

Operación Remota de la Distribución basada en la Supervisión y Control remotos de Reconectadores

C. E. Landázuri

Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A.

Resumen— Una de las tareas históricas de la Operación de los sistemas eléctricos de distribución ha sido garantizar la continuidad y calidad del suministro de energía eléctrica. La tendencia de los años recientes ha sido aprovisionar las redes de distribución con equipos de maniobra y protección “inteligentes” con funcionamiento autónomo pero aislado. Los Centros de Control, con sus componentes tales como los SCADAs, han sido otro pilar en la optimización de la Operación. Actualmente, con el apoyo de las nuevas tecnologías de la Informática y las Telecomunicaciones, el siguiente paso, casi obligatorio, es articular estas dos herramientas en una solo instrumento para la Operación de la Distribución. Esta integración puede no ser sencilla. Factores como la ubicación de los equipos de maniobra y protección, los sistemas de supervisión y control disponibles, el grado de avance de las telecomunicaciones, influyen en la adopción de la solución más apropiada. Es decir, la realidad de cada Sistema Eléctrico de Potencia condiciona fuertemente la adopción de la plataforma de control y automatización de dichas redes. La solución sugerida en el presente trabajo se enfoca como una guía general para la aplicación en la mayoría de realidades. El caso práctico de éxito de una empresa distribuidora del país confirma la premisa.

Palabras claves— Operación, Distribución, SCADA, Reconectadores, Telecomunicaciones.

Abstract— One of the historical operation tasks of electric power distribution systems has been to guarantee electric power supply quality and continuity. The trend in recent years has been to provide distribution networks with “smart” protection and switching equipment, which works in an automated and isolated manner. The Control Centres, with their components such as SCADA, have been another pillar of Operation Optimization. Currently, with the support of new Information and Telecommunications Technology, the new and almost compulsory step is to combine these tools into a single Distribution Operation instrument. Such integration might

not be easy. Factors such as protection and switching equipment location, available control and supervision systems, and telecommunications development, all influence the adoption of the most appropriate solution. This means that the reality of each Electric Power System strongly influences the control and automation platform for such networks. The solution proposed in this paper acts as a guideline for application in the majority of current situations. The success story of one of the Ecuador’s distribution companies confirms this premise.

Index Terms— Operation, Distribution, SCADA, Reclosers, Telecommunications

1. INTRODUCCIÓN

Una de las preocupaciones permanentes de las empresas eléctricas de Distribución es la planificación e implantación de programas para la mejora continua de los índices de calidad del producto (FMIK y TTIK), y que esta mejora se vea reflejada en el cumplimiento de las expectativas tanto de los clientes como del órgano regulador.

Con los crecientes avances de las áreas tecnológicas (especialmente de la Informática y las Telecomunicaciones), se ha desplegado un abanico extenso y variado de oportunidades de mejora de los procesos de distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Específicamente en el ámbito de la gestión y operación de las redes eléctricas existe un potencial enorme de evolución y hace falta solo un impulso para desbocar todo ese potencial. La introducción de la tecnología en la operación de los sistemas eléctricos de potencia puede ser ese impulso.

Con este marco de referencia en mente, las empresas eléctricas de Distribución deben apostar por la introducción de mejoras tecnológicas en sus redes de distribución de media tensión y la implantación de sistemas para supervisión, control y automatización (centralizado o distribuido) de dichas redes. Estos

elementos permiten hacer más eficiente la operación de los sistemas eléctricos, reduciendo por un lado la cantidad de interrupciones del servicio, y por otro lado mejora los tiempos de restablecimiento de éste, además de la cantidad de información que aportan para el modelamiento y planificación de los sistemas eléctricos.

Como se puede esperar, los caminos son diversos, pero en el tiempo la mayoría convergen en soluciones tipo SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), DMS (*Distribution Management System*), OMS (*Outage Management System*) y otros sistemas complementarios para la gestión y operación de las redes eléctricas. Dado el grado de madurez de estas plataformas, se han constituido en soluciones altamente probadas y aceptadas entre las empresas de distribución. Todo este conjunto de sistemas junto con el equipamiento inteligente de las redes eléctricas y redes de telecomunicaciones adecuadas nos llevan a la Automatización de la Distribución (*DA – Distribution Automation*).

El próximo horizonte, no muy lejano, luce desafiantemente la consolidación de las Redes Inteligentes “*Smart Grids*”.

Generalmente el primer paso es la implantación de un sistema SCADA. Este sistema colecta la información de campo, particularmente de subestaciones eléctricas, y la procesa de forma centralizada, usualmente en un Centro de Control, para que un operador pueda tomar decisiones operativas sobre el sistema eléctrico de potencia.

Los otros sistemas, como DMS y OMS, se pueden ir agregando sobre la base constituida por el SCADA (a manera de un modelo de capas), para ir ensamblando una plataforma más completa y compleja.

Indiscutiblemente, el camino más corto sería implantar toda la solución de una sola vez. Pero requiere que las empresas estén bien preparadas, tanto en infraestructura, equipamiento y talento humano. Lo recomendable es que exista el asesoramiento y acompañamiento de entidades o profesionales con mayor experticia.

La plataforma SCADA debe soportarse sobre una arquitectura robusta de adquisición y control de información, conformada por dispositivos que están prácticamente en contacto directo con los elementos de campo que se pretende monitorear, y que históricamente han estado circunscritos dentro de las subestaciones eléctricas (transformadores de potencia, interruptores, seccionadores, etc.).

El escenario del presente trabajo se enmarca dentro de esta arquitectura o plataforma que sustenta el SCADA, y pretende encontrar y plantear una solución efectiva para el manejo y la expansión de la operación remota de las redes de distribución de media tensión, mediante el telecontrol de reconectadores.

2. ALCANCE

La presente investigación expone una guía fundamental y esquematiza una solución general para implantar un sistema para la operación remota de una red de distribución bajo el escenario de que ésta se encuentra elementalmente equipada con dispositivos “inteligentes” de protección y maniobra, como reconectadores.

Como caso práctico de éxito se expondrá la experiencia de una de las empresas Distribuidoras del país en el telemando de reconectadores basado en las ideas explicadas en este documento.

3. REDES DE DISTRIBUCIÓN CON RECONECTADORES: ESCENARIO BASE

Como estrategia para mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de media tensión y elevar su grado de protección ante fallas se ha hecho práctica común la instalación de equipos de protección con reconexión automática en las redes de distribución, conocidos comúnmente como reconectadores. Este es un dispositivo de control y protección capaz de detectar un sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. Por lo tanto son equipos de flexibilización de la red, que permiten proteger circuitos aéreos de media tensión de forma que ante una falla (corto circuito, sobrecarga, etc.) no se vea afectada la integridad física de la red eléctrica.

El procesamiento lógico o “inteligencia” de estos reconectadores yace generalmente en un elemento independiente al equipo de potencia, que procesa las funciones de control, protección y comunicación. Para el presente trabajo es de interés particular las funciones de comunicación, ya que son las que facultan al reconector, mediante un “leguaje lógico”, a intercambiar información con otros sistemas.

Esta circunstancia sugiere un escenario absolutamente ventajoso para extender las habilidades de operación centralizada de un Centro de Control a las redes equipadas con reconectadores.

4. ETAPAS DE INVESTIGACIÓN

Procurando los mejores resultados del estudio, la investigación se esquematizó en las siguientes fases:

- Análisis del entorno: Identificación de las necesidades y todos los elementos involucrados en el desarrollo de la investigación.
- Consideraciones Técnicas: Evaluación de los criterios técnicos-teóricos a considerar para el diseño de la solución más óptima.
- Solución y Aplicación Práctica: Diseño de la solución y exposición de un caso práctico de éxito.

4.1. Análisis del entorno

Para el inicio del estudio se establecerán las condiciones elementales que una empresa distribuidora debe tener. Considerando los criterios de la sección (3), el análisis es abordado desde tres elementos fundamentales en la Operación basa en reconectores:



Figura 1: Elementos para operación de una red de distribución (equipada con reconectores)

Este esquema sintetiza los bloques funcionales para la operación de la media tensión a través de reconectores.

4.1.1 El Centro de Control

El Centro de Control es el conjunto de instalaciones (infraestructura, equipamiento, personal, etc.) donde se centraliza la operación y gestión de un sistema eléctrico. Una de las plataformas fundamentales para el funcionamiento de un Centro de Control es un sistema SCADA.

Los sistemas SCADA permiten recolectar variables de campo y presentarlas a través de una Interface Humano-Máquina. Generalmente las empresas eléctricas utilizan su SCADA para supervisar las subestaciones eléctricas. Dado el alto costo de estos sistemas, invertir en un SCADA para operación exclusiva de reconectores no es viable. Lo óptimo es aprovechar los recursos disponibles de los sistemas existentes (que generalmente están dimensionados para un amplio crecimiento), unificando además en

una sola plataforma la operación de la subtransmisión y la distribución (al menos en la primera “capa” SCADA).

Por estas razones, y para fines prácticos en nuestro estudio, se partirá de la premisa de la existencia de sistemas SCADA en los Centros de Control.

Respecto de los protocolos de telecontrol, los SCADA manejan varios formatos de tramas, pero entre las más usadas están el IEC60870-5-101/104 y el DNP3. Estas tramas pueden ajustarse a diferentes tecnologías de transporte de datos.

4.1.2 Sistemas de Telecomunicaciones para Automatización y Telecontrol

Una apropiada infraestructura de Telecomunicaciones juega un rol estratégico para el éxito de los esquemas de Automatización y Telecontrol de la Distribución. Así, la operación remota de reconectores requiere de una adecuada red de telecomunicaciones para el transporte de datos desde el SCADA hacia los equipos en campo y viceversa. Las redes de telecomunicaciones usadas deben garantizar una alta disponibilidad mayor al 98%, excelentes tiempos de respuesta (latencia), seguridad, y buen ancho de banda. La tendencia es contar con redes IP para el transporte de los datos por su ubicuidad y su relativo bajo costo, sin embargo este tipo de redes puede presentar colisiones y congestión en momentos en los que se presentan avalancha de datos. Es aquí donde las redes de telecomunicaciones tienen el reto de ser lo suficientemente inteligentes para permitir la priorización de los datos importantes (por ejemplo datos de tiempo real) y retardar el envío de los datos menos importantes (por ejemplo datos no operativos como los diagramas de oscilografía).

La elección de la tecnología adecuada es una tarea que depende de muchos factores, y en la mayoría de los casos siempre habrán varias opciones elegibles. Desde factores internos, como la economía de cada empresa eléctrica, sus objetivos institucionales, la experticia de sus técnicos, hasta externos como el grado de penetración de las empresas de telecomunicaciones, la cobertura y tecnología de las operadoras móviles, etc., aportan criterios válidos para la selección.

Sería tema de otro estudio la elección adecuada, y en ningún caso se podría generalizar totalmente para una realidad nacional, de forma que nos limitaremos a exponer un caso práctico para una de las empresas Distribuidoras del país.

4.1.3 Reconectores

De acuerdo a los criterios de la sección (3), partiremos de la necesidad de tele operar una red de distribución de media tensión equipada principalmente con reconectores. Sin embargo los principios de funcionamiento de la solución son igualmente válidos y aplicables para un sistema de distribución más complejo que tenga switches, bancos de condensadores, reguladores de tensión, indicadores de falla, equipos de medición, etc.

Los reconectores debe cumplir básicamente el requisito de poseer funciones de comunicación mediante algún protocolo interpretable y asimilable por el SCADA. Generalmente el elemento con la circuitería electrónica que maneja las funciones de control y protección del reconector también maneja sus funciones de comunicación. Los protocolos que deben estar disponibles, para la mayoría de sistemas abiertos, son el IEC60870-5-101/104 o DNP3. En ciertos equipos ya se está empezando a implementar el protocolo IEC61850.

Algunos fabricantes proporcionan una solución completa y compacta que incluye dispositivos de telecomunicaciones propietarios dedicados. Estas soluciones por lo general son muy específicas y no son compatibles con redes de telecomunicaciones que manejan estándares abiertos. Sin embargo, dada la confiabilidad y nivel de integración que garantiza el fabricante, pueden ser aplicables para casos prácticos particulares, tales como pequeños esquemas de automatización no centralizados.

En general, para una solución integral de telecontrol y automatización, se recomienda analizar exhaustivamente el sistema de telecomunicaciones a utilizar antes de solicitar que los reconectores, u otros equipos, incluyan los dispositivos de telecomunicaciones. Se debe considerar además que los reconectores desplegados sobre una red de distribución pueden ser de distintos fabricantes.

4.2. Consideraciones técnicas para el diseño de la solución

Los sistemas SCADA utilizan protocolos de comunicación para intercambiar información con los equipos de campo y crear secuencias de automatización. Estos protocolos cumplen entonces la función de establecer un “lenguaje común” entre los dispositivos, que permita el envío de información exacta y unívocamente interpretable.

Gran parte de la carga de procesamiento de los equipos informáticos de un SCADA está relacionada con la adquisición de datos. La adquisición se realiza mediante exploraciones o interrogaciones periódicas de todos los dispositivos (esclavos) conectados directamente al SCADA (maestro). Estas interrogaciones son realizadas mediante los protocolos de comunicación. En algunos casos, y dependiendo del protocolo, la información es adquirida mediante mensajes “espontáneos” (sin necesidad de una petición del SCADA) enviados por parte los dispositivos esclavos.

Consideremos aquí dos factores críticos:

- A mayor cantidad de dispositivos de campo conectados a un SCADA, mayor será el tiempo para completar un ciclo entero de interrogaciones, y mayor la carga de procesamiento de información.
- El SCADA y el dispositivo de campo deben utilizar el mismo protocolo de comunicación para un intercambio efectivo de datos.

Dependiendo de los recursos informáticos del SCADA, el primer factor puede no ser crítico. Sin embargo, desde el punto de vista de una arquitectura jerárquica, los dispositivos que interactúan directamente con las variables de campo (tales como los IEDs – Intelligent Electronic Devices) no deben estar integrados directamente a un SCADA. Por ejemplo, en el caso de subestaciones, los IEDs establecen comunicaciones verticales con un concentrador local (ubicado en la misma subestación) para que entonces éste reenvíe la información hacia el SCADA, con lo cual se establece una jerarquía SCADA – Concentrador - IED. En sistemas actuales basados en IEC61850 los IEDs también pueden ejecutar comunicaciones horizontales peer-to-peer, generalmente para ejecución de enclavamientos.

Por otro lado, si el SCADA está limitado respecto de los tipos de protocolos que puede interpretar, se producirá un conflicto de “leguaje” entre éste y los dispositivos de campo si no manejan exactamente el mismo protocolo. Esta situación puede ser superada con el uso de un dispositivo “interprete” que traduzca de un protocolo a otro.

4.3. Diseño de la solución

La operación remota de un sistema de media tensión equipado con reconectores requiere esencialmente la integración de éstos equipos al sistema SCADA del Centro de Control. En función del análisis del entorno

realizado en la sección (4.1) y teniendo en cuenta las consideraciones técnico-teórico de la sección (4.2), se sintetizaron las siguientes directrices para el diseño de la solución del sistema:

- Se asumirá la existencia de una plataforma SCADA en el Centro de Control, que se utilizará para el procesamiento (adquisición y control, base de datos, IHM) de la información de los reconvertadores.
- Para mantener un diseño general que sea aplicable a la mayoría de los entornos de adquisición y control, se introducirá un sistema intermedio (entre SCADA y reconvertadores) para realizar la concentración de datos y la traducción de protocolos. Para referencia en adelante se dará la denominación de Gateway a este sistema. El Gateway garantizará la interoperabilidad entre los reconvertadores y el sistema SCADA, independientemente del tipo o fabricante de reconvertadores y de la plataforma SCADA. Además liberará al SCADA de la carga de interrogar y concentrar a decenas de dispositivos dispersos geográficamente.
- El Gateway asumirá la responsabilidad de manejar las comunicaciones con los reconvertadores, indistintamente de la tecnología de la red de telecomunicaciones utilizada.
- El sistema de telecomunicaciones para el transporte de datos reconvertadores – SCADA no puede ser definido de forma genérica dada la gran cantidad de opciones perfectamente apropiadas y la dependencia de un sinnúmero de factores particulares para cada realidad. Sin embargo, se recomienda en forma general procurará que la red de telecomunicaciones sea primordialmente de tecnología TCP/IP.
- Los reconvertadores deben estar preparados, o en su defecto adecuarse, para su interconexión a la red de telecomunicaciones utilizada.

Sobre la base de estas directrices, la arquitectura general de un sistema para integración SCADA de reconvertadores (u otros dispositivos) de una red de media tensión, debe ser como la que se ilustra en la Fig. 2.

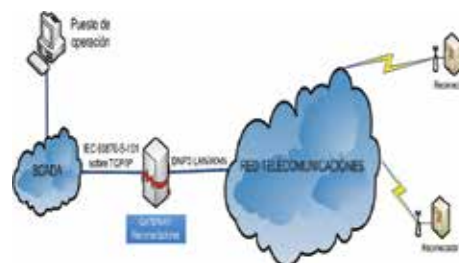


Figura 2: Arquitectura General de un Sistema para Telecontrol de Reconvertadores

La arquitectura plantea la comunicación entre el SCADA y los reconvertadores a través de un dispositivo Gateway que actúa como maestro frente a los reconvertadores (esclavos), y al mismo tiempo actúa como esclavo frente al SCADA (maestro). El Gateway interpreta el protocolo de comunicación usado por sus esclavos (reconvertadores u otros dispositivos), tal como DNP3 o IEC60870-5-101/104, y luego “mapea” los mensajes al protocolo utilizado con el sistema SCADA, ejecutando de esta forma la traducción entre los protocolos. Además, al encargarse de las interrogaciones, el Gateway libera al SCADA de la responsabilidad de procesar uno por uno la información de los reconvertadores. En su lugar, el SCADA interroga y procesa los datos de un solo elemento, en este caso el Gateway, que contiene la información de todos los reconvertadores. Esta característica proporciona al Gateway la función de concentrador.

El sistema es independiente de la red de telecomunicaciones utilizada entre los reconvertadores y el Gateway, pudiendo ser microonda, fibra óptica, GSM/GPRS, etc., siempre que proporcione la información en formato TCP/IP.

4.4. Aplicación práctica: Operación a distancia de la red de media tensión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur es una empresa de distribución y comercialización de energía eléctrica, cuya área de concesión cubre los territorios de las provincias del Azuay, Cañar y Morona Santiago.

El sistema de media tensión de Centro Sur está conformado por alimentadores a 22 kV y 6,3 kV equipados con 17 reconvertadores tripolares OVR de la marca ABB, y está en curso la instalación de

58 equipos tripolares, suministrado por la firma SIEMENS, y 10 equipos monopolares de la firma NOJA.

Los tres tipos de reconectores poseen el protocolo DNP3 para integración SCADA.

4.4.1 Alcance del proyecto

Mediante la aplicación de la arquitectura modelo propuesta en la sección (4.3), la Centro Sur logró implantar un esquema de operación remota de su red de media tensión mediante el tele control y supervisión de sus diferentes tipos de reconectores. El sistema permite a los operadores del Centro de Control interactuar en tiempo real, a través de una Interfaz Humano-Máquina, con las principales variables de los reconectores, permitiendo realizar la supervisión de esta información y el control a distancia del equipo.

4.4.2 Centro de control

El Centro de Control está ubicado en la ciudad de Cuenca, y está equipado con la solución SCADA Sherpa de la firma ELIOP (aunque está previsto en el 2014 realizar la renovación de este sistema). Originalmente el sistema supervisaba doce subestaciones eléctricas.



Este SCADA utiliza el protocolo de telecontrol IEC60870-5-101 encapsulado sobre TCP/IP para interrogación de la información hacia los equipos remotos.

4.4.3 Reconectores utilizados en el sistema de distribución

El sistema de distribución de Centro Sur está equipado con reconectores tripolares de las marcas ABB y SIEMENS, y monopolares marca NOJA. Todos los dispositivos están dotados de un gabinete de control que les habilita realizar las funciones de protección, control y comunicaciones.

Desde el punto de vista de automatización, las características principales de los reconectores instalados se listan en la Tabla 1.

Tabla 1 : Característica de reconectores para Automatización

Característica para automatización	 OVR ABB	 3AD Siemens
Controlador	PCD Power ControllerDevice	Argus 7SR224
Interfaces de comunicación	Puerto posterior COM2a R232/RS485/FO con DNP3	Puerto posterior COM3 RS232 con DNP3
	Puerto frontal RS232 para telegestión	Puerto posterior COM1 RS485 para telegestión
Fuente AC	No	110 VAC 400 W
Fuente DC	12 VDC 10 W	No disponible para equipos externos

4.4.4 Las Telecomunicaciones en Centro Sur

La estructura de la red se está conformada por 196 nodos de telecomunicaciones basada en los siguientes elementos:

- Backbone: Tecnología inalámbrica de microondas jerarquía PDH con equipamiento Siemens SRAL en las bandas de 8,2 – 8,5 GHz y 7,1 – 7,4 GHz.
- Accesos o última milla: Tecnología inalámbrica de espectro ensanchado (spread spectrum) FHSS en la banda de 5800 MHz con equipos Alvarion y Ubiquiti.
- Sistema de Gestión y administración de red: Sistema de gestión NetViewer para los elementos de red del backbone SRAL y el sistema Castle Rock para el resto de equipos de red. La administración se realiza de forma remota y centralizada.
- Elementos de conectividad: La conectividad hacia los diferentes puntos terminales de red (agencias, oficinas, puntos de recaudación y subestaciones) utiliza el estándar IEEE 802.3 Ethernet a través de switches para accesos.

La capacidad de la red de transporte (backbone) es de 100Mbps. Una de las circunstancias observables de

este sistema es que la red de acceso inalámbrica trabaja en las bandas no licenciadas 5,7 – 5,9 GHz, lo que la hace vulnerable a las interferencias, especialmente en las áreas urbanas donde existe gran concentración de sistemas difusores en las mismas frecuencias. Con esta consideración, será fundamental el continuo monitoreo, gestión y mantenimiento sobre los enlaces de última milla a fin de detectar, anticipar y corregir de forma oportuna los inconvenientes derivados del uso de estas bandas, y otros que puedan presentarse.

Superada la observación anterior, las características de desempeño y cobertura de la red de telecomunicaciones propia de Centro Sur se consideran apropiadas para proveer del servicio de transporte de datos para telecontrol de los reconectores. Por lo tanto la utilización de esta infraestructura para el transporte de datos entre el SCADA y los reconectores tiene la prioridad sobre otras opciones, procurando limitar el uso de estas últimas a casos puntuales.

4.4.5 Características del Sistema de Integración

La solución, de acuerdo a las recomendaciones de la sección (4.3), consiste en la implementación de un “Gateway” para recolectar la información de los reconectores utilizando el protocolo DNP3 LAN/WAN y enviar esta información al SCADA a través del protocolo IEC-60870-5-101 (encapsulado en TCP/IP) de acuerdo al perfil del SCADA Sherpa de ELIOP. El Gateway seleccionado es una aplicación de software llamado “SCADA Data Gateway” (SDG) de la marca Triangle Microworks® instalado sobre un servidor HP Proliant DL360G7.

La arquitectura específica seleccionada se ilustra en la Fig. 3. El Gateway se incorpora directamente a la red LAN del SCADA a través de dos interfaces Ethernet 10/100/1000baseT en configuración redundante. Los protocolos de telecontrol, tanto DNP3 LAN/WAN como IEC60870-5-101 encapsulado, son transmitidos simultáneamente a través de la interfaz activa hacia la LAN del SCADA. En el caso de los mensajes DNP3, estos son enviados por el router SCADA hacia la red de telecomunicaciones, y transportados finalmente a cada uno de los reconectores. Las tramas IEC60870-5-101 se quedan dentro de la LAN, siendo su destino final los servidores del SCADA Cuenca1 y Cuenca2, según la Fig. 3.

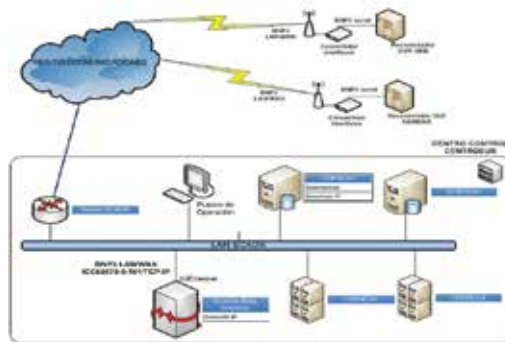


Figura 3: Arquitectura del sistema de integración de reconectores de Centrosur

La Fig. 4 muestra un reconector telecontrolado instalado sobre un alimentador urbano de 22 kV. El equipo está asociado a un sistema de telecomunicaciones instalado en el mismo sitio del reconector y le permite la conexión al SCADA del Centro de Control. Esta disposición de equipamiento es replicada para otros reconectores montados en la red de media tensión. El equipo de reconexión está montado en el poste del lado izquierdo de la imagen de la Fig. 4, el sistema de telecomunicaciones basado en una radio OFDM está desplegado en el poste de la derecha de la imagen.



Figura 4: Reconector SIEMENS Av. Cacique Chaparra supervisado y controlado desde el Centro de Control

La Fig. 5 muestra los diagramas unifilares de operación desde el SCADA para un arreglo de dos reconectores en un alimentador (un equipo para protección y otro para transferencia). El diagrama sinóptico permite al operador maniobrar el equipo desde el Centro de Control, ejecutando la apertura/cierre del equipo, cambiar su grupo de ajustes, bloquear funciones de protección/recierre/etc., y supervisar las principales medidas eléctricas (corrientes, tensiones, potencias) del segmento o punto de la línea de distribución donde se ubica el reconector.



Figura 5: Diagrama unifilar SCADA para operación de reconectadores de un alimentador de la Centrosur

5. BENEFICIOS DE LA OPERACIÓN REMOTA DE RECONECTADORES DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN

La capacidad de tele controlar y supervisar los reconectadores deriva en varios beneficios inmediatos, principalmente operativos, y otros de mediano plazo, que se estima se evidencien en los índices de calidad, y del monitoreo más preciso del estado del Sistema Eléctrico de Potencia. Entre los más representativos tenemos:

Reducción del tiempo de identificación de falla, de decenas de minutos o incluso horas a unos pocos minutos: La información en tiempo real permite al operador conocer el estado del sistema de distribución inmediatamente después de una falla, en contraposición con el tiempo considerable que requeriría obtener los reportes de las cuadrillas luego de recorrer un alimentador.

Reducción del tiempo de reposición del servicio: Los tiempos de ejecución de maniobras pueden ser reducidos mediante el control a distancia del reconectador, realizándose apenas se ha despejado o reparado una falla, evitando el tiempo de movilización de una cuadrilla hacia la ubicación del reconectador, que en alimentadores rurales tomaría varias decenas de minutos o incluso horas.

Asistencia y seguimiento a los procedimientos de mantenimiento en campo: Con la información centralizada en el Centro de Control, es posible guiar más efectivamente a las cuadrillas de mantenimiento y dar apoyo en las maniobras remotamente.

Agilizar la toma de acciones para garantizar la continuidad del servicio: El conocimiento del panorama completo del sistema de distribución desde el SCADA (con los reconectadores integrados al mismo) permite la toma de decisiones más adecuadas y oportunas ante contingencias del Sistema Eléctrico de Potencia.

Mejora en la calidad del servicio: Las funciones de operación remota inciden principalmente en el tiempo total de interrupción TTIK, por lo que se estima obtener mejoras en este indicador.

Reducción de los costos de operación (personal y equipo) y destinación de los recursos a otras tareas.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La socialización, principalmente entre el personal operativo y de ingeniería de las áreas de mantenimiento y operación de los sistemas de distribución, de las funciones de operación remota de reconectadores implantadas en el Centro de Control permite garantizar la operación segura de los equipos y del sistema, sin comprometer la integridad física del personal en campo.

Es fundamental incorporar a los procedimientos de operación del sistema eléctrico aquellas tareas automatizadas, en este caso el telecontrol de reconectadores, para extraer el mayor beneficio que éstas nos pueden proporcionar en la coordinación y eficiencia operativa, garantizando finalmente la continuidad del servicio eléctrico.

La supervisión y control remotos es una de las características funcionales de la Automatización de la Distribución (DA) más requeridas por las empresas eléctricas, y la primera en implementarse la mayoría de las veces. El telecontrol de los reconectadores por lo tanto permite dar un primer paso en el mundo de DA, y también una primera experiencia para mirar casa adentro de las empresas distribuidoras y visualizar la realidad y nivel de preparación, en aspectos de talento humano y tecnológicos, para incursionar definitivamente en las tendencias mundiales de DA y *Smart Grids*.

Es importante reforzar los sistemas tecnológicos informáticos y de telecomunicaciones, que son la columna vertebral por medio de la cual se transportan, procesan y almacenan los datos operacionales y no operacionales, y de estas depende en gran medida el éxito del desarrollo de las tecnologías de DA y *Smart Grids*.

En el caso práctico de la Centro Sur y con 35 equipos integrados hasta el momento, se observa que las condiciones de performance y cobertura de la red de telecomunicaciones propia de esta empresa son bastante estables para el telecontrol, por lo que la búsqueda de otras soluciones para el transporte de datos entre el SCADA y los reconectadores no es

prioridad, utilizándose la infraestructura propia para la totalidad de los casos hasta el momento. Sin embargo es crítico contar con un recurso humano dedicado a la atención de esta red de datos para mantener el nivel de confiabilidad exigido por las aplicaciones del sistema eléctrico.

El grado de flexibilidad de la ubicación de un reconectador es determinante para su integración al Centro de Control. Para facilitar el despliegue de una red de acceso de datos es indispensable que el estudio de ubicación óptima establezca una tolerancia o rango de movilidad en la ubicación, de forma que la posición definitiva sea ajustada, dentro de esa tolerancia, en función de la factibilidad de los enlaces de telecomunicaciones y del montaje del equipo. La inspección en sitio es, por lo tanto, una fase crítica en la decisión final y en el levantamiento de información para el diseño del montaje, diseño de la red de acceso, etc.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

- [1] Northcote-Green, James & Wilson, Robert. (2007). "Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems". Boca Raton FL: CRC Press.
- [2] Patiño, Raúl. (2007). "Telecontrol y telegestión de reconectadores con tecnología GSM/GPRS". III CONGRESO CIER DE LA ENERGÍA CONCIER, Medellín, Colombia.
- [3] Departamento de Operaciones, Dirección de Telecomunicaciones – CENTROSUR. (2012). "Diagramas de Red FODETEL I y II". Cuenca, Ecuador.

- [4] Triangle Microworks, Inc. (2012). "SCADA Data Gateway Implementation Guide, Software Release Version 2.54". Raleigh, North Carolina.
- [5] ABB. (2004). "PCD Power Control Device Instruction Book IB38-737-5 Issue E".
- [6] SIEMENS. (2009). "Data Communications 7SR224 Recloser Controller".
- [7] Departamento de Supervisión y Operación – CENTROSUR (2012 - 2013). "Archivos y registros proyecto Integración de Reconectadores al SCADA". Cuenca, Ecuador.



Carlos Emilio Landázuri Paredes.- Nació en Quito, Ecuador en 1979. Recibió su título de Ingeniero en Electrónica de la Universidad Politécnica Salesiana en 2004. Actualmente se encuentra en proceso de obtención de su título de Master en Telemática en la Universidad de Cuenca. Su campo de investigación está relacionado con el área de control y telecomunicaciones para sistemas SCADA, automatización de subestaciones eléctricas y automatización de los sistemas eléctricos de distribución.