

RECONFIGURACIÓN AUTOMÁTICA DE CIRCUITOS EN LA EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO

Orozco Jiménez David Mauricio; Hoyos Mondragón Pablo Andrés; Ramírez Morales Orlando Iván;

Resumen — La empresa de energía del Quindío, EDEQ, tiene en su sistema de distribución local (SDL) reconectores integrados a su sistema SCADA. Estos equipos están instalados estratégicamente para permitir transferencia de carga entre circuitos. Este documento está centrado en el uso de estos equipos como herramienta para reconfigurar de manera automática la red de distribución.

Los reconectores pueden comunicarse entre sí y compartir variables en tiempo real, por lo cual se ha realizado una programación lógica en algunos de ellos, permitiendo cada vez que se presente una falla sobre el sistema, se realicen aperturas y cierres de manera automática para que se aisle la sección bajo falla y en un tiempo muy corto se realice la transferencia de carga de las secciones del circuito no falladas hacia un circuito alimentador vecino, garantizando la continuidad del servicio en la mayor porción posible del circuito.

Palabras Claves- Automatización de sistemas de distribución, aislamiento de fallas, restauración automática, reconector, redes inteligentes.

Abstract – The Quindio energy company, EDEQ, has built-in reclosers in its SCADA system in its local distribution system (SDL). These equipments are strategically installed to allow load transfer between circuits. This document focuses on the use of these equipment as a tool to reconfigure the distribution network automatically.

The reclosers can communicate with each other and share variables in real time, so a logical programming has been made in some of them, allowing each time a fault occurs on the system, openings and closures are performed automatically so that isolate the section under failure and in a very short time the load transfer of the non-faulted circuit sections to a neighboring power circuit is performed, guaranteeing continuity of service in the largest possible portion of the circuit.

I. INTRODUCCIÓN

La migración a redes automatizadas conlleva un cambio del modo en que se operan actualmente los sistemas de potencia, lo que implica una transición no solo tecnológica sino también operativa. Para lograrlo se requiere adoptar temas como automatización de circuitos, sistemas SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), generación distribuida, redes inteligentes o “Smart Grids”, herramientas TIC que han ido cambiando el paradigma de operación de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.

La reconfiguración automática de los sistemas de distribución es una herramienta importante para la operación y planeación de los sistemas de potencia [1]. Ha estado considerado dentro del contexto de las redes inteligentes [2].

Algunas características deseadas en una red inteligente son la reducción de los costos de operación y mantenimiento y la capacidad para la auto reconfiguración [3].

Una reconfiguración automática busca que se transfiera carga entre circuitos de distribución de forma autónoma cuando en uno de ellos se presente una falla y esta pueda ser aislada entre equipos de apertura y cierre telegestionables desde un SCADA, los cuales, se encuentran instalados estratégicamente a lo largo de la red permitiendo después recuperar las secciones no falladas rápida y automáticamente.

EDEQ está desarrollando un esquema de control el cual consiste en tres niveles de automatización:

1. Interacción coordinada de los equipos de forma autónoma por medio de detección de señales de protección propias y por medio de intercambio de señales entre ellos, conformando de esta manera lo que se ha denominado “Nivel I” de automatización de la red.
2. Coordinación de los equipos de forma automática desde un procesador centralizado, como por ejemplo un PLC, Gateway o una RTU, lo que se ha denominado “Nivel II” de automatización.
3. Control automático del sistema desde la aplicación SCADA conformando lo que sería un “Nivel III” de automatización (Fig.1)

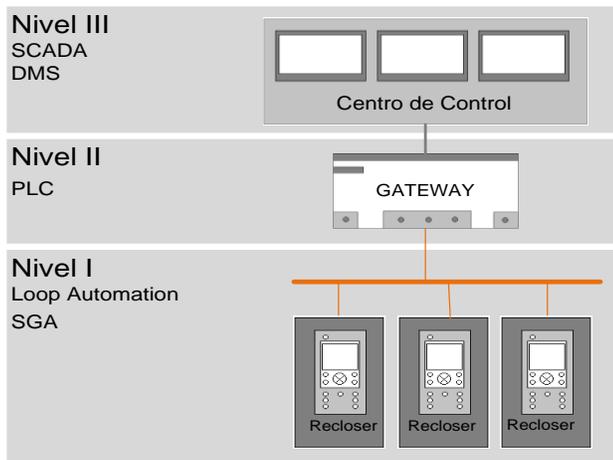


Fig. 1. Niveles de automatización definidos en EDEQ SA ESP

Actualmente EDEQ explora alternativas de control sobre los equipos inteligentes instalados en su SDL operando sobre lo que se ha denominado nivel I o lo que es lo mismo automatización distribuida.

II. PRESENTACIÓN PROBLEMA U OBJETIVO

Cuando se presenta una falla en un circuito de distribución, un operador de centro de control normalmente tarda al menos cinco minutos en transferir la carga de los usuarios que quedaron desatendidos hacia un circuito vecino; esto dado que el operador primero debe reconocer la alarma, después debe determinar el circuito en falla para luego identificar en que parte se encuentra la anomalía de acuerdo al interruptor que presente apertura. Determinado el sitio de falla, se procede con el protocolo establecido para realizar los ensayos respectivos y finalmente en caso de falla permanente proceder con las maniobras necesarias para realizar la transferencia de carga.

Esto se describe en el artículo “Rule-Based Expert System for Service Restoration in Distribution Automation Systems” [4] definiendo que el conocimiento para la restauración del servicio se obtiene de la interacción de las reglas heurísticas utilizadas por los operadores del centro de control basadas en su experiencia.

La demanda desatendida afecta directamente los índices de calidad del servicio y es penalizada por el ente regulador. Por esta razón, la reducción del tiempo en la transferencia de carga se vuelve un asunto de enorme importancia.

De acuerdo al artículo “Application of a computational system to support real time restoration and switching actions in distribution systems” [5], el problema de restauración se puede resumir como:

- Minimizar el tiempo de restauración
- Maximizar las cargas conectadas
- Minimizar las acciones de control.

Teniendo en cuenta esto, el año pasado la EDEQ inició un piloto sobre dos circuitos alimentadores para evaluar el comportamiento de un esquema de reconfiguración automática.

Su funcionamiento se fundamenta en lo que a continuación se describe: cuando se presente una falla permanente en una sección de operación, actuará el equipo de interrupción más cercano a la misma despejando la falla. El reconectador aguas abajo del punto de falla detectará la perturbación sobre el sistema y mediante sus funciones de protección realizará una apertura; a su vez le enviará una señal de manera inmediata a un reconectador de transferencia para que se cierre automáticamente, restableciendo de esta manera el servicio sobre la mayor cantidad de usuarios posibles y aislando la zona fallada.

El sistema objeto de estudio consta de dos circuitos de distribución radiales a nivel de tensión 13,2 kV, los cuales parten de subestaciones diferentes: circuito La Siria (azul) de la subestación Montenegro y el circuito Circasia (verde) de la subestación Los Pinos (TABLA I)

Estos circuitos comparten una transferencia a través de un reconectador normalmente abierto (NA) denominado R-084. Sobre el circuito La Siria, entre el interruptor (el cual es controlado por un dispositivo electrónico inteligente-IED) y el R-084, se tiene instalado el reconectador normalmente cerrado (NC) R-055 y sobre el circuito Circasia entre el interruptor y el R-084 se tiene instalado el reconectador NC R-052. Los dispositivos de corte y maniobra están ubicados sobre la troncal principal de los circuitos y entre los mismos quedan definidas cuatro secciones diferentes (Fig. 2).

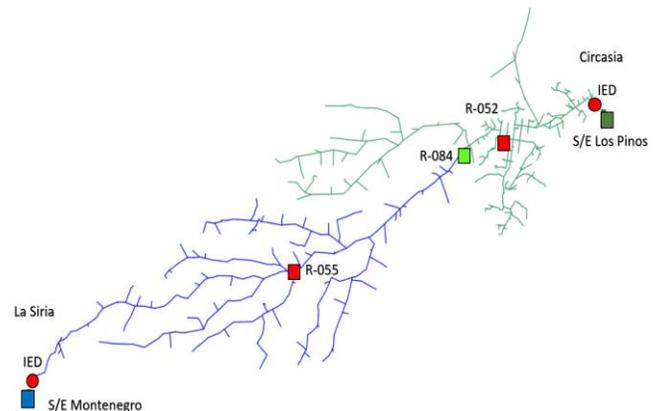


Fig 2. Diagrama unifilar circuitos La Siria-Circasia

El circuito La Siria suministra energía a un importante sector turístico de la región, entre tanto, el municipio de Circasia es atendido por medio del circuito homónimo. En ambos predominan cargas del tipo residencial y comercial.

TABLA I. CARACTERÍSTICAS CIRCUITOS LA SIRIA Y CIRCASIA

Circuito	Subestación	Longitud [km]	Transformadores de distribución	Demanda Máxima [MW]
La Siria	Montenegro	53,2	156	0,32
Circasia	Circasia	50,8	221	2,26

III. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA

A. Herramientas para el automatismo

Los tres reconectores ubicados en los dos circuitos permiten un grado de automatización por medio del software llamado SGA “Smart Grid Automation” el cual es propiedad de la marca Noja Power. Basa su estructura en los estándares IEC 61499 e IEC 61131-3, los cuales permiten el intercambio de señales en tiempo real entre reconectores y el manejo de estas para el desarrollo de aplicaciones de automatización. [6] Utilizando el diseño lógico IEC61499 en los reconectores se permite crear procesos de automatización distribuida para una red inteligente sin necesidad de estaciones de control maestras. [7]

Para el funcionamiento del aplicativo SGA se deben tener los equipos comunicados dentro de un mismo segmento de red con el fin de establecer comunicaciones “punto a punto” entre los reconectores que intervienen en el automatismo, conformando de esta manera el medio para el intercambio de señales (medidas análogas, estados y control). Para lograrlo es requerido un canal de comunicación, en este caso los reconectores están enlazados por fibra óptica y radio frecuencia.

TABLA II. ESTADOS DE OPERACIÓN Y CANALES DE COMUNICACIÓN DE LOS RECONECTADORES

Circuito	Reconector	Estado de Operación	Canal de comunicación
La Siria	R-055	NC	Radio Frecuencia
	R-084	NA	Radio Frecuencia
Circasia	R-052	NC	Fibra Óptica

B. Secciones de operación

Se propone un análisis del sistema de distribución zonificado o por secciones de operación. Cada sección se encuentra definida por el interruptor del alimentador y los reconectores normalmente cerrados y normalmente abiertos en cada uno de los circuitos (Fig.3) [8].

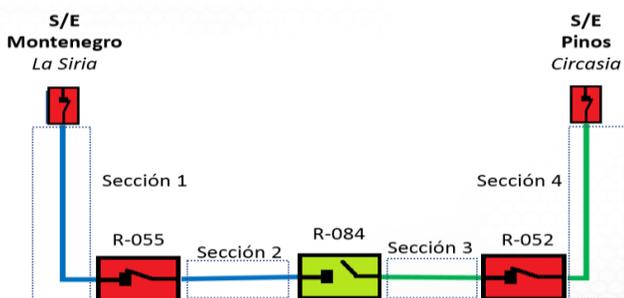


Fig. 3. Secciones de operación

C. Reglas para la transferencia de carga

Fundamentándose en la normatividad operativa de EDEQ, el cumplimiento de las exigencias regulatorias y con base en los documentos [8], [9] y [10], se establecen siete reglas que se deben cumplir en su totalidad cada vez que se va a realizar una transferencia automática de carga, esto con el fin de no afectar en absoluto la calidad de la energía suministrada:

- I. Una sección fuera de servicio sólo puede ser restaurada por otro alimentador de apoyo al cerrar el interruptor normalmente abierto ubicado entre los dos alimentadores. Tanto el alimentador de apoyo como el transformador de la subestación no deben sobrecargarse después de hacerse cargo de la demanda de la zona con servicio interrumpido.
- II. En caso tal que las secciones falladas de un circuito, sobrepasen la capacidad del alimentador de apoyo, del transformador de potencia o de los transformadores de corriente, será restaurada la mayor cantidad de secciones antes de exceder dichos límites.
- III. Cuando un circuito tenga transferencia por medio de más de un punto, se priorizará la misma por medio de aquel circuito que garantice los mejores perfiles de tensión sobre el sistema.
- IV. No se podrán sobrepasar los límites del valor de tensión nominal (V_{nom}) establecidos en la normatividad colombiana: $0,9 \text{ p.u.} \leq V_{nom} \leq 1,1 \text{ p.u.}$
- V. En todo momento se debe garantizar la coordinación de protecciones. Una vez se realiza una reconfiguración la topología del circuito, la dirección de la corriente y la magnitud de la corriente de cortocircuito podrían cambiar considerablemente, con lo cual, en muchos casos se deben garantizar cambios automáticos en los grupos de protección. Esto es posible en los reconectores mediante el mismo aplicativo SGA.
- VI. No se afectarán las políticas de recierres implementadas por EDEQ para la protección de circuitos alimentadores.
- VII. Se debe conservar la topología radial del sistema después de una reconfiguración automática.

D. Simulación del sistema

Los transformadores de potencia y los instrumentos de medida en las subestaciones, así como los conductores eléctricos de los circuitos de media tensión en el sistema de distribución EDEQ, cuentan con la capacidad eléctrica para permitir transferencias de carga entre sus diferentes circuitos de media tensión. Importantes premisas para permitir el funcionamiento de un esquema de transferencia de carga.

Dado que no se cuenta actualmente con la tecnología necesaria para realizar flujos de carga en línea con los parámetros operativos en tiempo real; se realiza la simulación del sistema fuera de línea, mediante el software DigSilent, con el fin de verificar el comportamiento frente a cada uno de los cambios topológicos a los cuales se debe someter para aislar una sección fallada y transferir las cargas entre los dos circuitos.

Se quiere determinar el cumplimiento de las VII reglas anteriormente presentadas y partiendo que en este caso particular se tiene un único punto de transferencia entre ambos circuitos, se enfoca sobre aquellas que tienen que ver con las restricciones eléctricas del sistema de potencia, reglas

I, II y IV: cargabilidad de los transformadores de potencia, cargabilidad de conductores, tramos de red o capacidad de los transformadores de corriente y los perfiles de tensión. El no cumplimiento de cualquiera de estas restricciones haría inviable la transferencia de carga evaluada.

El cumplimiento de estas restricciones en las condiciones de mayor criticidad para el sistema, garantiza el cumplimiento de las mismas bajo cualquier otra condición, por lo tanto, las simulaciones se efectuaron bajo condiciones de demanda máxima.

E. Operación normal del sistema

Se verifica el comportamiento del sistema en su estado normal de operación: interruptores en las subestaciones cerrados, reconectores de protección cerrados y reconector de transferencia abierto (TABLA III).

TABLA III. FLUJO DE CARGA ESTADO NORMAL DE OPERACIÓN

Cto	Dem [MW]	Dem [A]	Cargab. Transform Potencia [%]	Capac TC's [%]	Max. Cargab conduct [%]	Peor perfil de tensión [Vpu]
Circasia	2,26	122,43	49,38	81,62	46,48	0,947
La Siria	0,32	17,32	46,99	8,66	7,18	0,982

F. Falla en distintas secciones

Se verifica el comportamiento del sistema bajo fallas en diferentes puntos, con el fin de evaluar las distintas posibilidades de transferir automáticamente las cargas que se encuentren desenergizadas y aislar la sección bajo falla. (TABLA IV).

TABLA IV. FLUJOS DE CARGA DISTINTAS FALLAS

Sección en falla	Transf erencia	Datos circuito que asume carga			Max. Cargab conduct [%]	Peor perfil de tensión [Vpu]	¿Fact ible?
		Dem [A]	Nueva cargab de Transf Pot [%]	Capac TC's [%]			
Sección 1	R-084	126,71	50,31	84,47	55,08	0,945	SI
Sección 4	R-084	49,83	51,62	24,91	17,49	0,912	SI

G. Lógica de operación

A continuación, se describe la lógica operacional que realizarán los diferentes equipos para restablecer el servicio automáticamente una vez se presente una falla sobre el sistema:

Cuando se presenta una falla permanente en la sección 1, el IED del circuito La Siria enviará un orden de apertura a su interruptor asociado quedando las secciones 1 y 2 desconectadas. El reconector R-055 detectará la ausencia de tensión realizando una apertura a los 2 s por la función de protección mínima tensión (ANSI/IEEE 27) y enviará una

señal al R-084, por medio del aplicativo SGA, “informando” de esta apertura.

El reconector R-084 verificará que la tensión por el lado del circuito Circasia sea mayor a 0,93 p.u para proceder a cerrarse inmediatamente quedando energizada la sección 2 y aislada la sección 1 bajo falla (Fig. 4).

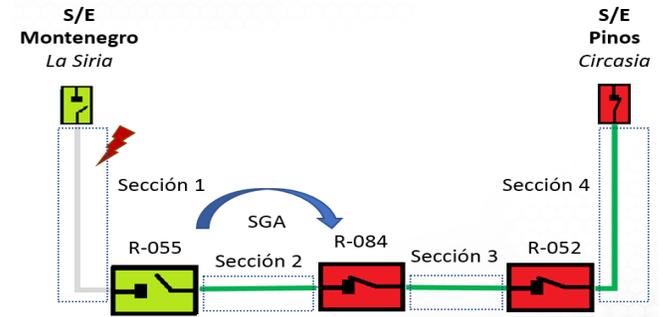


Fig. 4. Falla permanente Sección 1

De manera similar actuará la lógica para fallas permanentes en la sección 4; en este caso el interruptor del circuito Circasia quedaría abierto y el reconector R-052 tendría una apertura por mínima tensión 2 s después y a su vez enviaría la confirmación de esta apertura por medio del SGA al R-084 para que este último verificara la tensión por el lado del circuito La Siria y si fuese superior a 0,93 p.u se cerraría inmediatamente quedando energizada la sección 3 y aislada la sección 4 bajo falla (Figura 5).

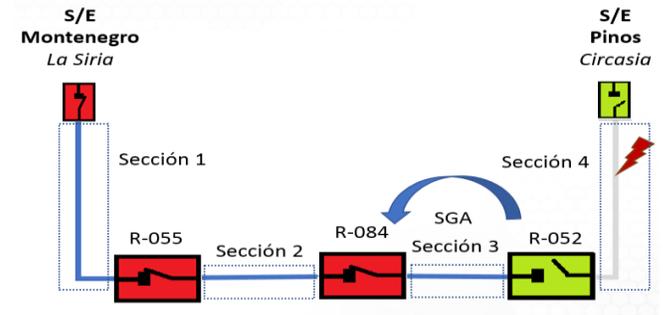


Fig. 5. Falla permanente Sección 4.

Es de resaltar que, para garantizar coordinación de protecciones en los dos escenarios anteriormente planteados y de acuerdo con la regla V de transferencia de carga, se hace un cambio de grupo en el equipo de transferencia (R-084) debido a que la unidad instantánea no coordina para ambos casos.

El automatismo maneja diversas variables simultáneamente con el fin de garantizar las reglas y los escenarios de funcionamiento como son:

- Habilitación y des-habilitación de la protección de baja tensión (R-055 y R-052).
- Cambio de grupos de protección (R-084).
- Verificación de tensión (R-084).
- Des-habilitación del automatismo.

En un escenario de pre-falla, el automatismo realizará un constante monitoreo de las variables de tensión en el equipo de transferencia (R-084), es decir, evalúa que los niveles de tensión en el Circuito la Siria y el Circuito Circasia cumplan con los límites de tensión dados en la *regla IV* para una eventual transferencia ante una falla en la sección 1 o 4, donde al no cumplirse con los niveles de tensión, el automatismo procede a deshabilitar la protección de mínima tensión en los reconectores R-055 y/o R-052 hasta que dichas condiciones se cumplan.

Para que no se presente una operación indeseada del automatismo, desde el entorno de programación se condiciona la apertura de los reconectores R-052 y R-055 por la función de protección de mínima tensión, es decir, cualquier otro tipo de apertura de estos equipos ya sea por protección de sobrecorriente o maniobras de operarios no generaría la señal requerida para iniciar una reconfiguración y desactivara el automatismo. Por lo anterior en caso de presentarse una falla en las secciones 2 y 3, los reconectores R-055 y R-052 despejarán dichas fallas respectivamente y a su vez deshabilitarán el automatismo en los equipos involucrados.

Garantizando seguridad en la operación, se procedió a analizar la combinatoria de las fallas. Ante fallas simultáneas en las secciones 1 y 3, se tendría una apertura por sobrecorriente del R-052, con lo cual a su vez desactivaría el automatismo. Para el caso de una falla simultánea en las secciones 2 y 4, el comportamiento sería similar al anteriormente descrito dando como resultado la apertura del R-055.

El operario del sistema SCADA tiene total control del automatismo, ya que puede habilitar o deshabilitar esta función en los reconectores desde un botón en su pantalla. Cada vez que personal encargado del mantenimiento deba ingresar a la red de distribución, el operador de centro de control deberá desactivar la funcionalidad de “Loop”, con lo que se garantiza que ningún reconector realizará un cierre de manera automática.

IV. RESULTADOS

A. Pruebas iniciales para la implementación

El 25 de mayo de 2017 se envía la programación a los reconectores R055, R-084 y el 13 de diciembre la del R052 para proceder con las pruebas funcionales, (se verificaría el restablecimiento automático de las secciones 2 y 3 para fallas permanentes sobre la sección 1 y 4 respectivamente). Dichas pruebas se realizan sobre los circuitos La Siria y Circasia en su estado normal de operación (TABLA V).

TABLA V. RESUMEN DE LA PRUEBA DE AUTOMATISMO – CIRCUITOS LA SIRIA Y CIRCASIA

Prueba	Operación realizada	Acción esperada	Acción ocurrida	Evaluación prueba
1	Abrir interruptor circuito La Siria	Abrir R055 27UV	Abrir R055 27UV	✓

		Cerrar R084 SGA	Cerrar R084 SGA	✓
2	Abrir interruptor cto La Siria y R052 simultáneamente	R084 Continuar Abierto	R084 Continua Abierto	✓
3	Abrir R055	R084 Continuar Abierto	R084 Continua Abierto	✓
4	Abrir interruptor circuito Circasia	Abrir R052 27UV	Abrir R052 27UV	✓
		Cerrar R084 SGA	Cerrar R084 SGA	✓
5	Abrir interruptor cto Circasia y R055 simultáneamente	R084 Continuar Abierto	R084 Continua Abierto	✓
6	Abrir R052	R084 Continuar Abierto	R084 Continua Abierto	✓

Con la primer y cuarta prueba se verificó el correcto funcionamiento de la transferencia automática de carga en los dos posibles escenarios, para lo cual se obtienen los tiempos de operación consignados en la TABLA VI.

Con la pruebas 2 y 5 se verifica que ante una ausencia de tensión en ambos circuitos no se cierra el reconector R084; y finalmente con las pruebas 3 y 6 se confirma que ante una apertura en los reconectores R-055 y R-052 que no sea por mínima tensión (UV27), no se tendrá un cierre en el R084.

TABLA VI. TIEMPOS DE OPERACIÓN DE LA PRUEBA

	Acción	Tiempo
Transferencia La Siria-Circasia	Abrir interruptor circuito La Siria	04:26:06.750
	Abrir R055 27UV	04:26:08.910
	Cerrar R084 SGA	04:26:10.011
	Tiempo Total (s)	3,261 s
Transferencia Circasia-La Siria	Abrir interruptor circuito Circasia	04:33:15.485
	Abrir R052 27UV	04:33:17.736
	Cerrar R084 SGA	04:33:18.367
	Tiempo Total (s)	2,882 s

De acuerdo a la información expuesta en la TABLA VI, se puede observar que el tiempo medio de restablecimiento del servicio es de 3 segundos, presentando un tiempo de operación de 3,261 s para la transferencia La Siria-Circasia y de 2,882 s para la transferencia Circasia-La Siria. Con las pruebas exitosas y garantizando la seguridad en la operación adecuada del automatismo, a partir de la fecha de las pruebas se deja la programación activa en los reconectores R-052, R-055 y R084, en modo piloto.

B. Operaciones exitosas en condiciones reales

Desde el momento en que se deja la programación activa hasta febrero de 2018, han ocurrido 13 operaciones exitosas donde se presentó transferencia de carga.

En la tabla VII se muestran los tiempos de operación del automatismo; al observar los eventos 1 y 2 con tiempos superiores al esperado para restablecer (3 s), se pudo determinar que el sistema de comunicación del reconector R084 (RF), está presentando algunas latencias y pérdidas de datos, por lo cual se tiene una disponibilidad del canal cercano apenas al 88%.

TABLA VII. TIEMPOS OPERACIONALES REALES.

Evento	Fecha operación	Hora apertura UV27		Hora cierre R084	Tiempo operación (s)
		R052	R055		
1	03/06/2017		05:02:31.117	05:03:56.991	87,874
2	11/06/2017		11:27:40.202	11:28:13.074	34,872
3	8/07/2017		16:00:21.383	16:00:21.542	2,159
4	20/07/2017		18:52:17.941	18:52:19.727	3,786
5	25/07/2017		13:37:57.974	13:37:59.585	3,611
6	15/01/2018	20:48:58.318		20:48:58.838	2,52
7	03/02/2018	03:43:18.889		03:43:19.899	3,01
8	08/02/2018	13:45:18.669		13:45:19.653	2,984
9	11/02/2018		11:43:07.521	11:43:09.879	4,358
10	19/02/2018	05:37:59.189		05:38:03.208	6,019
11	20/02/2018		04:54:22.630	04:54:24.968	4,338
12	21/02/2018	14:26:07.454		14:26:07.941	2,487
13	23/02/2018		09:29:42.203	09:29:46.809	6,606

El tiempo promedio de operación de SGA fue de 12,66 segundos, lo cual demuestra una reducción considerable del tiempo requerido por un operador para reestablecer el servicio a los usuarios que están afectados.

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La implementación de esquemas de transferencia automática de carga genera importantes beneficios para el operador de red EDEQ y para todos sus usuarios, debido a la reducción en los tiempos de interrupción del servicio de energía (mejoramiento de indicador de calidad SAIDI), mayor disponibilidad del servicio para el usuario, disminución en los tiempos de localización de fallas (menores de costos de mantenimiento), disminución de la energía no suministrada y de los pagos por compensaciones (beneficios económicos para el operador de red).
- Los resultados presentados generan un panorama optimista y han significado una reducción en los tiempos de recuperación de los circuitos alimentadores objeto del estudio; sin embargo, el corto horizonte de tiempo estudiado hasta el momento, no permite realizar un seguimiento y evaluación concluyente sobre su impacto en los indicadores de calidad del servicio (SAIDI, SAIFI, CAIDI) y de esta manera comprobar la efectividad real del piloto.

- El esquema de reconfiguración automática garantiza un nivel alto de seguridad para el personal encargado del mantenimiento del SDL, dado que se tiene un control total sobre el automatismo y una condición bien definida para el cierre automático de interruptores, así como la posibilidad de desactivar su funcionamiento cuando sea requerido.
- Se pudo determinar que la operación adecuada del esquema, depende en gran medida de la confiabilidad de los canales de comunicación utilizados. Para el caso del reconector R084 se sugiere efectuar las gestiones necesarias para mejorar la disponibilidad del canal de comunicación (p. ej. instalación de nuevas antenas repetidoras, migración a fibra óptica) para alcanzar una disponibilidad cercana al 100%.
- El nivel de automatización alcanzado hasta el momento en las redes de distribución de EDEQ se encuentra dentro de lo que se conoce como automatización distribuida, dado que se efectúa únicamente con reconectores gracias a su aplicativo. Seguir avanzando hacia esquemas de automatización de inteligencia centralizada, por medio de un maestro común (RTU, SCADA), permitiría también integrar reconectores de cualquier fabricante e inclusive los relés que controlan los interruptores de las subestaciones, logrando de esta manera esquemas mucho más flexibles, con mayor grado de complejidad y confiabilidad.

VI. REFERENCIAS

- [1] D. P. Bernardon, L. L. Pfitscher, L. N. Canha, A. R. Abaide, V. J. Garcia, V. F. Montagner, L. Comassetto, M. Ramos. Automatic reconfiguration of distribution networks using smart grid concepts. Industry Applications (INDUSCON), 2012 10th IEEE/IAS International Conference. Fortaleza, Brazil
- [2] IEEE Std 2030-2011. IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads. IEEE Standards Coordinating Committee 21. 2011.
- [3] R.E. Brown, "Impact of Smart Grid on distribution system design," IEEE Power and Energy Society General Meeting, Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. 2008.
- [4] C.S. Chen, C.H. Lin, T.T. Ku, M. S. Kang, C.Y. Ho, C.F. Chen. Rule-Based Expert System for Service Restoration in Distribution Automation Systems. Power System Technology (POWERCON). 30 de Octubre- 2 de Noviembre 2012, Auckland, Nueva Zelanda.
- [5] Flávio A.B. Lemos, Alessandro Manzoni, Mauro A. da Rosa, Antonio V. Zampieri, Jaime J. Filho, Wilson L. Feijo, Felipe Kober, Lucas L. dos Santos, Rodrigo

Bertani, Luciano Brasil. Application of a computational system to support real time restoration and switching actions in distribution systems. Electricity Distribution, CIRED. 6-9 de junio 2005. Turin, Italia.

- [6] NOJA POWER. Smart Grid Automation (SGA). User Guide. Enero de 2016.
- [7] Martin van der Linde. Using IEC61499 to Achieve Smart Grid Automation through Interconnected Distribution Reclosers. Power Engineering Conference (AUPEC), 2016 Australasian Universities.
- [8] OROZCO J., David M. “Esquema de Reconfiguración Automática de los Circuitos Plantas, Subterráneo 3 y Avenida Bolívar 2 de EDEQ para Mejorar su Confiabilidad”. Universidad de los Andes. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. 2016.
- [9] Chia-Hung Lin, Hui-Jen Chuang, Chao-Shun Chen, Chung-Sheng Li, Chin-Ying Ho. Fault Detection, Isolation and Restoration using a Multiagent-based Distribution Automation System. Industrial Electronics and Applications, 2009. ICIEA25-27 Mayo 2009. Xi'an, China.
- [10] S. Kazemi, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Sanaye-Pasand, M. Lehtonen. Impacts of automatic control systems of loop restoration scheme on the distribution system reliability. IET Generation, Transmission & Distribution. IET, 2009, vol. 3, no 10, p. 891-902.



Orlando Iván Ramírez Morales Ingeniero Electrónico de la Universidad de Antioquia en 2004, Especialista en Gerencia de Proyectos de la Universidad Pontificia Bolivariana en 2010. Ingeniero en el Área Operación y Calidad de EDEQ S.A. ESP y Jefe encargado de la División de Operación de EDEQ S.A. ESP durante las vigencias 2007 y 2008, líder del grupo de Control y Protecciones de EDEQ en 2009 y 2010, líder del equipo Ingeniería de la Operación en EDEQ desde el 2010 hasta septiembre de 2014 y actualmente Gestor del Equipo Control, Medida y Protección de EDEQ

VII. BIOGRAFÍAS



David Orozco Recibió su título como ingeniero electricista de la Universidad Tecnológica de Pereira en el año 2012.

Se graduó como especialista en Sistemas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica en la Universidad de los Andes en el año 2016.

Desde el año 2012 hasta la actualidad, labora en la Empresa de Energía del Quindío, desempeñándose en las áreas de automatización de subestaciones, control y protecciones.



Pablo Andrés Hoyos Mondragón Recibió su título como ingeniero electrónico de la Universidad del Quindío de Armenia Colombia en el año 2017. Cursa tercer semestre de maestría en dirección de organizaciones en la universidad la Gran Colombia. Desde el año 2017 hasta la actualidad, labora en la Empresa de Energía del Quindío como profesional en formación, desempeñándose en las áreas de Control, Medida y Protecciones.