



POSGRADOS

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

RPC-SO-22-No.325-2018

OPCIÓN DE
TITULACIÓN:

ARTÍCULO PROFESIONAL DE ALTO NIVEL

TEMA:

ÓPTIMA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA
DESPEJAR FALLAS DE ALTA IMPEDANCIA EN
REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

AUTOR:

JONATHAN RAMIRO MONCADA LEÓN

DIRECTOR:

FERNANDO ARTURO VACA URBANO

GUAYAQUIL - ECUADOR
2021

Autor:



Jonathan Ramiro Moncada León

Ingeniero en Electricidad especialización Potencia
Candidato a Magíster en Electricidad, Mención en
Sistemas Eléctricos de Potencia-Universidad Politécnica
Salesiana Sede Guayaquil
jmoncadal@est.ups.edu.ec
jrmoncadaleon@gmail.com

Director:



Fernando Arturo Vaca Urbano

Ingeniero en Electricidad especialización Potencia
Máster Universitario en Ingeniería Eléctrica por la
Universidad Politécnica de Madrid, España, Itinerario
Investigador
fearvaca@espol.edu.ec
fvaca@ieee.org

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 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 investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2021 Universidad Politécnica Salesiana.

GUAYAQUIL – ECUADOR – SUDAMÉRICA

MONCADA LEÓN JONATHAN RAMIRO

ÓPTIMA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA DESPEJAR FALLAS DE ALTA IMPEDANCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Óptima Coordinación de Protecciones para Despejar Fallas de Alta Impedancia en Redes de Distribución Eléctrica

Jonathan Moncada-León¹ y Fernando Vaca-Urbano²

¹Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación, Universidad Politécnica Salesiana (UPS),
Guayaquil 09-01-5863, Ecuador, Email: jmoncadal@est.ups.edu.ec

²Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación, Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL),
Guayaquil 09-01-5863, Ecuador, Email: fearvaca@espol.edu.ec

Resumen—Las Fallas de Alta Impedancia (HIF) son perturbaciones graves que afectan al Sistema Eléctrico de Distribución (SED) y en algunos casos provocan daños a la integridad física de las personas. En la actualidad, existen dispositivos de protección instalados en los SED que no están configurados o no son capaces de detectar una baja magnitud de corriente cuando ocurre una HIF, la misma que es acompañada por una distorsión armónica de la onda de corriente. Este artículo presenta el modelado y análisis cuando un conductor energizado se rompe, cae al suelo y queda energizado con todo su potencial sobre un tipo de superficie, pero separado del resto del SED. Además, para el análisis de la simulación se ha considerado los datos históricos de carga del alimentador Expreso 2 de la CNEL EP UN El Oro y el uso de la infraestructura de protección existente, presentando como resultados una óptima coordinación y con ello una correcta configuración de los parámetros de corriente y tiempo en el relé de protección de cabecera con el fin de detectar y aislar totalmente el alimentador ante la ocurrencia de una HIF.

Palabras Claves—Fallas de alta impedancia, transiente electromagnético, componentes simétricas, conductor roto.

I. INTRODUCCIÓN

Los sectores industriales, comerciales y residenciales presentan una tasa de crecimiento constante. Por tanto, los Sistemas Eléctricos de Distribución (SED) deben crecer al menos en la misma proporción para poder satisfacer la demanda de potencia. Para abordar este desafío, se requiere la construcción de nuevos alimentadores y ramales en los sistemas distribución a través de comunidades urbanas y rurales. Sin embargo, la mayoría de las veces la planificación urbana no va en la misma dirección de la planificación eléctrica.

El SED comprende líneas de distribución y equipos eléctricos pertenecientes a un distribuidor en su área de concesión. Una de las principales preocupaciones de los distribuidores es mantener la continuidad del servicio eléctrico, ya que al existir constantes fallas en SED, afecta el día a día de las personas y provoca grandes perturbaciones al comprometer servicios esenciales para el consumidor. Sin embargo, los consumidores están sujetos a interrupciones en el suministro de energía, tanto por perturbaciones como por la ejecución de los servicios de mantenimiento preventivo en la red eléctrica.

Las perturbaciones más preocupantes en un SED son las fallas que provocan paradas no programadas de componentes,

provocadas por problemas de naturaleza eléctrica, mecánica o térmica, derivados de condiciones adversas a las que siempre está sujeto el SED. En la práctica, las fallas son ocasionadas por interrupciones en las líneas (cables) o por fallas en los equipos. Algunas fallas pueden evitarse mediante un mantenimiento programado del SED; sin embargo, en muchos casos son originadas por fenómenos naturales como rayos, lluvia, fuertes vientos, entre otros. En este contexto, el desarrollo de técnicas rápidas y confiables capaces de diagnosticar fallas en las redes de distribución son un tema que ha sido ampliamente estudiado en todo el mundo durante décadas [1]–[4].

En los SED, las Fallas de Alta Impedancia (HIF, por su siglas en inglés) surgen como un caso especial de fallas en las redes de distribución [5]. Por lo tanto, uno de los desafíos clave en un sistema de protección para distribución es la detección de las HIF, ya que los niveles de corriente de una HIF son normalmente similares a los observados durante el estado estacionario de la corriente de carga, lo cual es insuficiente para sensibilizar el funcionamiento de dispositivos de protección, como relés, reconectores o fusibles convencionales basados en sobrecorriente para fallas con baja impedancia [5].

Normalmente, una HIF ocurre cuando un conductor se rompe y cae al suelo permaneciendo energizado o cuando existe el contacto de un conductor energizado del circuito de la red primaria con una superficie altamente resistiva, como árboles, caminos o construcciones [6]. Como consecuencia, una HIF podría exponer a la población al riesgo de descarga eléctrica, además de provocar daños severos a las propiedades y dejar a un gran número de consumidores sin suministro de energía luego de la activación del sistema de protección. Este problema se agrava en las redes de distribución rural debido a la topología predominantemente radial, con alimentadores de gran extensión y que atraviesan largos tramos deshabitados, lo cual hace más probable el acontecimiento de una HIF y por ende difícil su detección [6].

Los inconvenientes, desafíos y beneficios, además de las metodologías para la detección y despejes de HIF en los SED se encuentran bien descritos en [3], [7].

En el contexto actual del sector eléctrico ecuatoriano, no se han desarrollado investigaciones o soluciones alternativas para

la detección y despeje de una HIF. Por lo tanto, este trabajo propone desarrollar una metodología para la coordinación de protecciones por HIF en el SED mediante la aplicación de un modelo de HIF validado y que es simulado en un software eléctrico para el área de concesión de CNEL EP UN El Oro.

En los alimentadores de distribución primaria del Ecuador, el sistema de protección tradicional está compuesto por reconectadores o interruptores instalados en la cabecera de la subestación eléctrica o la mitad de su recorrido, los mismos que son comandados para actuar por fallas francas de baja impedancia a través de sus relés de protección, también conocidos como Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs, por sus siglas en inglés). Estos IEDs comúnmente tienen funciones de sobrecorriente de fases (51P), residual (51G) o neutro (51N) de unidad temporizada e instantánea (50) [8], [9], por lo que la red primaria no tiene un sistema de protección exclusivo para detectar y despejar las HIF. Además, los ingenieros de protecciones no cuentan con una metodología para la parametrización de los ajustes de corriente y tiempo de operación, los mismos que dependerán entre otras cosas, del valor de impedancia en el punto de falla, obedeciendo la naturaleza aleatoria del área geográfica en estudio y la características del circuito de media tensión [5].

De los registros de CNEL E.P. Unidad de Negocio El Oro entre los años 2018 y 2019, se infiere por las características del tipo de perturbación eléctrica, que ocurrieron aproximadamente nueve fallas eléctricas causadas por una alta impedancia, cuyos IEDs de protección no fueron capaces de detectar y por lo tanto no actuaron para despejar las HIF, incluso una de estas provocó daños a la integridad física de una persona. Las causas más frecuentes que provocaron las HIF fueron por contacto del conductor con vegetación, conductor roto, accidentes provocados por vehículos y deterioro de equipamiento.

En este contexto, este trabajo propone el estudio de HIF para un alimentador del sistema de distribución de CNEL E.P. Unidad de Negocio El Oro. Además, se propone una metodología para la coordinación de un sistema de protección con el fin de detectar y despejar correctamente una HIF. Para validar este estudio, se modela un alimentador de 13.8 kV con datos de cargas reales del sistema de distribución y una HIF mediante la librería SimPowerSystems™ de Simulink de MATLAB®. En base a estos resultados, se introduce los criterios para la coordinación de un sistema de protección para HIF con la aplicación del software eléctrico Cymdist de CYME®.

El artículo está organizado de la siguiente manera. La Sección II, presenta el modelado y las principales características de las HIF. Los resultados de simulación aplicando una HIF al alimentador de medio voltaje (MV) denominado Expreso 2, de la red de distribución de CNEL E.P. El Oro son mostrados en la Sección III. La metodología para la coordinación óptima de protecciones para HIF se detalla en la Sección IV. La Sección V muestra los resultados para los óptimos ajustes de protecciones del IED de cabecera para el caso de HIF. Finalmente, las Secciones VI y VII presentan las conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros.

II. MODELADO DE FALLAS DE ALTA IMPEDANCIA

A. Características de las HIF

La característica física más común de una HIF es el hecho de que a menudo va acompañada de un arco eléctrico de Corriente Alterna (CA) [3]. Además del arco y la baja magnitud de corriente, la HIF da como resultado varias características físicas y eléctricas, que incluyen:

- **Arco eléctrico:** El arco no genera corriente en un patrón de estado estable, sino que genera algunos ciclos de conducción seguidos de varios ciclos de no conducción.
- **Asimetría en la forma de onda de la corriente:** Debido a la diferencia en el voltaje de ruptura contra los valores de voltaje positivo y negativo, existe una diferencia entre el valor pico y la forma de los semiciclos positivos y negativos de la corriente de HIF.
- **Corriente transitoria (buildup) y de estado estable (shoulder):** La magnitud de la corriente aumenta gradualmente (buildup) hasta que alcanza y mantiene un valor constante durante varios ciclos (shoulder).
- **Corriente no estacionaria:** El espectro de frecuencia varía con el tiempo.
- **Aleatoriedad:** Tanto la magnitud actual como sus intervalos de conducción y/o no conducción son valores aleatorios.
- **No linealidad:** La característica voltaje-corriente de la HIF es no lineal debido a la existencia del arco.
- **Componentes de baja frecuencia en formas de onda de corriente y voltaje:** Debido a la no linealidad de la HIF, las formas de onda contienen armónicos de hasta 600 Hz para la corriente y hasta 300 Hz para el voltaje.
- **Componentes de alta frecuencia en formas de onda:** el arco da como resultado componentes de alta frecuencia en la forma de onda.

La Fig. 1 muestra el ejemplo de un registro de prueba de campo de una HIF realizado en [10]. Las no linealidades y asimetrías ocurren en toda la señal de corriente, mientras tanto la corriente en régimen instantáneo (buildup) y de estado estable (shoulder) aparecen alrededor de 0.55 s y arco alrededor de 0.30 s. Las HIF también generan transitorios electromagnéticos en el orden de 2 y 10 kHz, principalmente debido al arco eléctrico del conductor energizado con el suelo.

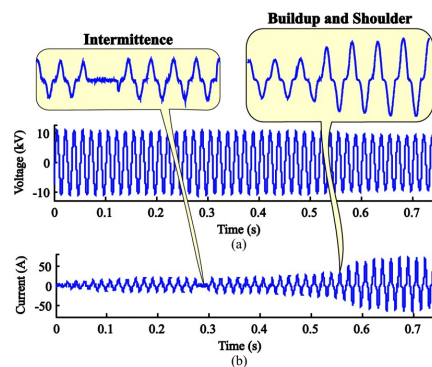


Fig. 1. Registro de una HIF real: (a) Voltaje; (b) Corriente [10]

B. Modelo adoptado para una HIF

El estudio de las HIF no es una tarea fácil debido a la dificultad de obtener datos oscilográficos reales. Por tanto, el uso de modelos constituye un paso importante en las tareas de diagnóstico de este evento. Para elegir un modelo de una HIF, las características del fenómeno deben estar adecuadamente representadas. El estado de la técnica muestra que la mayoría de las investigaciones se basan en modelos que utilizan diodos [11] o la asociación de impedancias no lineales [12]. Aunque estos métodos representan bien las características no lineales y asimetría de las HIF, no abarcan las otras características, de buildup y shoulder [10].

Este trabajo utiliza el modelo propuesto por [13], que simula las características de no linealidad, asimetría, buildup y shoulder usando dos Resistencias Variables en el Tiempo (TVRs, por sus siglas en inglés), como se muestra en la Fig. 2. En este modelo, la resistencia R_1 representa las características de no linealidad y asimetría (proporcionando las mismas características en cada ciclo de la señal), mientras que la resistencia R_2 representa las características de buildup y shoulder, la cual solo influye en el inicio de la señal.

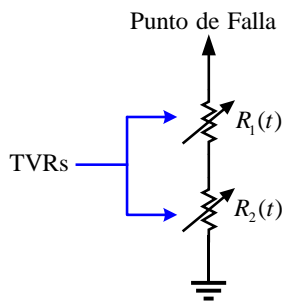


Fig. 2. Modelo adoptado para una HIF.

El valor de R_1 se calcula utilizando la curva de voltaje versus la corriente de un ciclo en el que no hay cambios significativos en la amplitud en relación con los ciclos posteriores. Por tanto, se considera que en el ciclo seleccionado no existe influencia de los fenómenos de buildup y shoulder que permiten que la división entre el voltaje en el punto de falla y la corriente correspondiente resulte en la resistencia que simula las características de asimetría y no linealidad de la corriente de una HIF.

Por otro lado, el valor de R_2 se calcula dividiendo los valores máximos absolutos de los semiciclos de los voltajes por los de las corrientes. Como el funcionamiento del sistema en estado estacionario solo tiene la influencia de R_1 , el valor al que se estabilizó (R_1) se resta al valor de la resistencia de falla obtenida previamente de la curva, lo que permite obtener el comportamiento relacionado con las características de buildup y shoulder de R_2 . Al final, se realiza un análisis de regresión para aproximar los puntos de R_2 utilizando una ecuación en función del tiempo. Por lo tanto, este modelo simula las características de no linealidad, asimetría de corriente, buildup y shoulder. Para más detalle acerca del modelado ver [10]

C. Definición del modelo de simulación para una HIF

El modelo de simulación de una HIF utilizado en este trabajo se ilustra en la Fig. 3. Este modelo fue propuesto en [10] y permite simular en alimentadores de MV las principales características de una HIF, como asimetría, no linealidad, buildup y shoulder. El modelo se realiza de la siguiente manera:

- 1) Dos resistencias variables en el tiempo, en serie y controladas, como las que propone [13].
 - Resistencia R_1 : simula las características de no linealidad y asimetría.
 - Resistencia R_2 : simula los fenómenos de buildup y shoulder.
- 2) Se agregaron dos interruptores controlados en el tiempo al modelo de resistencias de falla variables:
 - Interruptor 1: conecta las resistencias al punto de falla e inicia la HIF. Posición del interruptor normalmente abierto.
 - Interruptor 2: instalado después del punto de falla, el cual simula la rotura del conductor. Posición del interruptor normalmente cerrado.

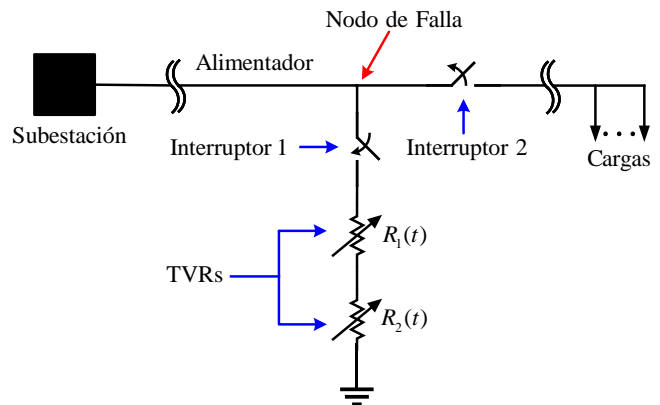


Fig. 3. Modelo de simulación adoptado para una HIF.

El ajuste de los parámetros del modelo se logró mediante pruebas eléctricas realizadas en superficies de suelo local (pasto y tierra), teniendo en cuenta superficies secas y húmedas. Cabe mencionar que los datos reales se obtuvieron de [14]. La razón por la que en este trabajo solo se valida la superficie de suelo local es porque el alimentador de MV seleccionado atraviesa en la gran mayoría de su recorrido por el tipo de superficie citada. Si se desea analizar otros alimentadores, se debe reajustar el modelo en función de la superficie.

Se utilizaron las formas de onda de voltaje y corriente de falla escalonada. Para ajustar los valores de R_1 y R_2 , solo se tuvo en cuenta un ciclo de estado estable en la condición de HIF. Además, para simplificar la implementación del modelo de HIF, se consideraron 32 muestras del ciclo seleccionado, como se muestra en la Fig. 4.

La corriente correspondiente a un voltaje en el intervalo de falla se calcula de la siguiente manera [13]:

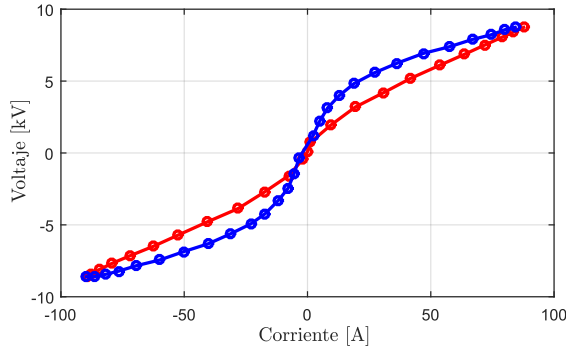


Fig. 4. Curva característica de voltaje-corriente para un ciclo en estado estacionario con HIF en la superficie de suelo local.

$$i(t) = \begin{cases} i_n + \frac{i_{n+1}-i_n}{v_{n+1}-v_n} \times \Delta v, & \text{si } v_n < v(t) < v_{n+1} \\ i_n, & \text{si } v(t) = v_n \end{cases} \quad (1)$$

donde $v(t)$ es el voltaje en el punto de falla; i_n y v_n son la corriente y el voltaje de la curva característica en la muestra n , respectivamente; y $\Delta v = v(t) - v_n$.

De acuerdo con la metodología propuesta por [13], la resistencia R_1 puede ser estimada por (2).

$$R_1(t) = \frac{v(t)}{i(t)} = \frac{v(t)}{i_n + \frac{i_{n+1}-i_n}{v_{n+1}-v_n} \times (v(t) - v_n)} \quad (2)$$

Las corrientes en una HIF tienen características predominantemente resistivas [10]. Por tanto, las corrientes se consideran en fase con los voltajes [13]. La resistencia total ($R = R_1 + R_2$) se puede obtener directamente dividiendo los valores de v por i .

Debido a que los fenómenos de crecimiento y hombro están relacionados con la variación de la amplitud de la corriente de falla, la resistencia R_2 se calcula considerando solo los valores máximos absolutos del voltaje y la corriente. Para ello, se considera τ_k como el instante en el que el voltaje y la corriente alcanzan sus valores máximos, en el k -ésimo semiciclo.

A continuación, se describe el procedimiento para calcular R_2 :

- 1) Obtenga el comportamiento de la resistencia total $R(\tau_k)$ dividiendo $v(\tau_k)$ por $i(\tau_k)$.
- 2) Obtenga $R_2(\tau_k)$ restando $R_1(\tau_k)$ de $R(\tau_k)$.
- 3) Obtenga R_2 usando el método de mínimos cuadrados.

Al final, la resistencia R_2 puede aproximarse mediante una regresión polinomial [10], de acuerdo con (3):

$$R_2(t) = \begin{cases} a_n t^n + a_{n-1} t^{n-1} + \dots + a_1 t + a_0, & \text{set } < \Delta t \\ 10^{-5}, & \text{set } \geq \Delta t \end{cases} \quad (3)$$

en el que n es el grado de la función, los coeficientes a_k se determinan mediante el método de mínimos cuadrados y Δt es el período de crecimiento de la corriente de HIF.

Para mayor información sobre los parámetros de las funciones polinomiales que determinan R_2 ver el trabajo desarrollado en [10]. En dicho trabajo, los autores estimaron los valores de las resistencias medidas para diferentes tipos de suelo, incluyendo el suelo local que es la superficie en estudio.

III. SIMULACIONES

A. Descripción del sistema eléctrico de distribución

Para evaluar el impacto de una HIF se ha seleccionado un alimentador de 13.8 kV de alta densidad denominado Expreso 2 del sistema de distribución CNEL EP El Oro, para modelarlo y luego estudiarlo, como se muestra en la Fig. 5. El modelo considera datos reales proporcionados por la empresa de distribución CNEL EP. De esta manera, se modeló el alimentador utilizando un modelo de línea de parámetros distribuidos constantes, un modelo de carga de impedancia constante considerando un factor de potencia de 0.97 y se agruparon cargas próximas entre sí para simplificar el análisis.

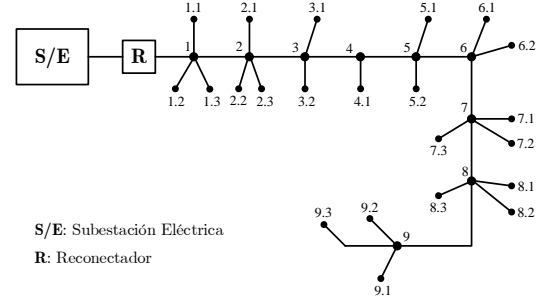


Fig. 5. Modelado simplificado del alimentador Expreso 2 del SED de CNEL EP El Oro.

El alimentador Expreso 2 suministra energía eléctrica a aproximadamente 6102 clientes de la parroquia La Providencia del Cantón Machala [15], este es un alimentador urbano con una extensión de la troncal de alrededor de 3.40 km, cuyo calibre del conductor se compone de 4/0 y 3/0 ACSR. Además, tiene 6463 KVA de capacidad instalada y su demanda máxima en el año 2020 fue de 3690 KW con un FP de 0.97 inductivo. Las principales características del alimentador se resumen en la Tabla I.

El sistema simplificado y los datos de carga se pueden encontrar en [16]. Los experimentos que se describen a continuación se realizan utilizando MATLAB/ Simulink® con el toolbox de herramientas SimPowerSystems™.

Para el estudio se ha considerado aplicar el modelo adoptado de HIF en tres puntos diferentes del alimentador Expreso 2. Los nodos en los cuales se aplica una HIF son los siguientes: 1, 5 y 9.3 (ver Fig. 5). Es importante mencionar que en la simulación se inyectó una corriente (60 A) provocada por una HIF en la fase A, fase B y fase C. Además, el modelo utilizado para una HIF se basó en los datos reales evaluados con la superficie de contacto indicada en [14], es decir, de características similares a la superficie por la cual atraviesa el alimentador Expreso 2 y cuya HIF real se ha obtenido mediante simulación.

TABLA I
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL ALIMENTADOR EXPRESO 2

Alimentador:	Expreso 2		
Subestación:	Machala		
Sectores atendidos	Avenida Ferroviaria, Este - Ciudad de Machala		
Extensión:	3.40 [Km]		
Conductor de troncal:	ACSR 4/0 AWG y 2/0 AWG		
Alimentador de transferencia:	Madero Vargas S/E Machala Sucre S/E Machala Centro Teófilo Dávila S/E Machala Centro		
KVA instalado	6463	Factor de potencia:	0.97
Demanda promedio	2.45 [MW]	Demanda máxima:	3.69 [MW]
FMIK:	11.0%	TTIK:	4.32%

Es importante mencionar que para el presente estudio se obtuvieron las siguientes variables de la simulación: corrientes de secuencia positiva (I_1), negativa (I_2) y cero (I_0), corrientes de fase A (I_A), fase B (I_B) y fase C (I_C), y el tercer armónico de corriente I_{h3} .

B. Caso I: Sistema Desbalanceado

La Tabla II presenta los datos de simulación cuando el alimentador está en operación normal, es decir, sin la presencia de ninguna falla en la red eléctrica. Tenga en cuenta que la red de distribución está desbalanceada y los únicos datos medidos son los de la cabecera de la subestación. Es importante recalcar que los datos utilizados son reales basados en el historial de carga del alimentador Expreso 2.

Las Tablas III, IV y V presentan los datos de simulación cuando ocurre una HIF en la Fase A, Fase B y Fase C, respectivamente. Se evaluaron las fallas en los 3 nodos antes mencionados, además de considerar diferentes niveles de carga del sistema (25%, 75%, 50% y 100%).

La Fig. 6 presenta los valores de la corriente de secuencia negativa (I_2) para los casos simulados en las Tablas II, III, IV y V.

Cuando ocurre una HIF, las variaciones de voltaje y corriente de la fase con falla son tan pequeñas que la falla no se puede detectar fácilmente (consulte las corrientes de fase después de la ocurrencia de la HIF en las Tablas III, IV y V). Por el contrario, la falla causa grandes fluctuaciones en las corrientes de secuencia cero (I_0), secuencia positiva (I_1) y secuencia negativa (I_2) debido al mayor desbalance del sistema (véanse las Tablas III, IV y V), además en la Fig. 6 se presenta el caso para I_2 . Sin embargo, cuando el sistema está desbalanceado, la ocurrencia de una HIF es difícil de detectar a una gran distancia debido al hecho de que la variación de las corrientes de secuencia cero y negativa es pequeña. Además, dependiendo de la fase en la que se produzca la HIF, el valor de las corrientes de secuencia cero, secuencia positiva y secuencia negativa cambia, es decir, son diferentes para cada caso (véanse las Tablas III, IV y V). Además, en la Fig. 6 se

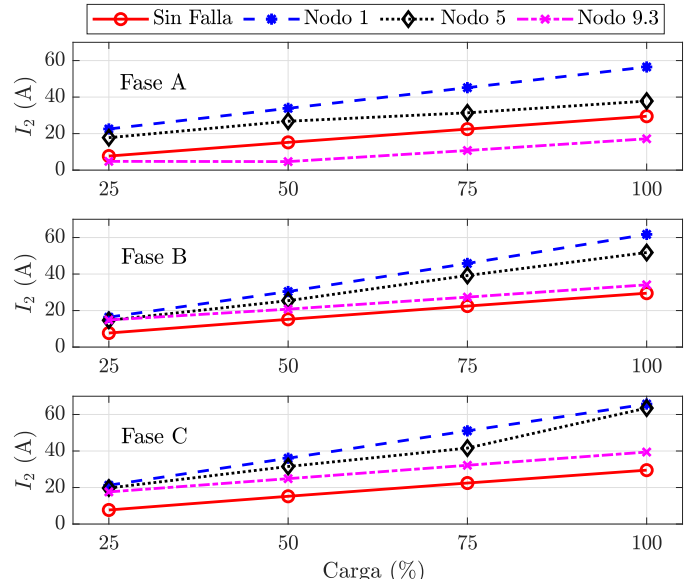


Fig. 6. Corriente de secuencia negativa (I_2) para el caso del sistema desbalanceado, cuando la HIF ocurre en la fase A, en la fase B y en la fase C, respectivamente.

puede apreciar que los valores de I_2 cuando ocurre una HIF en el nodo 9.3 son diferentes para cada fase y además cuando la HIF ocurre en la fase A, los valores siempre se encuentran por debajo de los valores de la operación nominal del sistema (sin falla). Cabe mencionar también que con los valores de I_2 no se puede ajustar un valor fijo para la detección de la HIF debido a que los valores de I_2 cambian dependiendo de la carga del sistema y de la fase en donde haya ocurrido la HIF (véase Fig. 6). Por tanto, no se puede emitir un criterio general, utilizando I_0 , I_1 o I_2 , para la detección de las HIF.

La Fig. 7 muestra el caso de simulación cuando la carga se establece en 100% y la HIF ocurre en el nodo 9.3 del sistema desbalanceado. La HIF ocurre en un tiempo de 0.5s, y la corriente de falla se muestra en la Fig. 7(a). La Fig. 7(b) muestra las formas de onda de los voltajes mientras que las Figs. 7(c), 7(d) y 7(e) muestran las corrientes de fase cuando la HIF ocurre en la fase A, fase B y fase C, respectivamente.

La Fig. 8 presenta el área ampliada del caso de simulación presentado anteriormente después de la ocurrencia de la HIF.

Por otro lado, la variación del tercer armónico aumenta cuando ocurre una HIF independientemente de la distancia, por lo que un criterio para detectar esta falla podría basarse en el tercer armónico, como se muestra en las Tablas III, IV y V (ver las columnas I_{h3}). Sin embargo, este estudio tiene como objetivo establecer criterios técnicos de detección de una HIF en función de los dispositivos y funciones de protección que tenga el IED de cabecera del alimentador Expreso 2. Además, la variación armónica también depende del tipo de carga que está conectada a la red, por lo que sería difícil de detectar basándose únicamente en el armónico.

TABLA II
OPERACIÓN NORMAL DEL ALIMENTADOR EN ESTUDIO CONSIDERANDO EL SISTEMA DESBALANCEADO.

Condición de Carga	I_1 [A _{RMS}]		I_2 [A _{RMS}]		I_0 [A _{RMS}]		Corrientes de Fase [A _{RMS}]			I_{h3}		
	Mag.	Fase	Mag.	Fase	Mag.	Fase	I_A	I_B	I_C	Fase A	Fase B	Fase C
100%	161.00	-18.61°	29.51	-25.61°	31.06	-11.96°	221.30	124.70	137.10	8.96%	11.34%	9.26%
75%	121.60	-17.95°	22.46	-24.17°	23.67	-9.77°	167.40	93.64	103.70	8.87%	11.36%	9.21%
50%	81.58	-17.25°	15.20	-22.78°	16.06	-7.50°	112.50	62.51	69.73	8.79%	11.34%	9.11%
25%	41.03	-16.44°	7.70	-21.40°	8.15	-5.15°	56.71	31.25	35.17	8.73%	11.33%	9.05%

TABLA III
DESCRIPCIÓN DE LOS DATOS DE SIMULACIÓN CUANDO OCURREN LAS HIFs EN LA FASE A.

HIF en el Nodo	I_1 [A _{RMS}]		I_2 [A _{RMS}]		I_0 [A _{RMS}]		Corrientes de Fase [A _{RMS}]			I_{h3}		
	Mag.	Fase	Mag.	Fase	Mag.	Fase	I_A	I_B	I_C	Fase A	Fase B	Fase C
Carga 100%												
1	76.25	-21.68°	56.50	169.00°	52.97	157.90°	33.78	121.20	139.90	24.76%	11.34%	9.28%
5	85.58	-34.17°	37.82	162.00°	42.01	142.80°	11.03	113.70	136.00	49.60%	11.32%	9.17%
9.3	148.20	-19.28°	17.16	36.60°	18.47	-9.68°	182.90	123.90	138.00	14.68%	11.29%	9.00%
Carga 75%												
1	54.80	-21.83°	45.16	169.80°	42.78	159.70°	33.78	91.63	105.30	24.70%	11.33%	9.25%
5	61.72	-34.31°	31.39	-162.40°	34.72	144.50°	8.89	85.91	102.60	62.84%	11.29%	9.12%
9.3	109.20	-18.95°	10.75	-41.87°	11.38	-7.39°	130.30	93.05	104.30	17.06%	11.21%	8.95%
Carga 50%												
1	33.18	-22.93°	33.84	170.8°	32.43	162.00°	33.78	61.51	70.51	24.70%	11.33%	9.09%
5	39.32	-28.88°	26.77	166.60°	25.83	154.3°	15.04	60.30	69.41	42.98%	11.31%	9.00%
9.3	69.62	-18.93°	4.67	-66.32°	4.03	-1.90°	76.73	62.11	70.13	22.92%	11.27%	8.88%
Carga 25%												
1	11.45	-30.48°	22.54	172.40°	21.87	-165.90°	33.78	30.99	35.38	24.70%	11.30%	9.03%
5	13.89	-41.21°	17.77	160.30°	18.25	150.80°	22.94	29.09	34.02	24.60%	11.29%	8.98%
9.3	29.59	-20.61°	4.80	-160.40°	3.51	169.4°	22.15	31.08	35.35	56.91%	11.27%	8.84%

TABLA IV
DESCRIPCIÓN DE LOS DATOS DE SIMULACIÓN CUANDO OCURREN LAS HIF EN LA FASE B.

HIF en el Nodo	I_1 [A _{RMS}]		I_2 [A _{RMS}]		I_0 [A _{RMS}]		Corrientes de Fase [A _{RMS}]			I_{h3}		
	Mag.	Fase	Mag.	Fase	Mag.	Fase	I_A	I_B	I_C	Fase A	Fase B	Fase C
Carga 100%												
1	127.60	-22.91°	61.73	-46.44°	54.55	21.79°	223.00	33.79	134.80	8.91%	24.69%	9.25%
5	135.40	-32.96°	51.78	-47.89°	42.46	10.01°	217.10	63.11	131.80	8.86%	8.88%	9.18%
9.3	166.30	-21.34°	34.10	-10.36°	22.08	-7.93°	221.60	140.9	137.6	8.75%	15.48%	9.03%
Carga 75%												
1	98.52	-23.10°	45.80	-42.01°	39.34	25.34°	168.20	33.79	102.50	8.80%	24.69%	9.14%
5	102.50	-36.73°	39.21	-52.40°	24.90	7.95°	158.20	54.57	100.00	8.75%	10.27%	9.10%
9.3	127.50	-21.56°	27.36	-4.02°	14.21	-4.83°	167.70	112.50	104.20	8.67%	16.38%	8.94%
Carga 50%												
1	68.96	-24.34°	30.41	-34.01°	23.68	-31.47°	113.0	33.79	69.12	8.74%	24.69%	9.04%
5	74.14	-31.77°	25.41	-35.33°	15.31	17.50°	110.0	48.64	68.38	8.70%	15.20%	8.99%
9.3	88.22	-22.55°	20.77	05.78°	6.04	1.25°	112.70	84.54	70.06	08.63%	17.78%	8.88%
Carga 25%												
1	39.10	-28.79°	16.38	-12.91°	8.43	57.33°	56.90	33.79	34.98	6.66%	24.69%	9.00%
5	39.81	-43.06°	14.67	-20.69°	4.92	59.98°	53.39	38.60	33.70	8.62%	14.64%	8.84%
9.3	48.60	-26.27°	14.86	23.10°	2.58	161.4°	56.77	57.41	35.36	8.56%	20.34%	8.79%

TABLA V
DESCRIPCIÓN DE LOS DATOS DE SIMULACIÓN CUANDO OCURREN LAS HIF EN LA FASE C.

HIF en el Nodo	I_1 [A _{RMS}]		I_2 [A _{RMS}]		I_0 [A _{RMS}]		Corrientes de Fase [A _{RMS}]			$I_{h,3}$		
	Mag.	Fase	Mag.	Fase	Mag.	Fase	I_A	I_B	I_C	Fase A	Fase B	Fase C
Carga 100%												
1	117.90	-13.48°	65.71	6.81°	56.32	-62.86°	217.30	126.10	33.79	8.90%	11.31%	24.69%
5	118.90	-25.71°	63.51	-7.11°	44.02	-68.69°	211.30	117.90	41.18	8.87%	11.29%	16.54%
9.3	161.20	-14.78°	39.43	-31.26°	21.68	-21.23°	221.20	124.10	140.70	8.78%	11.26%	14.33%
Carga 75%												
1	90.31	-11.06°	51.04	4.30°	40.97	-64.34°	165.10	94.48	33.79	8.80%	11.29%	24.69%
5	90.71	-28.07°	41.60	-14.63°	35.20	-75.61°	154.60	90.48	33.43	8.77%	11.27%	13.15%
9.3	122.80	-12.93°	32.18	-32.83°	13.85	-20.75°	167.20	93.21	110.70	8.71%	11.20%	15.52%
Carga 50%												
1	62.42	-7.14°	36.05	-0.55°	25.56	-69.69°	111.50	62.90	33.79	8.73%	11.30%	24.69%
5	61.48	-24.16°	31.51	-20.27°	20.90	-83.75°	104.60	58.81	34.70	8.71%	11.28%	16.35%
9.3	83.91	-9.914°	24.85	-36.33°	5.87	-24.46°	112.50	62.17	80.94	8.67%	11.23%	17.57%
Carga 25%												
1	34.49	2.00°	21.26	-13.60°	11.38	-93.83°	56.43	31.39	33.79	8.69%	11.31%	24.69%
5	33.46	-14.26°	19.73	-32.47°	10.06	-113.60°	53.05	29.73	33.78	8.68%	11.29%	18.43%
9.3	44.94	-2.68°	17.60	-44.19°	2.81	-169.90°	56.74	31.09	53.17	8.62%	11.25%	21.20%

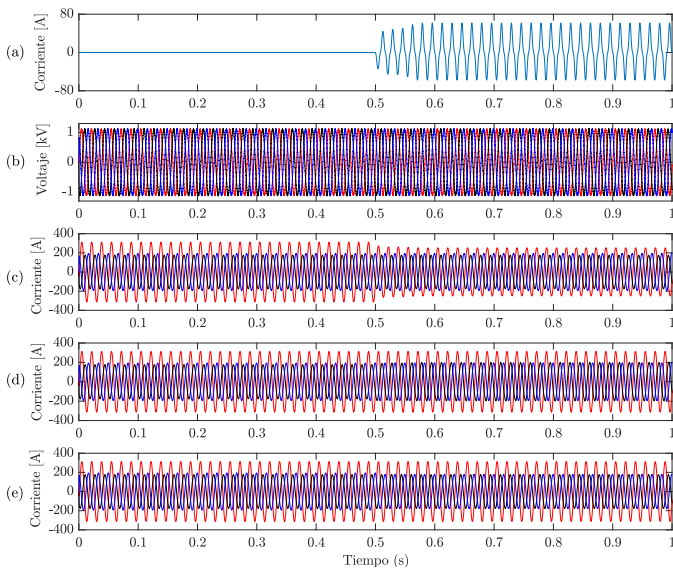


Fig. 7. Caso de simulación cuando la carga se establece en 100% y la HIF ocurre en el nodo 9.3. (a) Corriente de falla. (b) Voltajes trifásicos. (c) Corrientes trifásicas cuando la HIF ocurre en la fase A. (d) Corrientes trifásicas cuando la HIF ocurre en la fase B. (e) Corrientes trifásicas cuando la HIF ocurre en la fase C.

C. Caso II: Sistema Balanceado

Este estudio también presenta los datos de simulación cuando el sistema de distribución cumple con el 3% máximo de desbalance de corriente recomendado por la norma IEEE Std 1159™-2019 [17]. Además, los valores detallados de cargas balanceado del sistema simulado se encuentran en [16]. Este estudio considera un sistema balanceado cuando cumple la norma IEEE Std 1159™-2019 [17].

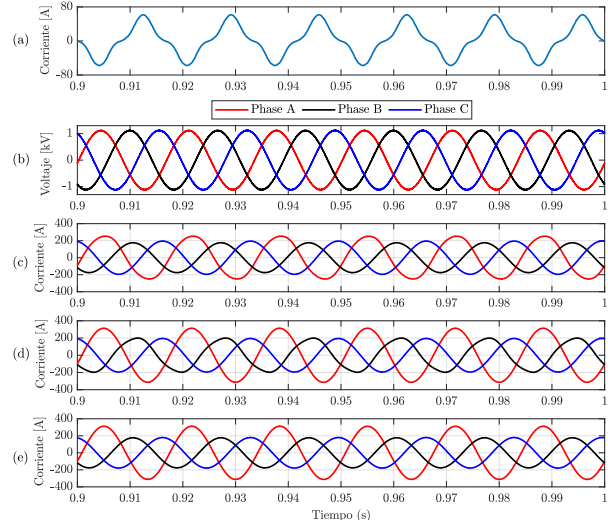


Fig. 8. Área ampliada del caso de simulación anterior. (a) Corriente de falla. (b) Voltajes trifásicos. (c) Corrientes trifásicas cuando la HIF ocurre en la fase A. (d) Corrientes trifásicas cuando la HIF ocurre en la fase B. (e) Corrientes trifásicas cuando la HIF ocurre en la fase C.

Según este caso, cuando el sistema cumple la norma IEEE Std 1159™-2019, las fluctuaciones en las corrientes de secuencia cero (I_0), secuencia positiva (I_1) y secuencia negativa (I_2) debido a una HIF son mayores que en el caso desbalanceado en comparación con el valor nominal de operación normal (sin falla). La Fig. 9 muestra los valores de la corriente de secuencia negativa (I_2) para el caso del sistema balanceado cuando la HIF ocurre en la Fase C.

Además, como el sistema está balanceado, la magnitud de las corrientes I_0 , I_1 y I_2 son muy similares independientemente de la fase en la que se produzca una HIF.

TABLA VI
DESCRIPCIÓN DE LOS DATOS DE SIMULACIÓN CUANDO OCURREN LAS HIF EN LA FASE C PARA EL CASO BALANCEADO.

HIF en el Nodo	I_1 [A _{RMS}]		I_2 [A _{RMS}]		I_0 [A _{RMS}]		Corrientes de Fase [A _{RMS}]			I_{h3}		
	Mag.	Fase	Mag.	Fase	Mag.	Fase	I_A	I_B	I_C	Fase A	Fase B	Fase C
Carga 100%												
Sin falla	177.10	-21.93°	4.09	149.00°	2.19	172.70°	171.20	181.00	178.80	12.51%	11.85%	11.93%
1	119.50	-16.92°	56.71	31.40°	57.74	-98.05°	166.90	183.20	33.82	12.49%	11.78%	24.68%
5	126.90	-17.15°	49.20	29.73°	50.06	-99.74°	167.10	182.9	42.51	12.42%	11.73%	17.13%
9.3	175.80	-18.42°	6.92	-50.85°	12.65	-172.40°	170.80	180.40	177.90	12.31%	11.67%	16.02%
Carga 75%												
Sin falla	135.70	-21.27°	3.01	153.20°	1.72	172.20°	129.10	136.60	135.60	12.35%	11.71%	11.76%
1	91.36	-14.59°	42.56	27.95°	43.76	-100.40°	126.70	137.80	33.82	12.30%	11.67%	24.75%
5	96.68	-22.65°	34.81	22.83°	35.94	-107.20°	125.00	135.60	38.44	12.24%	11.61%	14.69%
9.3	133.70	-16.67°	7.99	-56.19°	12.16	-174.80°	129.10	136.10	137.90	12.13%	11.50%	16.90%
Carga 50%												
Sin falla	89.81	-20.64°	1.94	156.10°	1.32	164.80°	86.62	91.57	91.18	12.26%	11.61%	11.64%
1	62.85	-10.74°	28.54	20.78°	29.88	-106.40°	85.53	92.18	33.82	12.18%	11.57%	24.68%
5	68.47	-14.09°	21.74	22.72°	23.36	-106.10°	86.71	92.25	35.55	12.11%	11.51%	15.92%
9.3	91.03	-13.87°	9.09	-59.38°	11.77	-177.80°	86.65	91.35	98.34	12.04%	11.44%	18.58%
Carga 25%												
Sin falla	45.20	-19.91°	0.93	158.80°	0.69	165.10°	43.56	46.08	45.97	12.19%	11.53%	11.55%
1	34.40	-1.445°	15.78	0.39°	16.91	-124.10°	43.28	46.24	33.82	12.12%	11.51%	24.67%
5	37.66	-7.25°	11.03	-2.77°	12.05	-129.50°	43.24	46.17	32.52	12.09%	11.48%	16.72%
9.3	48.15	-6.96°	10.20	-62.95°	11.54	178.90°	43.57	45.91	60.54	12.04%	11.43%	21.97%

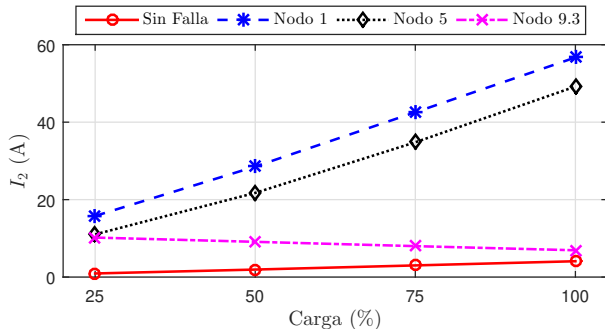


Fig. 9. Corriente de secuencia negativa para el caso del sistema balanceado, cuando la HIF ocurre en la fase C.

En este contexto, a continuación, se muestran los resultados de simulación cuando la HIF ocurre solo en la fase C.

Los resultados de la simulación en operación normal (sin falla) y cuando ocurre una HIF en la fase C se muestran en la Tabla VI.

De acuerdo con la Fig. 9 se puede afirmar que los valores de I_2 cuando ocurre una HIF están siempre por encima de los valores de la operación nominal (sin falla) independientemente del nodo donde ocurra la HIF y del nivel de carga de la red. Además, basado en la Fig. 9, se podría emitir un criterio para el ajuste de I_2 con el objetivo de detectar y despejar una HIF, lo cual se discutirá en la siguiente sección.

Por lo tanto, se recomienda que los sistemas de distribución cumplan la norma IEEE Std 1159™-2019 [17]. De esta manera, se puede emitir un criterio general para la detección

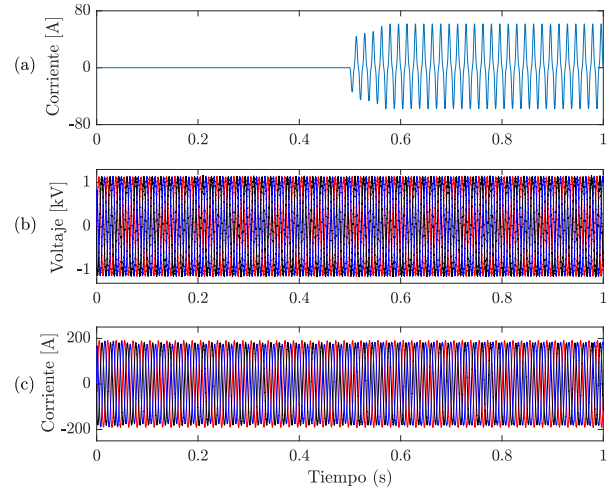


Fig. 10. Caso de simulación cuando la carga se establece en 100% y la ocurrencia de HIF está en el nodo 9.3 para el sistema balanceado. (a) Corriente de falla. (b) Voltajes trifásicos. (c) Corrientes trifásicas cuando el HIF ocurre en la fase C.

de este tipo de falla, en base a las corrientes de secuencia positiva, negativa o cero.

La Fig. 10 muestra el caso de simulación cuando la carga se establece en 100% y la HIF ocurre en el nodo 9.3 en la fase C. La HIF ocurre en el tiempo de 0.5s, y la corriente de falla se muestra en la Fig. 10(a). La Fig. 10(b) muestra las formas de onda de los voltajes, mientras que la Fig. 10(c) muestra las corrientes de fase cuando la HIF ocurre en la fase C.

La Fig. 11 presenta el área ampliada del caso de simulación presentado anteriormente después de la ocurrencia de HIF.

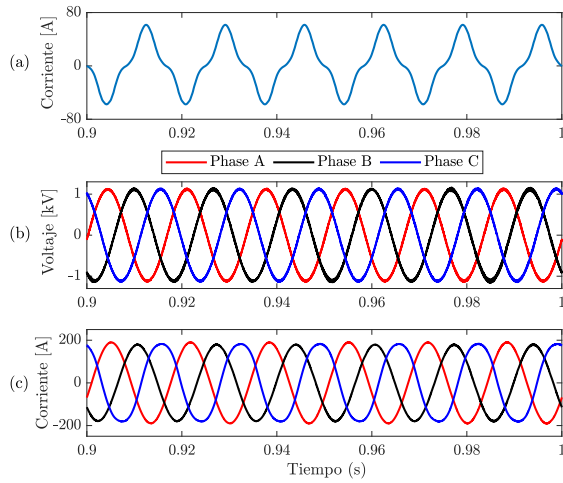


Fig. 11. Área ampliada del caso balanceado. (a) Corriente de falla. (b) Voltajes trifásicos. (c) Corrientes trifásicas cuando el HIF ocurre en la fase C.

IV. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

A. Antecedentes

El sistema de distribución actualmente no cuenta con una correcta coordinación de protecciones a nivel de media tensión, y gran parte de los factores que han llevado a esta descoordinación en los alimentadores son los siguientes:

- 1) En la troncal de los alimentadores existen seccionamientos con fusibles de capacidades de 100k, 140k y 200k, los cuales, debido a sus curvas de diseño, hacen muy complicado la coordinación con el reconectador o relé de cabecera.
- 2) Existen ramales monofásicos, bifásicos o trifásicos que no poseen protección alguna, y en caso de existir no se tiene un registro del valor de tira fusible instalado en sitio o se encuentran sobredimensionadas con respecto a su carga instalada.
- 3) A lo largo de la troncal de la mayoría de los alimentadores no cuentan con reconectores de línea, y los existentes no están integrados al sistema SCADA.
- 4) Únicamente están habilitadas las protecciones tradicionales como funciones de sobrecorriente de fases (51) y residual (51G) o neutro (51N) de unidad temporizada e instantánea, es decir, la red primaria no cuenta con un sistema de protección exclusivo para despejar HIFs.

B. Métodos de Coordinación de Protecciones

El dispositivo de protección, IED, que se encuentra instalado y operativo en el RC del alimentador Expreso 2 cuenta con las siguientes funciones adicionales: *secuencia negativa (51Q)* y *conductor roto (46BC)* que pueden ser configuradas para poder detectar y despejar una HIF.

1) **Función Secuencia Negativa (51Q)**: Un método para el despeje de HIFs consiste en medir constantemente la corriente de carga de la red primaria y analizar la corriente de secuencia negativa y su contenido del tercer armónico en condiciones normales de operación, así como para distintos tipos de fallas eléctricas. Se debe considerar que los IEDs de protección son capaces de medir y operar la función 51Q como $|3I_2|$ o $|I_2|$, para el caso de estudio se ha considerado $|3I_2|$ [18].

Las condiciones que provocan la aparición de la corriente de secuencia negativa I_2 en un sistema se presentan en la Tabla VIII [18].

TABLA VII
CONDICIONES EN UN SISTEMA QUE PROVOCAN LA APARICIÓN DE I_2 .

Condición	Secuencia Negativa
Sistema sin falla, perfectamente balanceado	$ 3I_2 = 0$
Sistema sin falla, desbalanceado	$ 3I_2 \neq 0$
Sistema con una falla trifásica	0
Sistema con una falla monofásica	$ 3I_2 = I_{F-T}$
Sistema con una falla bifásica	$ 3I_2 = \sqrt{3} I_{F-T}$
Sistema con una falla bifásica a tierra	$ 3I_2 \leq \sqrt{3} I_{F-T}$

2) **Función Conductor Roto (46BC)**: Por otro lado, otro método para despejar una falla es la función conductor roto (46BC), ésta función puede adaptarse para proteger al sistema ante una HIF [19]. De manera sencilla el algoritmo de los IEDs de protección compara la relación medida entre la corriente de secuencia de fase negativa y la corriente de secuencia de fase positiva aplicando la siguiente ecuación:

$$46BC (\%) = \frac{I_2}{I_1} \times 100\% \quad (4)$$

C. Alcance de la coordinación

En la actualidad, en Ecuador no se ha implementado un procedimiento para la coordinación de protecciones debido a HIFs en alimentadores de MV, por lo que este artículo se propone como una guía inicial a considerar.

Para realizar la coordinación de protecciones se propone el esquema de la Fig. 12 basado en un esquema de coordinación reconectador/relé (RC) – fusible (FL), el cual consiste en dos partes:

- 1) Coordinar el RC con FL aguas abajo todo ello antes del reconectador de línea (RL), a fin de normalizar la capacidad máxima del FL por instalar en las derivaciones comprendidas entre el RC y el RL. Además, se debe habilitar la función de disparo por secuencia negativa 51Q y la función de conductor roto 46BC solo en el RC.
- 2) Coordinar el RL con FL aguas abajo, a fin de normalizar la capacidad máxima del fusible a instalar en las derivaciones comprendidas entre el RL y último FL de derivación. En esta sección, no se debe habilitar la función de disparo por secuencia negativa 51Q ni la función de conductor roto 46BC en el RC.

El propósito de implementar el esquema citado es primero salvaguardar la integridad física de personas habilitando las funciones 51Q y 46BC en el RC y, en segundo lugar, el de normalizar y con ello establecer dos tipos de capacidades de FL (protección del conductor) por instalar en las derivaciones de los alimentadores, así el personal de cuadrillas aplicará lo establecido y se garantizará la correcta operación de las protecciones eléctricas.

En la Fig. 12 se presenta al alimentador Expreso 2 con los tramos propuestos para definir el esquema la coordinación de protecciones.

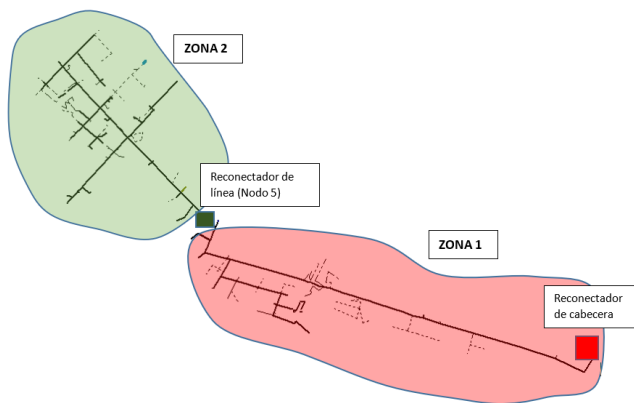


Fig. 12. Alimentador Expreso 2 perteneciente a la SE Machala.

D. Consideraciones Iniciales

Se debe considerar lo siguiente previo a la coordinación de protecciones en media tensión:

- Eliminar todos los seccionadores fusibles existentes en la troncal de los alimentadores y reemplazarlos por cuchillas seccionadores de 300 A. Cabe mencionar que el alimentador Expreso 2 no tiene fusibles instalados en su troncal.
- Balancear las cargas en todos los ramales del alimentador en estudio con el fin de que el RC registre un desbalance de corriente no superior al 3% de acuerdo con la norma IEEE Std 1159™-2019 [17]. Note que al alimentador Expreso 2 se lo ha balanceado para el caso de estudio en un porcentaje inferior al 3% para todos los porcentajes de carga, tal como se mostró en la sección anterior (véase la subsección C de la Sección III).
- Instalar mínimo (1) un RL en el alimentador. Para el caso de estudio se ha simulado la instalación de un RL después del nodo 5 en las coordenadas X: 616675, Y: 9639140.

E. Criterios de Coordinación

Se aplica el siguiente procedimiento y criterio de coordinación basado en la experiencia del autor. Además, se asume que se cumplen con las condiciones iniciales anteriormente citadas:

- 1) En el RC y RL se deben habilitar los registros en intervalos mínimo de 1 hora de los siguientes parámetros: I_A , I_B , I_C , I_2 , I_1 , V_1 , V_2 , así como, el registro de armónicos individuales de corriente en especial el tercer armónico.

- 2) Con los históricos de cargas de al menos 6 meses obtenidos del RC y RL se procede a realizar una distribución aguas abajo por KVA conectados con el software Cymdist, con el fin de aproximar las corrientes de cargas en las derivaciones y troncal del alimentador.
- 3) Para elegir la capacidad de los FL de las derivaciones se tomará el valor de corriente de carga máxima obtenida del Cymdist y se la multiplicará por un factor de 1.25, con ello se asignará la capacidad de FL por instalar.
- 4) Para la coordinación de fase 51P entre el RC y RL se recomienda utilizar un ajuste [9], [20]:

$$I_{\text{ajuste P}} = 1.5 \times I_{\text{max carga}}$$

Debe existir un mínimo intervalo de coordinación de 200 [ms] [9], [20] para el máximo valor de falla trifásica en el nodo respectivo. Además, con respecto a los FL se utilizará el esquema de protección “Quemar fusible”. La protección 50P se ajusta entre el 70% y 85% del máximo valor de cortocircuito ocurrido en los respectivos nodos del RC y RL [20].

- 5) Para la coordinación de neutro 51N entre el RC y RL, basada en la experiencia del autor con el fin de “Quemar fusible”, se recomienda utilizar un ajuste entre:

$$0.5 \times I_{\text{ajuste P}} \leq I_{\text{ajuste N}} \leq 0.9 \times I_{\text{ajuste P}}$$

Debe existir un mínimo intervalo de coordinación de 200 [ms] [9], [20] para el máximo valor de falla monofásica en el nodo respectivo. Además, con respecto a los FL se utilizará el esquema de protección “Quemar fusible”. La protección 50N se ajusta entre el 70% y 85% del máximo valor de cortocircuito ocurrido en los respectivos nodos del RC y RL [20].

- 6) Para determinar los ajustes de la función 51Q, se obtiene el valor máximo de $|3I_2|$ del nodo 0 en condiciones de normales de operación y se debe garantizar que el alimentador en estudio mantenga un desbalance menor al indicado en la norma IEEE Std 1159™-2019 [17]. De acuerdo a los resultados de este trabajo, se recomienda utilizar un ajuste entre:

$$1.2 \times |3I_{2\text{max}}| \leq I_{\text{ajuste Q}} \leq 1.6 \times |3I_{2\text{max}}|$$

Su curva se debe situar por encima de la curva del RL y siguiendo una continuidad con la curva del RC, para ello se debe emplear los ajustes del multiplicador (MT) y adicador (AT) de tiempo en el relé 51Q.

- 7) Para determinar los ajustes de la función 46BC se debe considerar los registros de al menos 6 meses de I_2 e I_1 del alimentador en análisis y cumplir con un desbalance de corriente inferior al 3%. De acuerdo a [21], se recomienda un ajuste de $46BC = \frac{I_2}{I_1} \leq 50\%$.

V. RESULTADOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

A continuación, se presenta la coordinación óptima de las protecciones para el sistema balanceado presentado en la Sección III (subsección C).

Considerando que la probabilidad de ocurrencia de una falla monofásica a tierra está entre el 70% y 80% [9], se ha

simulado una HIF monofásica en la fase C del alimentador en estudio dando como resultado los valores de $|3I_2|$ en los nodos 1, 5 y 9.3, tal como se muestra en la Tabla VIII. Los valores de $|3I_2|$ en los nodos 1, 5 y 9.3 del sistema en operación normal (sin falla) también se muestran en la Tabla VIII. Cabe mencionar que se consideraron distintos porcentajes de la demanda y que será tomada en consideración para el ajuste de corriente de la función 51Q.

TABLA VIII
CORRIENTE $|3I_2|$ [A] PARA EL CASO DEL SISTEMA BALANCEADO

HIF en el Nodo	Condición de Carga			
	100%	75%	50%	25%
Sin falla	12.27	9.03	5.82	2.79
1	170.13	127.68	85.62	47.34
5	147.60	104.43	65.22	33.09
9.3	20.77	23.98	27.29	30.60

La zona 1, comprendida entre el RC y el RL, coordina con un FL homologado de máximo 40 [A]. Mientras que la zona 2, comprendida entre el RL y el último ramal del alimentador, coordina con un FL homologado de máximo 20 [A]. Cabe mencionar que estos valores fueron obtenidos siguiendo los criterios de coordinación 2 y 3 de la subsección anterior.

En la Fig. 13, se presenta los ajustes óptimos del relé 51Q donde se presentan las curvas de fase y neutro del relé de protección principal 13.8 kV (color negro), del RC (color rojo), de la función 51Q (color rosado), del RL (azul) y del FL estandarizado de la zona 2 (color lila).

Además, en la Fig. 13 se aprecia que para una HIF basada en la superficie de contacto en análisis, se produce valores de corrientes $|3I_2|$ entre los 20 A y 170 A (véase curvas de color anaranjado), por ende, con los ajustes implementados, la función 51Q despeja correctamente y en tiempos óptimos la HIF. Sin embargo, al producirse fallas francas en los distintos nodos del alimentador y de acuerdo con la magnitud de corriente de falla, las protecciones tradicionales ajustadas en el RC, RL o FL deben operar como protecciones principales y la función 51Q como un respaldo de estas.

Por otro lado, para configurar la función 46BC, se necesita analizar los valores del coeficiente de desbalance I_2/I_1 en condiciones normales de operación para distintos porcentajes de la demanda, además se debe garantizar que se cumpla con la norma IEEE Std 1159™-2019 [17]. En este estudio, se ha simulado una HIF monofásica en la fase C del alimentador en estudio (véase Tabla VI) dando como resultado los valores de I_2/I_1 en los nodos 1, 5 y 9.3 detallados en la Tabla IX.

Para el alimentador en estudio se ha ajustado (pick up) la función 46BC en el porcentaje recomendado por la norma citada [17], la cual es $I_2/I_1 = 3\%$ y se ha considerado un tiempo definido de 10 [s], con el fin de cuidar la sensibilidad, es decir, que las funciones tradicionales de protecciones operen como protección principal ante perturbaciones comunes en la red eléctrica. Observe que, con los ajustes implementados, la función 46BC despeja correctamente una HIF y en un tiempo

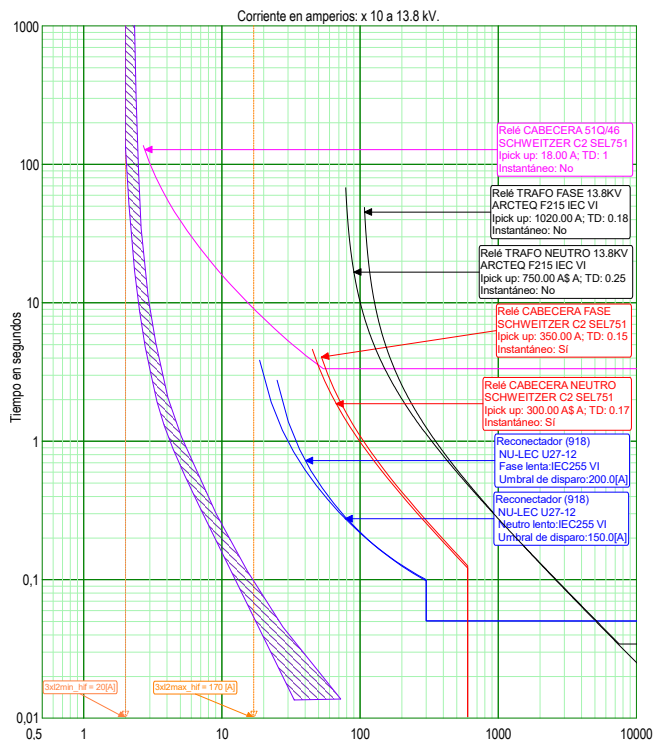


Fig. 13. Coordinación para la implementar la función 51Q del RC para el caso en estudio.

TABLA IX
FUNCIÓN 46BC (%)

HIF en el Nodo	Condición de Carga			
	100%	75%	50%	25%
Sin falla	2.31%	2.22%	2.16%	2.06%
1	47.46%	47.46%	45.41%	45.87%
5	38.77%	36.01%	31.75%	29.29%
9.3	3.94%	5.98%	9.99%	21.18%

óptimo considerando la respectiva sensibilidad entre curvas de protección, independientemente de la carga en la que opera el sistema, tal como se muestra en la Fig. 14.

VI. CONCLUSIONES

Este trabajo presenta un caso de estudio acerca de la detección y despeje de una HIF en un sistema de distribución de CNEL EP EL Oro. Además, se presentó el modelado y la simulación de una HIF en un sistema de distribución.

Dos casos de simulación fueron presentados para el alimentador Expreso 2 perteneciente a la red de distribución de CNEL EP EL Oro, es decir, red desbalanceada y red balanceada, respectivamente. Con los resultados de la simulación se puede afirmar que cuando el sistema está desbalanceado no se puede emitir un criterio para la detección y despeje de HIF porque dependiendo de la fase o nodo donde ocurra la HIF, los valores de I_0 , I_1 y I_2 son diferentes. Además, al ocurrir una HIF monofásica en la fase de mayor corriente de carga, existe la posibilidad de la no actuación de la función 46BC en el

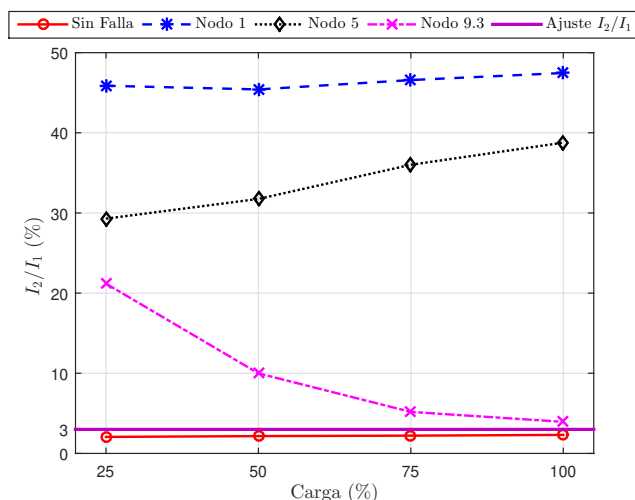


Fig. 14. Coordinación para la implementar la función 51Q del RC para el caso en estudio.

IED de cabecera, tal como se ha verificado en el este artículo mediante simulaciones con datos reales de carga y que han superado el 15% de desbalance de corriente. Por lo tanto, no se puede ajustar a un valor fijo para activar las funciones de protección 51Q y 46BC en los IEDs de cabecera para el caso desbalanceado.

Para la implementación y correcta actuación de las funciones de protección 51Q y 46BC en los IEDs de cabecera, los alimentadores de MV deben cumplir con la norma IEEE Std 1159™-2019 en cuanto a que su porcentaje de desbalance de corriente en el punto común de conexión no sea superior el 3%. En este contexto, se introdujo una metodología para la coordinación óptima de las protecciones para un sistema que cumpla con la norma IEEE Std 1159™-2019.

Finalmente, las funciones 51Q y 46BC del IED de protección de cabecera del alimentador Expreso 2 fueron habilitadas en modo alarma, con base a esto se determinó que el óptimo ajuste de tiempo para las citadas funciones debe ser como mínimo 10 [s].

VII. RECOMENDACIONES Y TRABAJO FUTURO

Con base al estudio realizado y a la experiencia del autor, se realizan las siguientes recomendaciones:

- Coordinación entre los departamentos de Planificación, GIS, Operación/Protecciones y Construcciones de CNEL EP, con el fin de que el Ingeniero de Protecciones sea el encargado de establecer la capacidad del FL de MV y las fases de conexión de la nueva carga por ingresar al sistema eléctrico de distribución, para garantizar que el desbalance siempre sea menor al 3% en los alimentadores de MV.
- Habilitar las funciones de protección 51Q y 46BC en modo alarma con el fin de analizar el comportamiento de estas funciones ante perturbaciones en el alimentador

en estudio y con ello obtener criterios para su implementación.

- Al quedar operativas las funciones 51Q y 46BC en los alimentadores de MV, estos deberán actualizarse mes a mes debido al incremento de carga y así verificar que el desbalance de corriente sea inferior al 3% establecido en la norma IEEE Std 1159™-2019.

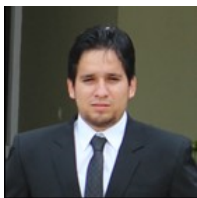
En el desarrollo de este trabajo se encontró que al ocurrir una HIF en el sistema eléctrico de distribución, está afecta a las componentes simétricas y al contenido del tercer armónico (I_{h3}) de las corrientes, por lo tanto, como trabajo futuro se incorporará el ajuste de I_{h3} como una condición complementaria a las funciones de protección 51Q y 46BC con el fin de mejorar su efectividad para sistemas balanceados y desbalanceados.

REFERENCIAS

- [1] C. L. Benner and B. D. Russell, "Practical high-impedance fault detection on distribution feeders," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 33, no. 3, pp. 635–640, 1997.
- [2] David Chan Tat Wai and Xia Yibin, "A novel technique for high impedance fault identification," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 13, no. 3, pp. 738–744, 1998.
- [3] A. Ghaderi, H. L. Ginn III, and H. A. Mohammadpour, "High impedance fault detection: A review," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 143, pp. 376–388, 2017.
- [4] J. C. Gu, Z. J. Huang, J. M. Wang, L. C. Hsu, and M. T. Yang, "High impedance fault detection in overhead distribution feeders using a dsp-based feeder terminal unit," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 57, no. 1, pp. 179–186, 2021.
- [5] B. M. Aucoin and R. H. Jones, "High impedance fault detection implementation issues," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, no. 1, pp. 139–148, 1996.
- [6] W. C. Santos, F. V. Lopes, N. S. D. Brito, and B. A. Souza, "High-impedance fault identification on distribution networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 23–32, 2017.
- [7] G. N. Lopes, V. A. Lacerda, J. C. d. M. Vieira, and D. V. Coury, "Analysis of signal processing techniques for high impedance fault detection in distribution systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp. 1–1, 2020.
- [8] F. Calero, "Rebirth of negative-sequence quantities in protective relaying with microprocessor-based relays," in *57th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2004*, 2004, pp. 190–219.
- [9] J. Lewis Blackburn and T. J. Domin, *Protective Relaying Theory and Applications*. New York, NY: Marcel Dekker, Inc, 2006.
- [10] W. C. Santos, B. A. Souza, N. S. D. Brito, F. B. Costa, and M. R. C. Paes Jr., "High impedance faults: From field tests to modeling," *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 24, pp. 885–896, 2013.
- [11] A. E. Emanuel, D. Cyganski, J. A. Orr, S. Shiller, and E. M. Gulachenski, "High impedance fault arcing on sandy soil in 15 kv distribution feeders: contributions to the evaluation of the low frequency spectrum," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, no. 2, pp. 676–686, 1990.
- [12] D. C. Yu and S. H. Khan, "An adaptive high and low impedance fault detection method," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, no. 4, pp. 1812–1821, 1994.
- [13] S. R. Nam, J. K. Park, Y. C. Kang, and T. H. Kim, "A modeling method of a high impedance fault in a distribution system using two series time-varying resistances in emtp," in *2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37262)*, vol. 2, 2001, pp. 1175–1180 vol.2.
- [14] R. M. Nakagomi, "Proposição de um sistema para simulação de faltas de alta impedância em redes de distribuição," M.S. thesis, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil, 2006. [Online]. Available: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-15122006-103128/pt-br.php>
- [15] ARCONEL, "Atlas del sector eléctrico ecuatoriano 2018," 2018. [Online]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/08/Atlas2018.pdf>

- [16] J. Moncada-León and F. Vaca-Urbano, "Modelo simplificado del alimentador EXPRESO 2," Apr. 20, 2021. [Online]. Available: <https://github.com/>
- [17] "IEEE recommended practice for monitoring electric power quality," *IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009)*, pp. 1–98, 2019.
- [18] A. Elnewehi, E. Schweitzer, and M. Feltis, "Negative-sequence over-current element application and coordination in distribution protection," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, no. 3, pp. 915–924, 1993.
- [19] Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) , "Criando um elemento de desbalance de corrente I_2/I_1 nos relés SEL-351, SEL-451 e SEL-751a," 2011. [Online]. Available: <https://selinc.com/>
- [20] G. Kindermann, *Proteção De Sistema Elétricos De Potência*, ser. 3. Florianópolis, Brasil: UFSC, 2012, vol. 1.
- [21] General Electric Research Laboratory , "Broken conductor (I_2/I_1 or 46BC) - GE 350-a9 instruction manual," 2017. [Online]. Available: <https://www.manualslib.com/manual/1318992/Ge-350-A9.html?page=233>

BIOGRAFÍA



Jonathan Moncada León (Miembro, IEEE y PES), nació en la Ciudad de Machala, Ecuador, en 1991, obtuvo el título de Ingeniero en Electricidad especialización Potencia de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), Ecuador y, fue el mejor graduado de su especialidad en el 2014.

Ingeniero electricista con más de 6 años de experiencia en el sector eléctrico, específicamente en el campo de protecciones eléctricas, control y comunicación de dispositivos electrónicos inteligentes.

Además, ha participado en proyectos públicos para el sector eléctrico, fiscalizaciones de obras de construcción y de consultorías sobre calidad de energía, diseños de subestaciones y líneas eléctricas con un nivel de tensión de hasta 69 kV.



Fernando Vaca Urbano (Miembro, IEEE y PES), Recibió sus títulos de Ingeniero en Electricidad, especialización Potencia, por la ESPOL y Máster Universitario en Ingeniería Eléctrica por la Universidad Politécnica de Madrid, España, Itinerario Investigador. Actualmente es profesor-investigador tiempo completo en FIEC desde el 2017. Ha publicado artículos científicos en revistas y conferencias de la IEEE y además ha participado en proyectos de consultoría en ingeniería eléctrica para empresas públicas y privadas del país. Sus principales áreas

de interés están ligadas al diseño y control de máquinas eléctricas para aplicaciones en redes inteligentes e industriales, así como la gestión de demanda y operación en sistemas de distribución eléctrica.