



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA
CARRERA DE ELECTRICIDAD

**PARAMETRIZACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE UN INTELLIRUPTER INSTALADO
EN LA RED DE MEDIO VOLTAJE DE UN ALIMENTADOR PRIMARIO DE
DISTRIBUCIÓN**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: BRYAN GERARDO QUITO VIDAL
DANIELA ALEJANDRA REYES REINOSO

TUTOR: ING. JORGE LUIS ROJAS ESPINOZA

Cuenca - Ecuador

2023

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Bryan Gerardo Quito Vidal con documento de identificación N° 0105598742 y Daniela Alejandra Reyes Reinoso con documento de identificación N° 0301954483; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 5 de octubre del 2023

Atentamente,



Bryan Gerardo Quito Vidal

0105598742



Daniela Alejandra Reyes Reinoso

0301954483

CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Nosotros, Bryan Gerardo Quito Vidal con documento de identificación N° 0105598742 y Daniela Alejandra Reyes Reinoso con documento de identificación N° 0301954483, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Artículo académico: “Parametrización y puesta en servicio de un Interrupción instalado en la red de medio voltaje de un alimentador primario de distribución”, el cual 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 concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 5 de octubre del 2023

Atentamente,



Bryan Gerardo Quito Vidal

0105598742



Daniela Alejandra Reyes Reinoso

0301954483

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Jorge Luis Rojas Espinoza con documento de identificación N° 0301575866, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: PARAMETRIZACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE UN INTELIRUPTER INSTALADO EN LA RED DE MEDIO VOLTAJE DE UN ALIMENTADOR PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN, realizado por Bryan Gerardo Quito Vidal con documento de identificación N° 0105598742 y por Daniela Alejandra Reyes Reinoso con documento de identificación N° 0301954483, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 5 de octubre del 2023

Atentamente,



Ing. Jorge Luis Rojas Espinoza

0301575866

PARAMETRIZACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE UN INTELLIRUPTER INSTALADO EN LA RED DE MEDIO VOLTAJE DE UN ALIMENTADOR PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN

Bryan Gerardo Quito Vidal
Carrera de Electricidad
Universidad Politécnica Salesiana
Cuenca - Ecuador
bquitov@est.ups.edu.ec

Daniela Alejandra Reyes Reinoso
Carrera de Electricidad
Universidad Politécnica Salesiana
Cuenca - Ecuador
dreyesr1@est.ups.edu.ec

Jorge Luis Rojas Espinoza
Grupo de Investigación en Energías
Universidad Politécnica Salesiana
Cuenca - Ecuador
jrojase@ups.edu.ec

Resumen—En el presente artículo se explica la puesta en servicio de un Intellirupter de S&C Electric Company en la red de medio voltaje de un alimentador primario de distribución perteneciente a la Empresa Eléctrica Azogues, de la ciudad de Azogues - Ecuador. Se ha tomado como caso de estudio el alimentador 124 ubicado en la zona céntrica de la ciudad, que opera a 22kV con una demanda máxima de 2.04MVA. La puesta en servicio del equipo se realizó previa coordinación de protecciones con base en los parámetros de falla, la parametrización de las diferentes señales analógicas y digitales que se desea controlar, y la integración al sistema SCADA de la Empresa Eléctrica. Con la puesta en marcha del equipo se espera disminuir los tiempos de interrupción del suministro eléctrico y mejorar los índices de confiabilidad, resultados que se verán reflejados a largo plazo por medio de un análisis comparativo con el histórico de los índices FMIK y TTIK.

Index Terms—reconectador, alimentador, sobrecorriente

I. INTRODUCCIÓN

El objetivo básico de cualquier sistema eléctrico de potencia es mantener un nivel alto de fiabilidad y calidad del servicio, con la finalidad de minimizar los cortes de energía en situaciones de fallo. Las pérdidas de energía y sobretensiones ocurren de forma impredecible debido a diversos factores como errores humanos, eventos climatológicos, entre otros. En el caso de los sistemas de distribución aéreos, las principales causas de fallas son los fenómenos atmosféricos como descargas eléctricas, contacto de árboles con líneas eléctricas o vientos, pero dichas fallas no suelen ser permanentes gracias a la interrupción rápida del circuito.

Los reconectores son catalogados como sistemas de protección y actualmente son aplicados en prácticamente toda red de distribución eléctrica, sin embargo, la tecnología de recierre convencional muchas veces causa estrés a los equipos y presenta limitaciones en la detección de fallas, incluso cuando la corriente de falla excede la corriente de *pick up* del equipo. Por otra parte, la tecnología *Pulse Closing* con la que trabaja el *intellirupter* es similar a la tecnología de recierre

convencional, pero con la diferencia de que lo hace por pulsos, es decir, una reconexión más controlada que permite verificar de manera más eficiente que una línea eléctrica ha eliminado la falla antes de realizar la operación de cierre. Además, al realizar una reconexión por pulsos se disminuye significativamente el estrés a todos los equipos de la red de distribución, de manera especial a los transformadores y las líneas.

Al tratarse de un equipo de protección eléctrica, fue necesario realizar en primer lugar, la coordinación de protecciones por medio del ajuste de curvas TCC tanto para la sobrecorriente de fase como para la sobrecorriente de tierra utilizando el software *CYMTCC*, el cual presenta una amplia librería de certificaciones para las curvas (ANSI, IEC, ABB, etc). Posterior a la coordinación de protecciones, se realizó la parametrización del equipo, lo cual consistió en realizar un mapeo de las diferentes señales que lee y envía el equipo por medio del software *Intellilink*, propio del fabricante.

Partiendo de las diferentes señales mapeadas, se realizó la integración del *intellirupter* al sistema *SCADA* de la empresa, para lo cual fue necesario obtener coordenadas de cada señal por medio del software *SUBNET* para posteriormente cargarlas al software *ADE*, con lo cual quedó completado el proceso de integración del equipo.

Finalmente, para comprobar el funcionamiento del equipo y la correcta puesta en marcha, se realizó una prueba de campo, misma que consistió en simular dos fallas en el alimentador y observar los parámetros leídos por el *intellirupter*, su enlace al centro de control y su comportamiento ante las fallas. Estos ensayos dieron resultados positivos, mostrando que efectivamente el equipo realiza la reconexión por pulsos, y verifica la falla antes de realizar la reconexión, además que abre el circuito únicamente en la fase en que fue detectada la falla, permitiendo que las dos fases restantes sigan operando,

disminuyendo así, la cantidad de abonados afectados.

II. TECNOLOGÍA PULSE CLOSING

La tecnología *Pulse Closing* o de cierre por pulsos se puede considerar como el primer avance en la tecnología de reconexión de los últimos 70 años, ya que viene a reemplazar a la tecnología de reconexión convencional que se utiliza en prácticamente toda red de distribución eléctrica. La tecnología *Pulse Closing*, en términos simples, es la acción de cerrar y luego abrir muy rápidamente los contactos del tablero de distribución. Toda esta acción se completa entre 3 y 8ms, y el pulso resultante se analiza para determinar si aún hay falla presente sin permitir que fluya la corriente de falla completa.

II-A. Comportamiento de la corriente de falla

Una parte clave de esta tecnología es cerrar en el punto óptimo de la forma de onda de voltaje para lograr un cierre con menor corriente de falla. Cerrar un circuito con falla a un voltaje cero da como resultado una corriente totalmente asimétrica con una corriente máxima de aproximadamente 2,6 veces la corriente de falla RMS simétrica, como se aprecia en la figura 1. Mientras que el cierre justo antes del pico de voltaje da como resultado una corriente pico de aproximadamente 1,4 veces la corriente de falla RMS simétrica, como se observa en la figura 2.

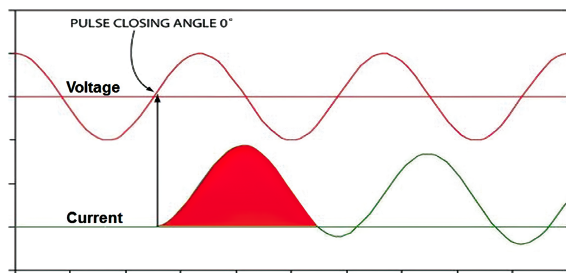


Figura 1. Cierre de un circuito con falla a un voltaje cero

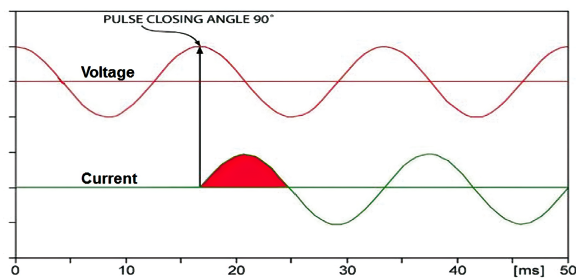


Figura 2. Cierre de un circuito con falla justo antes del pico de voltaje

Partiendo de este análisis, de acuerdo con [18], se puede entender que la esencia de la tecnología *Pulse Closing* es la capacidad de detectar la presencia de una falla sin estresar el sistema o desconectar la energía a los clientes, por lo que resulta innovador el considerar que este concepto puede aplicarse a un solo dispositivo o puede integrarse a la red de distribución pudiendo reemplazar completamente a los reconectores tradicionales.

II-B. Intellirupter

El *intellirupter* de S&C Electric Company sobre el cuál se aplica el presente trabajo, es básicamente un dispositivo que utiliza la tecnología *Pulse Closing*, es decir, actúa como un reconector tradicional pero las diferentes reconexiones lo hace por medio de pulsos. De manera específica, el comportamiento de este equipo ante una sobrecorriente se puede observar en la figura 3, en donde se aprecia que realiza el disparo con un porcentaje de la corriente nominal y va aumentando este porcentaje a medida que detecta si la falla persiste o ya fue solventada.

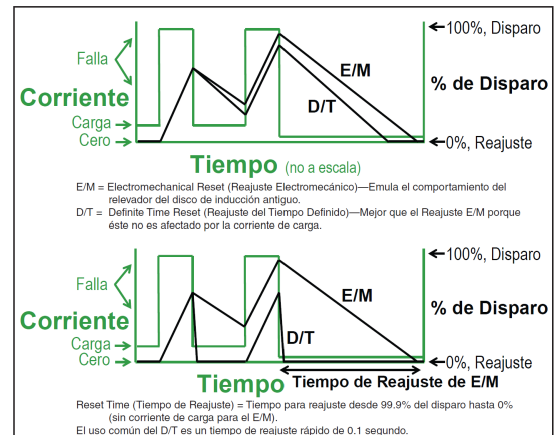


Figura 3. Actuación del Intellirupter ante una falla

A partir de la figura 3, se puede apreciar también otra explicación del porque el *intellirupter* evita el estrés y el sobre-esfuerzo de los diferentes componentes de la red de distribución, a diferencia de un reconector tradicional, el cual al momento de realizar la reconexión no lo hace de manera progresiva, provocando que los elementos de la red presenten un sobre-esfuerzo, sobre todo si se tiene una falla permanente.

III. METODOLOGÍA

La metodología que se usará para esta investigación es cuantitativa y sistemática, y en la cuál se aplicará el método científico utilizando como prototipo la instalación del *intellirupter* a partir de unas especificaciones previamente definidas para corregir de manera inteligente posibles fallas que se puedan dar en la red de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues.

Los pasos que se siguieron para realizar la correcta puesta en servicio del equipo fueron basados en los pasos que se siguen cuando se trabaja con un reconector tradicional; sin embargo, fue necesario adaptar algunos procesos, para lo cual se utilizó como base el manual [11], proporcionado por el fabricante. La metodología aplicada se detalla a continuación, con base en el algoritmo presentado en la figura 4.

- **Recolección de datos de carga y falla:** Revisión de la información histórica de carga y datos de falla del alimentador 124 de la Empresa Eléctrica Azogues.
- **Coordinación de protecciones:** Análisis y realización del ajuste de las diferentes curvas de protecciones de acuerdo a los datos de carga y falla del alimentador 124, teniendo como guía los parámetros y certificaciones soportadas por el *intellirupter*.
- **Parametrización:** Configuración de parámetros de los diferentes tipos de falla y configuración de señales de entrada y salida siguiendo los manuales y las hojas técnicas proporcionadas por el fabricante.
- **Integración y pruebas:** Integración del *intellirupter* a la red de medio voltaje de la Empresa Eléctrica Azogues, enlace al centro de control por medio de sistema *SCADA* y pruebas de funcionamiento.
- **Análisis de Resultados:** Análisis del comportamiento del equipo integrado a la red, y correcciones en caso de ser necesarias.

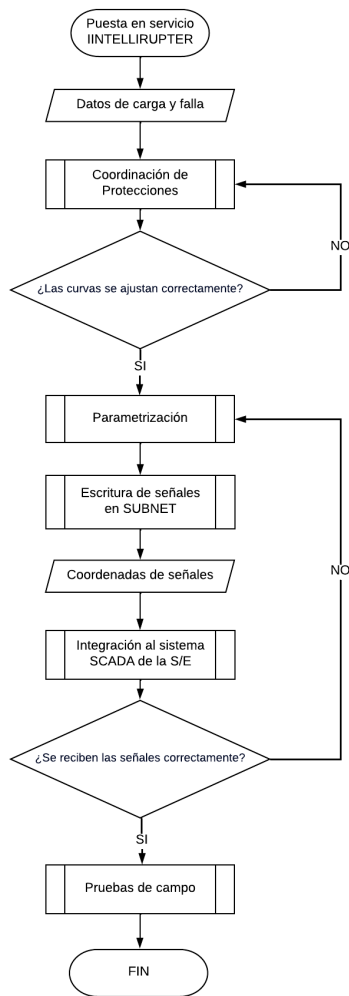


Figura 4. Metodología aplicada en la puesta en servicio del intellirupter

IV. CASO DE ESTUDIO

Como caso de estudio para la implementación práctica y puesta en servicio se consideró el alimentador 124 de la Empresa Eléctrica de la ciudad de Azogues - Ecuador, el cual opera en medio voltaje a 22kV con demanda máxima de 2.04MVA. El alimentador se encuentra conectado a la Subestación Azogues 2 por medio de una red aérea tipo radial, conexión GndY (3F4C) con topología 3X3/0(1/0) Al.

La selección del nodo de instalación del intellirupter se realizó a partir de un análisis técnico-económico, ya que por su ubicación en la zona céntrica de la ciudad de Azogues, y por una inversión que ronda los \$500 000, este alimentador representa un eje central y de gran importancia para toda la red de distribución de la empresa, siendo además, un activo considerable para la misma.

V. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

De acuerdo con [13], “La protección eléctrica se encarga de aplicar elementos que detecten de forma sensible las fallas para minimizar daños a los componentes y personas involucradas, así como limitar la duración y extensión de la interrupción del servicio”. La coordinación de protecciones consiste en determinar los puntos de operación de las curvas características tiempo-corriente (curvas TCC) de los dispositivos de protección, seleccionándolos y ajustándolos adecuadamente para lograr una coordinación ideal.

El ajuste de protecciones del *intellirupter* se hizo con *CYMTCC*, considerando las curvas de ajuste de todos los equipos de protección de la red como: relé de protección y control del alimentador, protecciones de sobrecorriente instantánea (50P y 50N), protecciones de sobrecorriente temporizada (51P y 51N) y relé diferencial (87) del transformador de potencia. Con el fin de mantener una estandarización en la empresa distribuidora, se realizó el ajuste de las curvas para sobrecorriente de fase y para sobrecorriente de tierra.

V-A. Coordinación para sobrecorriente de fase

Para realizar el ajuste de la curva del *intellirupter* ante una sobrecorriente de fase, se hizo uso de los diferentes valores de esta sobrecorriente, mismos que se presentan en la tabla 1.

Considerando que la S/E Azogues 2 se energiza desde la subestación Cuenca, a partir de la tabla 1 se tiene que el valor de corriente sobre el cuál se coordinará la curva de sobrecorriente de fase del *intellirupter* es de 3900A.

$$I_{CC-FASE} = 3900A \quad (1)$$

Tomando como referencia la protección del relé diferencial del transformador de la S/E Azogues 2, la curva con la que se ajustó la protección para sobrecorriente de fase del *intellirupter* fue la IEC E.I (Extremadamente Inversa), con la cuál se verificó el siguiente tiempo de paso:

Tabla I
VALORES DE SOBRECORRIENTE DE FASE

Subestación	Posición	Origen	Destino	TC	SOBRECORRIENTE DE FASE			
					Temporizada		Tiempo definido	
					Ip	TD	Ip	TD
Cuenca (Transelectric)	Línea	Cuenca	Huablinca y	600:5	600A	0.15	3900A	0
Huablinca y (09)	Línea	Huablinca y	Cuenca	600:5	240A	0.05	996A	0
Huablinca y (09)	Línea	Huablinca y	Azogues 1	600:5	300A	1.7	2850A	0.23
Azogues 1	Línea	Azogues 1	Guapan	300:5	288A	0.05	N/A	N/A
Azogues 1	Transformador	Azogues 1		800:5	392A	0.12	N/A	N/A

Fuente: Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR, 2022

Tabla II
VALORES DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA

Subestación	Posición	Origen	Destino	TC	SOBRECORRIENTE DE TIERRA			
					Temporizada		Tiempo definido	
					Ip	TD	Ip	TD
Cuenca (Transelectric)	Línea	Cuenca	Huablinca y	600:5	120A	0.55	2220A	0
Huablinca y (09)	Línea	Huablinca y	Cuenca	600:5	30A	0.05	N/A	N/A
Huablinca y (09)	Línea	Huablinca y	Azogues 1	600:5	120A	2.4	N/A	N/A
Azogues 1	Línea	Azogues 1	Guapan	300:5	90A	0.05	N/A	N/A
Azogues 1	Transformador	Azogues 1		800:5	120A	0.15	N/A	N/A

Fuente: Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR, 2022

$$T_p = 213ms \quad (2)$$

Cumpliendo de esta manera con la norma IEEE C37.113 [21], en donde se recomienda que el tiempo de paso debe estar entre 200 y 400ms para una coordinación óptima de protecciones. En la figura 5 se puede apreciar el ajuste de la curva del *interrupitor*, bajo el nombre NOJA-523.

V-B. Coordinación para sobrecorriente de tierra

De la misma forma que para la coordinación de una sobrecorriente de fase, para realizar el ajuste de la curva del *interrupitor* ante una sobrecorriente de tierra, se hizo uso de los diferentes valores de esta sobrecorriente, mismos que se presentan en la tabla 2.

Bajo el mismo análisis previo, a partir de la tabla 2 se tiene que el valor de corriente sobre el cuál se coordinará la curva de sobrecorriente de tierra del *interrupitor* es de 2220A.

$$I_{CC-TIERRA} = 2220A \quad (3)$$

Tomando como referencia la protección del relé diferencial del transformador de la S/E Azogues 2, no se logró una coordinación de protecciones adecuada, ya que la curva más baja se encontraba en 196ms para la corriente de análisis, lo cual impidió el ajuste de las curvas y por ende se tuvo que omitir la protección del *interrupitor*.

$$T_p < 200ms \quad (4)$$

Lo cuál no cumple con la recomendación de la norma IEEE C37.113 [21]. En la figura 6 se puede apreciar las curvas

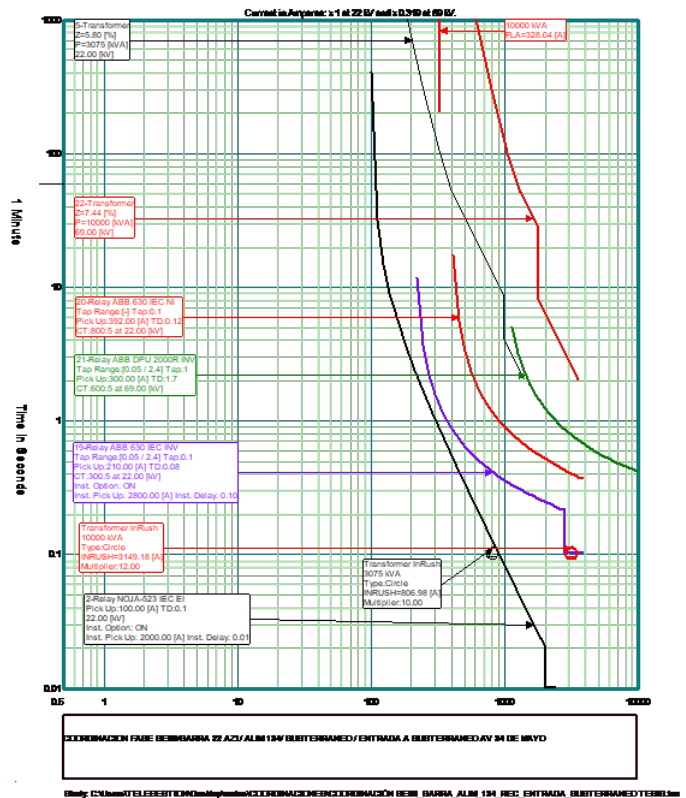


Figura 5. Curvas de ajuste para sobrecorriente de fase

de protección de los diferentes equipos de la red, y como la curva del *intellirupter*, bajo el nombre NOJA-523 no se pudo coordinar.

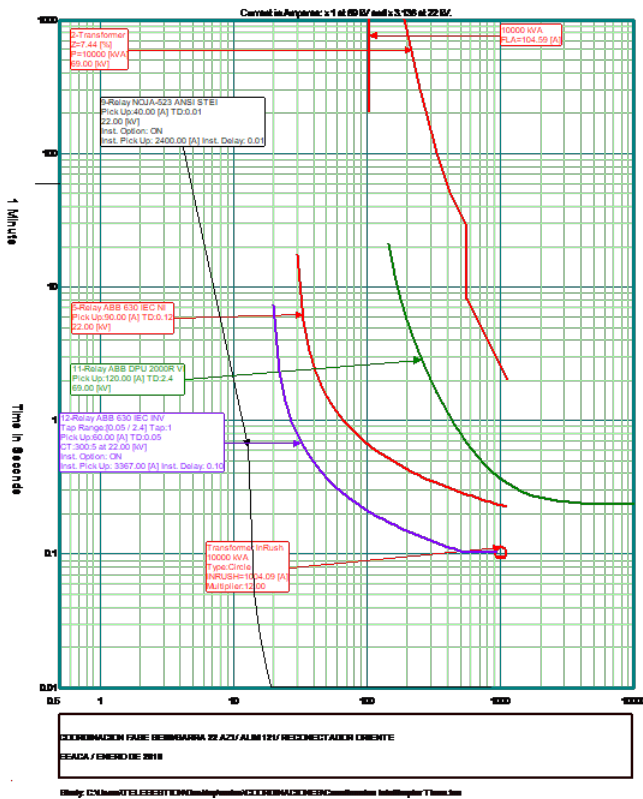


Figura 6. Curvas de ajuste para sobrecorriente de tierra

VI. PARAMETRIZACIÓN

La parametrización del equipo *intellirupter* consistió básicamente en configurar todos sus parámetros de acuerdo al estudio realizado en cuanto a sobrecorrientes y parámetros de falla, razón por la cuál se tuvo dos diferentes tipos de parametrización, la primera de protecciones y la segunda de señales.

VI-A. Parametrización de protecciones

La parametrización de protecciones consistió en cargar la información del ajuste de curvas TCC al equipo, tanto para sobrecorriente de fase como para sobrecorriente de tierra. Para esto, se hizo uso directamente de los datos obtenidos en la coordinación de protecciones: valor de sobrecorriente, curva de ajuste y tiempo de paso.

Dichos valores fueron cargados directamente en el software *Intellilink*, propio del fabricante, con el cuál se validaron los datos de la coordinación y se configuró el equipo. Cabe mencionar que al no poder coordinar el *intellirupter* ante una sobrecorriente de tierra, fue necesario parametrizar, únicamente la protección ante una sobrecorriente de fase.

VI-B. Parametrización de señales

La parametrización de señales consistió en realizar un mapeo de las diferentes señales que se desea el equipo reciba y envíe de acuerdo a los parámetros de las fallas y a los requerimientos de la empresa distribuidora. Para realizar este mapeo de señales o llamado también mapeo de puntos en el *intellirupter* se hizo uso del manual [11], en donde se detalla las diferentes señales que el equipo tiene capacidad de leer y enviar, mismas que se dividieron en tres grupos: entradas analógicas, entradas binarias y salidas binarias.

VI-B1. Entradas Analógicas: Las entradas analógicas corresponden a los diferentes valores continuos que puede leer el *intellirupter*, tales como voltajes, corrientes, potencias, factor de potencia, etc. El equipo permite leer 77 diferentes señales analógicas, sin embargo, no todas son de utilidad para la Empresa Eléctrica Azogues, razón por la cual, se tuvo que depurar estas señales y elegir las de interés, buscando también mantener una homogeneidad con los reconectores tradicionales de la empresa. Después de este filtro, únicamente se tomaron 32 entradas analógicas, las cuales se detallan en la tabla 3.

Tabla III
SEÑALES DE ENTRADA ANALÓGICAS

Analog Point	Code-Description	Event Class
0	1: Voltage Pole 1 Terminal X	Class 1
1	2: Voltage Pole 2 Terminal X	Class 1
2	3: Voltage Pole 3 Terminal X	Class 1
3	4: Voltage Pole 1 Terminal Y	Class 1
4	5: Voltage Pole 2 Terminal Y	Class 1
5	6: Voltage Pole 3 Terminal Y	Class 1
6	9: Battery Voltage	Class 1
7	10: Current, Pole 1	Class 1
8	11: Current, Pole 2	Class 1
9	12: Current, Pole 3	Class 1
10	13: Residual Current	Class 1
11	14: Fault Curnt, Pole 1 Time of Trip	Class 1
12	15: Fault Curnt, Pole 2 Time of Trip	Class 1
13	16: Fault Curnt, Pole 3 Time of Trip	Class 1
14	17: kW, Pole 1	Class 1
15	18: kW, Pole 2	Class 1
16	19: kW, Pole 3	Class 1
17	20: Total kW	Class 1
18	21: kVAR, Pole 1	Class 1
19	22: kVAR, Pole 2	Class 1
20	23: kVAR, Pole 3	Class 1
21	24: Total kVAR	Class 1
22	25: Power Factor, Pole 1	Class 1
23	26: Power Factor, Pole 2	Class 1
24	27: Power Factor, Pole 3	Class 1
25	28: Power Factor Angle, Pole 1	Class 1
26	29: Power Factor Angle, Pole 2	Class 1
27	30: Power Factor Angle, Pole 3	Class 1
28	40: Line Frequency	Class 1
29	41: Temperature	Class 1
30	55: Total kVA	Class 1
31	56: Total Power Factor	Class 1

VI-B2. Entradas Binarias: Las entradas binarias, llamadas también estados, son los diferentes valores discretos o binarios

que puede leer el *interrupción*, tales como apertura de una de las fases, línea caliente activa, disparos por sobrecorriente, etc. A diferencia de las entradas analógicas, el equipo recibe las entradas binarias como 1 o 0. El *interrupción* permite leer 172 diferentes señales binarias, sin embargo, como sucede con las señales analógicas, no todas son de interés técnico para la Empresa Eléctrica Azogues, razón por la cual, después de un filtro de estas señales, únicamente se tomaron 50 entradas binarias, las cuales se detallan en la tabla 4.

Tabla IV
SEÑALES DE ENTRADA BINARIAS (ESTADOS)

Status Point	Code-Description	Class
0	1: Pole 1 Open	Class 1
1	2: Pole 1 Closed	Class 1
2	3: Pole 2 Open	Class 1
3	4: Pole 2 Closed	Class 1
4	5: Pole 3 Open	Class 1
5	6: Pole 3 Closed	Class 1
6	7: IntelliRupter Open-all Poles	Class 1
7	8: IntelliRupter Closed-all Poles	Class 1
8	9: Manual Lever Locked Open	Class 1
9	16: Closing Profile 2 Active	Class 1
10	17: Hot Line Tag Profile Active	Class 1
11	21: Use 2nd Closing Profile	Class 1
12	26: Battery System Low	Class 1
13	27: Battery System Bad	Class 1
14	28: Battery Charger Problem	Class 1
15	29: AC Control Power	Class 1
16	34: Overcurrent Timing	Class 1
17	35: OverCurrent Trip, Pole 1	Class 1
18	36: OverCurrent Trip, Pole 2	Class 1
19	37: OverCurrent Trip, Pole 3	Class 1
20	38: OverCurrent, Any Pole	Class 1
21	39: Tripped to Lockout	Class 1
22	46: IntelliRupter Alarm	Class 1
23	47: IntelliRupter Warning	Class 1
24	48: IntelliRupter Error	Class 1
25	55: Pulse Detected a Fault	Class 1
26	57: IT Prohibit Rest. Enabled	Class 1
27	75: Sensitive Earth Trip Blocked	Class 1
28	76: Overcurrent Timing SEF	Class 1
29	77: Overcurrent Trip SEF	Class 1
30	78: Tripped to Lockout SEF	Class 1
31	83: Current in Direction 1	Class 1
32	84: Current in Direction 2	Class 1
33	85: Close Blocked, Pulse Unavailable	Class 1
34	88: Tripped to Lockout- Pole 1	Class 1
35	89: Tripped to Lockout- Pole 2	Class 1
36	90: Tripped to Lockout- Pole 3	Class 1
37	91: Pulse Detected Fault- Pole 1	Class 1
38	92: Pulse Detected Fault- Pole 2	Class 1
39	93: Pulse Detected Fault- Pole 3	Class 1
40	96: Battery Disconnected	Class 1
41	111: Close Bilk'd, Insufficient Energy	Class 1
42	115: Ground Element Tripped	Class 1
43	116: Neg.Seq. Element Tripped	Class 1
44	117: Definite Time Trip	Class 1
45	128: Phase Pole 1 Overcurrent Timing	Class 1
46	129: Phase Pole 2 Overcurrent Timing	Class 1
47	130: Phase Pole 3 Overcurrent Timing	Class 1
48	131: Phase Any Pole Overcurrent Timing	Class 1
49	132: Phase Any Pole Overcurrent Tripped	Class 1

VI-B3. *Salidas Binarias*: Las salidas binarias, llamadas también controles, son los diferentes valores discretos o binarios que puede escribir el equipo en la red y lo hace en función de los estados (entradas binarias), es decir, si por ejemplo el equipo lee un 1 en un disparo por sobrecorriente, enviará una señal al centro de control, de tal forma de dar información al operador sobre la fase donde ocurrió la sobrecorriente. El *interrupción* permite escribir 63 diferentes señales binarias, no obstante, la Empresa Eléctrica Azogues encontró que no todas las señales eran relevantes para su operación. Por lo tanto, después de un análisis se filtraron estas señales y se seleccionaron únicamente aquellas que eran de interés, asegurando al mismo tiempo una coherencia con los reconectores tradicionales utilizados por la empresa. Después de este proceso de filtrado, se identificaron un total de 31 salidas binarias, mismas que se detallan en la tabla 5.

Tabla V
SEÑALES DE SALIDA BINARIAS (CONTROLES)

Control Point	Code-Description	Objet Type
0	1: Open IntelliRupter	Latch
1	2: Close IntelliRupter	Latch
2	3: General Profile 1	Latch
3	4: General Profile 2	Latch
4	5: General Profile 3	Latch
5	6: General Profile 4	Latch
6	7: Enable Hot Line Tag	Latch
7	9: Start Battery Test	Latch
8	11: Enable/Block Ground Trip	Latch
9	12: Enable/Block Sensitive Earth Trip	Latch
10	13: Enable/Block Circuit Testing	Latch
11	15: Enable/Block Test on Backfeed	Latch
12	17: Use 2nd Closing Profile	Latch
13	24: Open/Close IRupter-SCADA	Latch
14	27: Open Pole 1	Latch
15	28: Open Pole 2	Latch
16	28: Open Pole 3	Latch
17	30: Close Pole 1	Latch
18	31: Close Pole 2	Latch
19	32: Close Pole 3	Latch
20	33: Open/Close Pole 1	Latch
21	34: Open/Close Pole 2	Latch
22	35: Open/Close Pole 3	Latch
23	37: Pulseclose Test	Latch
24	38: Pulseclose Test Pole 1	Latch
25	39: Pulseclose Test Pole 2	Latch
26	40: Pulseclose Test Pole 3	Latch
27	49: Pulse Test	Latch
28	50: Pulse Test Pole 1	Latch
29	51: Pulse Test Pole 2	Latch
30	52: Pulse Test Pole 3	Latch

VII. INTEGRACIÓN DEL INTELLIRUPTER A LA RED DE MEDIO VOLTAJE DE LA E.E.A

La integración del *interrupción* a la red de medio voltaje de la Empresa Eléctrica Azogues consistió en enlazar el equipo al alimentador 124 con el fin de tener un control remoto del mismo, y de las diferentes señales que lee o escribe en la red. Como primer paso, y en base a la parametrización, se cargó todo el mapa de puntos al software *SUBNET*, mismo

que se encargó de verificar cada una de las señales y generar una coordenada única para cada señal, como se aprecia en la figura 7. En donde a partir de este punto el *interruption* pasa a llamarse R-A017, codificación propia de la empresa para los reconectores, ya que para mantener un mejor control y una homologación, el *interruption* será tratado como un reconector tradicional.

Como paso final de la integración, se cargó cada una de las coordenadas obtenidas en el sistema SCADA del centro de control de la Empresa Eléctrica Azogues. Para realizar este proceso se hizo uso del software ADE, el cual cabe mencionar, ya no verifica las señales sino únicamente las detecta, razón por la cual se tuvo cautela en cuanto a que señal le corresponde cada coordenada. Una vez realizado este paso, el equipo quedó completamente integrado a la red de medio voltaje de la Empresa Eléctrica Azogues, y como ya se mencionó, su control se lleva como un reconector tradicional bajo el nombre R-A017.

En la figura 8 se puede apreciar la visualización completa de los reconectores desde el centro de control, en donde el R-A017 está funcional y leyendo las señales.

VIII. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Como resultados se presenta la integración completa del equipo y su puesta en marcha, misma que fue verificada por medio de una prueba de campo, en donde se simuló dos fallas en el alimentador 124 que fueron detectadas de manera eficiente por el *interruption*. Al momento de simular las fallas, sonaron las alertas en el centro de control y el equipo empezó a realizar las operaciones de cierre de manera progresiva y por pulsos, manteniendo una corriente baja al momento de cada reconexión.

El alcance del presente artículo radica en la puesta en servicio del *interruption*, sin embargo, los resultados buscados por la Empresa Eléctrica Azogues al instalar este equipo son disminuir las interrupciones y los tiempos de interrupción, mismos que se pueden ver reflejados en los índices de confiabilidad FMIK y TTIK. Cabe mencionar que estos resultados se pueden ver a largo plazo, por lo cual el presente artículo deja la puerta abierta a próximos trabajos de investigación que radiquen en el análisis de estos índices de confiabilidad a partir de los datos presentados en la tabla 6.

Adicionalmente, como se mencionó, la Empresa Eléctrica Azogues tiene una inversión aproximada de \$500 000 en la red soterrada del alimentador 124, razón por la cual, otro de los objetivos que busca la empresa con la implementación del *interruption* es precautelar ese activo y aumentar su tiempo de vida útil.

IX. CONCLUSIONES

Si bien los reconectores tradicionales son equipos bastante complejos y útiles, presentan limitaciones a la

Tabla VI
HISTÓRICO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR 124 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES

ÍNDICES DE INTERRUPTIÓN POR KVA INSTALADO		
ELEMENTO DE RED	ALIMENTADOR 124 (alta densidad)	
Periodo	FMIK	TTIK
Junio 2022	0.0329	0.0168
Julio 2022	0.0722	0.0572
Agosto 2022	0.0953	0.2029
Septiembre 2022	0.0087	0.0030
Octubre 2022	0.0072	0.0144
Noviembre 2022	0.0000	0.0000
Diciembre 2022	0.0044	0.0105
Enero 2023	0.0087	0.0201
Febrero 2023	0.0073	0.0093
Marzo 2023	0.0524	0.2091
Abril 2023	0.0116	0.0255
Mayo 2023	0.0175	0.0226
TOTAL	0.3182	0.5914
LÍMITE	7	10

Fuente: Empresa Eléctrica Azogues, 2023

hora de detectar de manera eficiente las fallas, y más aún, si ocurre una falla permanente, ya que el reconector tradicional provoca estrés a los diferentes equipos de la red de distribución, de manera especial a las líneas y a los transformadores de potencia, elementos críticos del sistema.

El *interruption* es un dispositivo que lleva pocos años en el mercado, sin embargo, ha mostrado resultados bastante positivos en los lugares donde se lleva utilizando, tales como disminución de daños en los transformadores de potencia, mejora significativa en la eficiencia del suministro eléctrico e incluso ha presentado beneficios económicos al reducir costos de mantenimiento de los equipos, razón por la cual se tiene amplias expectativas a largo plazo.

Más allá de actuar como un reconector, el *interruption* es un dispositivo de conmutación eléctrica inteligente que se puede utilizar para detectar, aislar e interrumpir fallas. Además, se puede decir que son equipos que vuelven obsoletos a los reconectores convencionales, ya que tienen la capacidad de reconocer y actuar de la misma manera incluso si en la red se tiene generación distribuida, término ampliamente usado y aplicado en el contexto global actual.

RECONOCIMIENTO

Los autores reconocen y agradecen al Ing. Diego Quezada, trabajador de la Empresa Eléctrica Azogues por el apoyo brindado a lo largo de todo el proceso de investigación y desarrollo.

Se agradece de manera especial también a la Empresa Eléctrica Azogues y a la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca-Ecuador, instituciones que fueron pilar fundamental para la escritura de este artículo.

Name	EGU	Convert	Engineering units	Calculate Averages	Group	Input Coordinates	Exception Deadband	Input Type	Out Min (raw)	Out Max (raw)	Out Min (EGU)	Out Max (EGU)	Out Conv
02AZ01RPR112422-R-A017FP					EEACAAzogues	6412	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017FPA					EEACAAzogues	6409	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017FPB					EEACAAzogues	6410	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017FPF					EEACAAzogues	6411	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017FPFC					EEACAAzogues	6421	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017A			Hz		EEACAAzogues	6378	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017B			A		EEACAAzogues	6379	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017C			A		EEACAAzogues	6380	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017FALLA-A			A		EEACAAzogues	6382	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017FALLA-B			A		EEACAAzogues	6383	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017FALLA-C			A		EEACAAzogues	6384	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017K			A		EEACAAzogues	6381	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017P			KW		EEACAAzogues	6416	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017PA			KW		EEACAAzogues	6413	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017PB			KW		EEACAAzogues	6414	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017PC			KW		EEACAAzogues	6415	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017Q			KVAr		EEACAAzogues	6420	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017QA			KVAr		EEACAAzogues	6417	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017QB			KVAr		EEACAAzogues	6418	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017QC			KVAr		EEACAAzogues	6419	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017S			kVA		EEACAAzogues	6401	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017VAB			kV		EEACAAzogues	6371	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017VBC			kV		EEACAAzogues	6372	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017VCA			kV		EEACAAzogues	6373	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017VCC-BATE			V		EEACAAzogues	6377	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017VST			kV		EEACAAzogues	6375	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	
02AZ01RPR112422-R-A017VTR			kV		EEACAAzogues	6376	0	DNP Auto Detect	0	0	0	0	

Figura 7. Coordenadas obtenidas en el software SUBNET



Figura 8. Visualización de reconectores en el sistema SCADA del centro de control

REFERENCIAS

- [1] S&C Electric Company, *Boletín de Especificaciones 766-31S: Especificaciones*, S&C Electric Company, 10 de Diciembre de 2018.
- [2] J. Berry, S. Jupe, M. Meisinger, and J. Outram, "Implementation of an active fault level monitoring system for distributed generation integration," in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*. IET, 2013, pp. 1-4.
- [3] A. T. Beckman, "IntelliRupter placement on the lanl electrical distribution system," Los Alamos National Lab.(LANL), Los Alamos, NM (United States), Tech. Rep., 2011.
- [4] N. Murdoch, J. Berry, and A. Kazerooni, "Distributed generation connections under a fault-level active network management scheme," *CIRED-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1707-1710, 2017.
- [5] S&C Electric Company, "Case Study 766-1003: Automation Without Communications Improves Utility's Reliability," S&C Electric Company, Tech. Rep., February 26, 2018.
- [6] S&C Electric Company, "Case Study 461-1004: A Comprehensive Commitment Challenges Power Reliability's Status Quo," S&C Electric Company, Tech. Rep., October 26, 2020.
- [7] S&C Electric Company, "Case Study 766-1001: Municipal Utility's Grid Improves by 50 % With Self-Healing Technology," S&C Electric Company, Tech. Rep., May 08, 2017.
- [8] S&C Electric Company, "Case Study 766-1002: IntelliRupter Fault Interrupter Ethernet Port Provides Communication Flexibility," S&C Electric Company, Tech. Rep., August 03, 2015.
- [9] S&C Electric Company, "Case Study 180-1075: S&C Self-Healing Technology Saves ENMAX More Than 30 Million Customer Minutes," S&C Electric Company, Tech. Rep., October 22, 2018.
- [10] S&C Electric Company, "Case Study 766-1000: PulseClosing Technology Saves Transformers From the Stress of Damaging Fault Current,"

- S&C Electric Company, Tech. Rep., May 08, 2017.
- [11] S&C Electric Company, *Hoja de Instrucciones 766-530S: Configuración de Protección y Comunicación*, S&C Electric Company, 10 de Enero de 2022.
 - [12] M. J. Mousavi and L. Tang, "Fault Interrupting Devices and Control Methods Therefor," American Patent 10 033 176 B2, Jul. 24, 2018.
 - [13] J. D. Godoy Cárdenas, "Evaluación de la coordinación de reconector-fusible debido a la interconexión de generación emergente," B.S. thesis, Universidad Politécnica Salesiana, 2019.
 - [14] Ó. F. Tuta, R. A. Hincapié et al., "Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida," *Scientia et Technica*, vol. 16, no. 49, pp. 14–19, 2011.
 - [15] A. N. Chiguano Velasco, "Reducción de pérdidas y de la duración de las interrupciones en alimentadores primarios mediante su reconfiguración óptima. Estudio de caso de la Empresa Eléctrica Riobamba," B.S. thesis, Escuela Politécnica Nacional, 2017.
 - [16] L. E. Chanatasig Guanoluiza, "Coordinación de protecciones de los alimentadores primarios a 13,8kV de la S/E Pujilí para la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi," B.S. thesis, Escuela Politécnica Nacional, 2016.
 - [17] E. S. Arce Lazo, "Estudio de coordinación de protecciones en alta y media tensión en la subestación Machala, propiedad de la Corporación Nacional de Electricidad SA-Regional El Oro," B.S. thesis, Universidad Politécnica Salesiana, 2010.
 - [18] Sundaram, A, "Lab Testing 1022283: Pulse Closing Technology," Electric Power Research Institute (EPRI), Tech. Rep., December, 2010.
 - [19] Quezada. D and Lema E, "INFORME COMISIÓN DE PROTECCIONES PARA LA INTERCONEXIÓN DE LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV DE LAS EMPRESAS CENTROSUR, AZOGUES Y TRANSELECTRIC," CENTROSUR, Tech. Rep., June, 2022.
 - [20] Empresa Eléctrica Azogues, "Indicadores año móvil 2023 S/E AZOGUES 2," Empresa Eléctrica Azogues, Tech. Rep., May, 2023.
 - [21] IEEE, "IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission-Line Series Capacitor Banks," IEEE Std C37.113-2015, 2015.