+07
AFTC3b	Fase "A"	0.1969	482.842	+0.59%	-2.585e+08	9.167e+07
	Fase "B"	0.1969	482.842	+0.59%	-1.378e+08	8.672e+07
	Fase "C"	0.1969	482.842	+0.59%	-1.46e+08	9.13e+07

Al caso de estudio se le indujo una falla monofásica a tierra en la fase "A", en la barra "Bus 5" con resistencia de falla de 0.001 Ohm, simulada a los 10 mili segundos (ms), la cual provocó una caída de tensión en el sistema fuera de los rangos admisibles como muestra la Figura 15, y de manera numérica en la Tabla 11. Además se puede observar que la falla monofásica a tierra inducida absorbió casi la mitad de toda la potencia reactiva del EDS.

Es aquí donde reacciona la estrategia tolerante a fallas ingresando a la estrategia de reinicialización de baja tensión detallada en la sección 3.2, la

cual actúa de manera trifásica como se aprecia en las Figuras 15-16-17.

El primer sistema de control AFCT1 realiza la corrección del FP el cual se vio incrementado a un valor de FP > 0.76.

Como se aprecia en las Figuras 15-16-17, el voltaje se ve mejorado, sin embargo aún está fuera de los límites admisibles de tensión, por ende la estrategia continua habilitando a AFTC2, el cual radica en sobre excitar el generador sincrónico "Villonaco" lo que provoca un aumento considerable de 17.07% en el nivel de tensión, finalmente la estrategia de baja tensión

activó a la subestación de distribución, permitiendo que actúe la estructura PN de incremento de los taps del transformador. En este control, el ingreso de potencia reactiva aumentó levemente por cada uno de los dos taps incrementados (AFTC3a y AFTC3b).

Finiquitando el sistema con condiciones óptimas de tensión del +0.59% con respecto al voltaje nominal de 480 V.

En las Figuras 15-16-17, se aprecia el cambio de la potencia activa en las distintas fases que produce la falla monofásica a tierra y además como varía la potencia activa y reactiva mientras se va cumpliendo las etapas de la estrategia.

En la Figura 18. Se aprecia cómo fue la respuesta del transformador hacia el control de taps, en los bornes del secundario. La potencia activa como la potencia reactiva, presentan una alta variación oscilante que se va estabilizando en el tiempo, la cual es originada a razón de que el simulador careció de la opción de equipar al transformador con los cambiadores de derivación con carga y el comportamiento es por la razón del cambio a plena carga.

Cabe recalcar que el algoritmo retorna hacia “sistema en operación automática” en la espera de una nueva acción de la estrategia.

5. Conclusiones

En este trabajo se propuso un algoritmo de reinicialización implementado sobre IEDs sofisticados que nos permiten dotar al sistema de técnicas AFTC, para restaurar el suministro eléctrico. Logrando una reinicialización instantánea del sistema en tiempo real en mención tensión, que bajo el caso de estudio actuó en un tiempo menor a 300 ms, recuperando el suministro óptimo del sistema, asegurando mejores posibilidades en la restauración del servicio para la demanda y evitando el colapso del EDS.

Para la implementación real de esta estrategia AFTC de reinicialización se debe implementar un sistema robusto que posea una Smart Substation dotada de características inteligentes; con IEDs en el equipamiento secundario, sistemas de protecciones inteligentes y toda la redundancia necesaria de hardware conectada por medio de un canal de comunicación apropiado. Lo que conlleva a realizar un análisis técnico económico con relación a un análisis de costo beneficio.

En un futuro trabajo el propósito sería el de perfeccionar el AFTC presentado, haciendo que el algoritmo en tiempo real se reconfigure es decir sea autónomo; de manera que al momento en el que el EDS este en fallo el AFTC retome el sistema reconociendo las condiciones actuales para el nuevo control, entre ellas la variación de carga, todo esto con el objetivo de restaurar el suministro eléctrico desde una Smart Substation.

6. Referencias

- [1] C. S. Chen, C. H. Lin, and H. Y. Tsai, “A Rule-Based Expert System with Colored Petri Net Models for Distribution System Service Restoration,” *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 17, no. 4, pp. 1073–1080, 2002.
- [2] T. Murata, “Petri Nets : Properties , Analysis and Applications,” vol. 77, no. 4, pp. 541–580, 1989.
- [3] A. B. Mboup, F. Guerin, P. A. Ndiaye, and D. Lefebvre, “Petri nets control design for hybrid electrical energy systems,” *2009 Am. Control Conf.*, pp. 5012–5017, 2009.
- [4] A. Chen, H. Zhang, Q. Yang, H. Ren, M. Geng, and Y. Jiang, “Dynamic reconfiguration of intelligent electronic devices for substation automation system,”

- POWERCON 2014 - 2014 Int. Conf. Power Syst. Technol. Towar. Green, Effic. Smart Power Syst. Proc.*, no. Powercon, pp. 1696–1700, 2014.
- [5] Y. Yang, H. T. Jiang, K. McLaughlin, L. Gao, Y. B. Yuan, W. Huang, and S. Sezer, “Cybersecurity test-bed for IEC 61850 based smart substations,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2015–Septe, pp. 1–5, 2015.
- [6] M. Mahony, “Fault Location , Isolation , and Service Restoration (FLISR) Technique using IEC 61850 GOOSE,” 2013.
- [7] M. H. Cintuglu, S. Member, R. De Azevedo, S. Member, T. Ma, S. Member, and O. A. Mohammed, “Real-Time Experimental Analysis for Protection and Control of Smart Substations,” pp. 485–490, 2015.
- [8] M. Majidi, A. Arabali, and L. S. Member, “Fault Location in Distribution Networks by Compressive Sensing,” vol. 8977, no. c, pp. 1–8, 2014.
- [9] M. S. Ali, A. Halim, A. Bakar, M. Ieee, H. Mokhlis, H. Aroff, H. A. Illias, M. M. Aman, and M. Ieee, “High Impedance Fault Localization in a Distribution Network using the Discrete Wavelet Transform,” no. June, pp. 6–7, 2012.
- [10] H. Chin and C. Lin, “On-Line Fault Diagnosis of Distribution Substation Using Fuzzy Reasoning,” pp. 2086–2090, 2002.
- [11] D. Laird, “Rule Based Decision Support System for Single-Line Fault Detection in a Delta-Delta Connected Distribution System,” pp. 782–788, 1994.
- [12] R. S. Kumar, M. Manimozhi, and M. T. Enosh, “A survey of fault detection and isolation in wind turbine drives,” *Proc. 2013 Int. Conf. Power, Energy Control. ICPEC 2013*, pp. 648–652, 2013.
- [13] J. J. R. Topón; and W. A. M. Yaguachi, “Estudio y diseño de los medios de comunicación industrial sobre sistemas de protección con IEDs en subestaciones de distribución,” Universidad Politécnica Salesiana, 2013.
- [14] E. DUFOUR, “Experiencia Piloto IEC 61850 con IEDs Multimarca 1º Etapa,” 2009.
- [15] R. Vignoni, R. Pellizzoni, and L. Funes, “Sistemas de automatizacion con IEC 61850 comunicaciones, topologicas,” 2009.
- [16] E. W. G. C. D. Reynders, *Practical Modern SCADA Protocols: DNP3, 60870.5 and Related Systems*. 2004.
- [17] A. R. Penin, *Sistemas SCADA*, 2nd ed. 2007.
- [18] J. C. P. Aguilar, “Automatizacion de subestaciones e integración al sistema SCADA,” 2007.
- [19] R. Kuffel, D. Ouellette, and P. Forsyth, “Real Time Simulation and Testing Using IEC 61850,” *Proc. Mod. Electr. Power Syst. conf.*, pp. 1–8, 2010.
- [20] P. A. Laplante, *Comprehensive Dictionary of Electrical Engineering*. 2005.
- [21] P. Gill, *Electrical Power Equipment Maintenance and Testing*. 2008.
- [22] J. J. Grainger and W. D. S. Jr, *Análisis de Sistemas de Potencia*. 2002.
- [23] A. M. Umaña, “Características de las descargas atmosféricas y su efecto sobre las líneas de

- transmisión,” no. 67, 2005.
- [24] J. C. Das, *Power System Analysis Short-Circuit Load Flow and Harmonics*. New York, 2001.
- [25] Ademaro Cotrim, *Instalaciones Eléctricas*, 4th ed. 2009.
- [26] A. F. P. Hernández and J. J. M. Flórez, “Errores Comunes en el uso de las Componentes Simétricas para la Localización de Fallas en Sistemas de Distribución de Energía,” no. 51, pp. 15–21, 2012.
- [27] D. G. Marcial, *Análisis de contingencias eléctricas en centros comerciales-UNAM*. 2012, pp. 123–147.
- [28] I. C. Electrotechnical, *IEC CEI 60664-1. INTERNATIONAL STANDARD NORME INTERNATIONALE*. 2007.
- [29] W. Gabsi, “Fault Tolerance for Distributed Real Time Dynamically Reconfigurable Systems from Modeling to Implementation,” 2013.
- [30] M. Mahmoud, J. Jiang, and Y. Zhang, *Active Fault Tolerant Control Systems*. 2003.
- [31] R. Jones and G. Ciardo, “On phased delay stochastic Petri nets: definition and an application,” *Proc. 9th Int. Work. Petri Nets Perform. Model.*, pp. 165–174, 2001.
- [32] G. COHEN, *Análisis y control de sistemas de eventos discretos de redes de Petri temporizadas al algebra*. 2001.
- [33] R. Han, “A Petri Net Theory-Based Method for Modeling Web Service-Based Systems,” no. 60672180, pp. 1–7, 2008.
- [34] L. Ortiz and A. Aguila, “Modeling and Control of an Automated System in Surgical Microscopy Based on Petri Nets,” vol. 14, no. 1, pp. 96–101, 2016.
- [35] J.-F. Tu, “Exploiting Petri Net Graph to Model the FSM of Modulo-P Counter,” pp. 1–3, 2004.
- [36] a. a. El Fergany, M. T. Yousef, and a. a. El Alaily, “Fault diagnosis of power systems using binary information of breakers and relays through DPNs,” *Proceedings. Int. Conf. Power Syst. Technol.*, vol. 2, pp. 1122–1126, 2002.
- [37] S. Liu, Q. Chen, and Z. Gao, “Power system fault diagnosis based on protection coordination and Petri net theory,” *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, no. 1, pp. 5–8, 2010.
- [38] M. M. Mansour, M. a. a. Wahab, and W. M. Soliman, “Petri nets for fault diagnosis of large power generation station,” *Ain Shams Eng. J.*, vol. 4, no. 4, pp. 831–842, 2013.
- [39] X. Long, S. Member, and Y. W. Li, “A New Technique to Detect Faults in De-Energized Distribution Feeders,” vol. 5, 2012.
- [40] J. V. S. Tamayo, “Sistemas de Excitación: Modelos y Simulación,” 1978.