



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Solución Descentralizada para Digitalización de Subestaciones Utilizando el Protocolo DNP 3.0

Fernando G. A. de Amorim
Treetech Sistemas Digitais

Autor 1 – fernando.amorim@treetech.com.br

Wagner Angelli Rampazzo
Escelsa Energias do Brasil

Autor 2 - wrampazzo@enbr.com.br

Rodrigo de Castro Teixeira
Escelsa Energias do Brasil

Autor 3 – rteixeira@enbr.com.br

Palabras clave: automatización, digitalización, *Intelligent Electronic Devices*, subestaciones y transformadores.

Resumen - Debido a la gran cantidad de cables necesarios para implantar un sistema de monitoreo y control utilizando equipos convencionales, Escelsa Energias do Brasil adoptó un sistema con un barramiento de comunicación, conectando varios sensores a una unidad remota, permitiendo así un monitoreo completo de varias partes de una subestación, principalmente transformadores de potencia.

El sistema de monitoreo apunta, primeramente, a eliminar la gran cantidad de cables que resultan cuando un sistema centralizado convencional es adoptado, donde la información de cada sensor debe ser llevada a la sala de control a través de cables independientes, a varios metros del patio de la subestación.

Para atender ese requisito, un sistema de control fue desarrollado con una arquitectura modular y descentralizada, basada en IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) suministrados por Treetech, instalados en el central de maniobra del transformador de potencia en el patio de la subestación. Esos IEDs son desarrollados específicamente para las condiciones de patio de la subestación, como altas temperaturas e interferencias electromagnéticas. Ellos reciben informaciones de varios sensores, tales como temperaturas, tensiones, corrientes, posición de tap, alarmas, etc., bien como envían señales de control, tales como aumentar y disminuir tap, encender y apagar ventilación forzada, bloquear conmutador, etc., siendo todos ellos interconectados a una unidad terminal remota fabricada por Foxboro, instalada en la sala de control e

interconectada a través de fibra óptica. El protocolo de comunicación escogido fue el DNP 3.0, pues su robustez garantiza que los datos de los sensores sean enviados a la remota de forma íntegra y segura, además de ser el protocolo utilizado en la remota existente.

Este artículo irá describir la topología adoptada y el sistema de control digital utilizado para el sistema de monitoreo implementado en la subestación “SE Ibes”, localizada en Vila Velha - ES, en un transformador de 138/13,8kV - 25/33/41,5 MVA. La experiencia de campo con la implementación y operación de ese sistema serán presentados, describiendo los resultados prácticos obtenidos.

1. Introducción

En el año 2007 fue efectuado el aumento de la potencia instalada de la subestación “SE Ibes” en Vitoria - ES, con la sustitución de uno de sus dos transformadores de potencia de 33MVA por un nuevo transformador trifásico de 138/13,8kV - 25/33/41,5 MVA, denominado 7TR1, mostrado en el unifilar de la Figura 1.

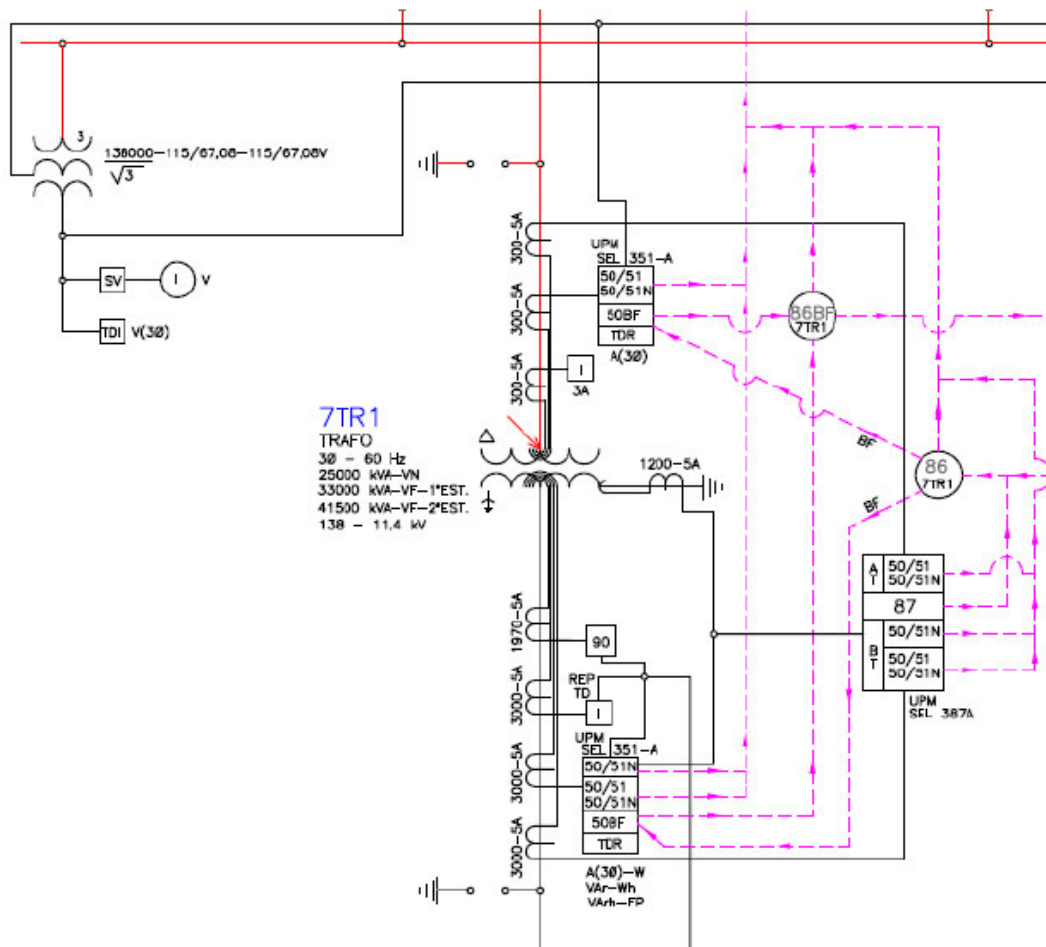


Figura 1 – Diagrama Unifilar del Transformador 7TR1.

Con el cambio del transformador, fue decidida también la modernización del sistema de supervisión y control. Entretanto, debido a la gran cantidad de cables necesarios para implantar un sistema de monitoreo y control utilizando equipos convencionales, Escelsa

Energias do Brasil optó por una arquitectura descentralizada, utilizando un sistema con un barramiento de comunicación que conecta varios sensores a una unidad terminal remota, permitiendo así un monitoreo completo de varias partes de una subestación, principalmente transformadores de potencia, como descrito a seguir.

2. Arquitectura del Sistema de Control Digital.

El sistema de monitoreo apunta, primeramente, a eliminar la gran cantidad de cables que resultan cuando un sistema centralizado convencional es adoptado, donde la información de cada sensor debe ser llevada a la sala de control a través de cables independientes, a varios metros del patio de la subestación.

Para atender ese requisito, un sistema de control fue desarrollado con una arquitectura modular y descentralizada, basada en IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) suministrados por Treotech, instalados en el central de maniobra del transformador de potencia, en el patio de la subestación. Esos IEDs son desarrollados específicamente para las condiciones de patio de la subestación, como altas temperaturas e interferencias electromagnéticas. Ellos reciben informaciones de varios sensores, tales como temperaturas, tensiones, corrientes, posición de tap, alarmas, etc., bien como envían señales de control, tales como aumentar y disminuir tap, encender y apagar ventilación forzada, bloquear conmutador, etc., de forma a crear un sistema con autonomía local para la toma de decisiones.

Todos los IEDs están interconectados a una unidad terminal remota fabricada por Foxboro, modelo C50, instalada en la sala de control e interconectada a través de cables de fibra óptica. El protocolo de comunicación escogido fue el DNP 3.0, pues su robustez garantiza que los datos de los sensores sean enviados a la remota de forma íntegra y segura, además de ser el protocolo utilizado en la remota existente.

La elección de la arquitectura llevó en consideración la comparación de las características de las opciones centralizada y descentralizada, como muestra la Tabla 1, donde se constatan las ventajas de la arquitectura descentralizada escogida para esa aplicación.

Arquitectura Centralizada	Arquitectura Descentralizada
<ul style="list-style-type: none"> - Sistema centralizado – Un CLP o RTU concentra informaciones recibidas de todos los sensores y las envía para el próximo bloque del sistema. - Tarjetas de entradas y salidas en el elemento centralizador (CLP o RTU) representan costos adicionales en la instalación, programación y mantenimiento para el sistema. - Tarjetas de entradas y salidas en el elemento centralizador (CLP o RTU) representan puntos de falla adicionales para el sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sistema descentralizado, donde los sensores son IEDs (<i>Intelligent Electronic Devices</i>) que mandan la información directamente al próximo bloque del sistema de monitoreo. - Se reduce el número o hasta se eliminan tarjetas de entradas y salidas – reducción de costos. - Se reduce el número de puntos de falla del sistema. - Fallas en un IED llevan a pérdidas de apenas una parte de las funciones – los

<ul style="list-style-type: none"> - Fallas en el CLP pueden llevar a la pérdida de todas las funciones ofrecidas por el sistema. - La temperatura típica de operación de un CLP es de 55 °C [1]. La instalación en transformadores no es recomendada. - Instalación recomendada en la sala de control – alto número de cables de conexión entre los dispositivos y el patio. - Nivel de aislamiento típico de 500V – no recomendado para ambientes con alta tensión (ej.: subestaciones). - Puertos de comunicación seriales no toleran surtos, impulsos e inducciones típicas de una subestación, obligando al uso exclusivo de fibra óptica para la red de comunicación. - Sistema centralizado, mantenimientos y expansiones son más difíciles. - Para la aplicación de la SE Ibes, serían necesarios aproximadamente 250 a 500 metros de cables 4x1,5mm² – alto costo de instalación. 	<p>demás IEDs continúan en servicio.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Temperatura de operación entre -40 y +85 °C, recomendada para instalación en campo (patio). - Instalación típica en paneles, en el patio – apenas comunicación serial (par trenzado o fibra óptica) para conexión a la sala de control. - Nivel de aislamiento típico de 2,5kV – desarrollado para ambientes con alta tensión. - Puertos de comunicación seriales tolerantes al ambiente de una subestación, permitiendo el uso de cables de par trenzado para trechos o hasta la totalidad de la red de comunicación – bajo costo de configuración, sin excluir la posibilidad de uso de fibra óptica. - Sistema naturalmente modular, haciendo con que mantenimientos y expansiones sean más fáciles. - Para la aplicación de la SE Ibes, fue utilizado apenas un cable de fibra óptica con 50 metros, reduciendo el costo de la instalación y simplificando el mantenimiento del sistema. Además, se reduce la cantidad de puntos de falla.
--	--

Tabla 1 – Comparación de Arquitecturas Centralizada y Descentralizada

Para garantizar la robustez, confiabilidad y autonomía local del sistema, los IEDs utilizados deben ser específicamente proyectados y construidos para las condiciones extremas encontradas en patios de subestación, tales como temperaturas extremas, impulsos de tensión e interferencias electromagnéticas. Para eso, ellos son sometidos a ensayos de tipo realizados en laboratorios oficiales, tales como el IPT, y por el INPE, incluyendo:

- Ensayo Climático: (IEC 60068-2-14): (-40 a +85 °C);
- Impulso de Tensión (IEC 60255-5);
- Tensión Aplicada (IEC 60255-5);
- Inmunidad a Surtos (IEC 61000-4-5);
- Inmunidad a Campos Electromagnéticos Irrradiados (IEC 61000-4-3);
- Inmunidad a Perturbaciones Electromagnéticas Conducidas (IEC 61000-4-6);
- Descargas Electroestáticas (IEC 60255-22-2);
- Inmunidad a Transitorios Eléctricos Rápidos (IEC61000-4-4);
- Inmunidad a Transitorios Eléctricos (IEC 60255-22-1);

- Respuesta a la vibración: (IEC 255-21-1);
- Resistencia a la vibración: (IEC 255-21-1).

3. El Protocolo DNP

O protocolo DNP 3.0 (*Distributed Network Protocol versión 3.0*) fue escogido para la aplicación por ser un protocolo de comunicaciones abierto y no propietario, basado en las especificaciones del IEC (*International Eletrotechnical Commission*), adaptado para ser utilizado en aplicaciones altamente seguras, a una velocidad y cantidad de datos moderada. Es bastante flexible y puede ser utilizado en cualquier plataforma de hardware.

El modelo especificado por la ISO-OSI (*International Standards Organization - Open System Interconnection*) establece siete capas para un protocolo de red. Ya el IEC especifica un modelo simplificado, que consiste en las capas física, data link y aplicación solamente. Tal modelo es llamado EPA (*Enhanced Performance Architecture*). La Figura 2 abajo muestra la estructura de la EPA y su sistema de comunicación.

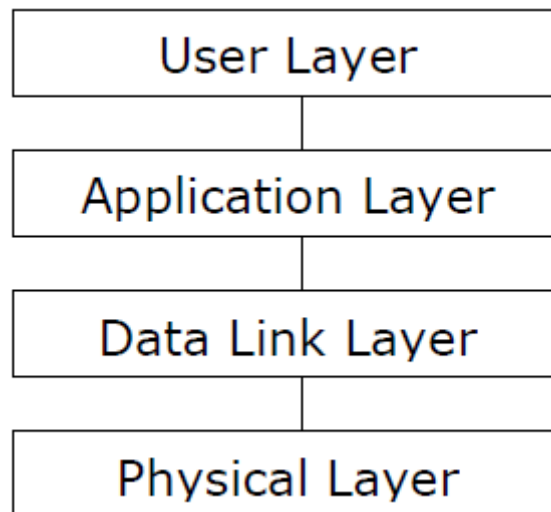


Figura 2 - Modelo simplificado del ISO-OSI.

La camada del usuario (*User Layer*) puede ser definida como el local donde el usuario manipulará los datos, después de todas las comunicaciones. La camada del usuario es utilizada para enviar/recibir mensajes completos de/para un dispositivo.

La camada de aplicación (*Application Layer*) es responsable por especificar en detalles los pedidos de la camada del usuario y encaminarle de vuelta los mensajes provenientes de la camada de link de datos (*Data Link Layer*). En otras palabras, la camada de aplicación agrupa los mensajes de la camada del usuario, llamadas fragmentos, en un mensaje de múltiples fragmentos con la información completa para ser procesada y enviada a una estación a través de la camada de link de datos.

La camada de link de datos es usada para la transmisión de los mensajes entre las estaciones primaria (originaria) y secundaria (receptora). Ella también empaqueta los

datos, verifica eventuales errores de transmisión a través del chequeo de CRC (*Cyclic Redundancy Check*) y los envía a la red.

El protocolo DNP 3.0 permite una gran variedad de comandos que pueden ser utilizados según la necesidad de cada aplicación. En la aplicación aquí descrita fue utilizado el subconjunto de comandos descrito en la Tabla 3, que corresponde también a las funciones DNP que están disponibles en los IEDs:

Código	Función	Descripción
1	Read	Llama a los objetos específicos de la IED; responde con los objetos que están disponibles.
2	Write	Almacena los objetos especificados en el IED; responde con el estado de la operación.
3	Select	Selecciona o suministra los puntos de salida, pero no produce ninguna acción (controles, puntos de ajuste o salidas analógicas); responde con el estado de la operación. La función "Operate" se debe utilizar para activar estas salidas.
4	Operate	Produce acciones en salidas o puntos seleccionados previamente con la función "Select".
5	Direct Operate	Se selecciona y opera las salidas especificadas; responde con el estado de los puntos de control.
6	Direct Operate – No Ack	Se selecciona y opera las salidas especificadas pero no envía la respuesta.
13	Cold Restart	Se reinicia el IED.
23	Delay Measurement	Permite la aplicación para calcular el retardo (tiempo de propagación) para un IED particular.

Tabla 2 – Funciones DNP utilizadas por los IEDs de Treotech.

4. Instalación del Sistema

La arquitectura detallada de ese sistema puede ser vista en la Figura 3 a seguir. La remota C50 realiza toda la lógica de lectura de los IEDs, bien como sus secuencias de comando y control, tales como encender/apagar los grupos de ventiladores, aumentar/disminuir la posición de tap, etc.

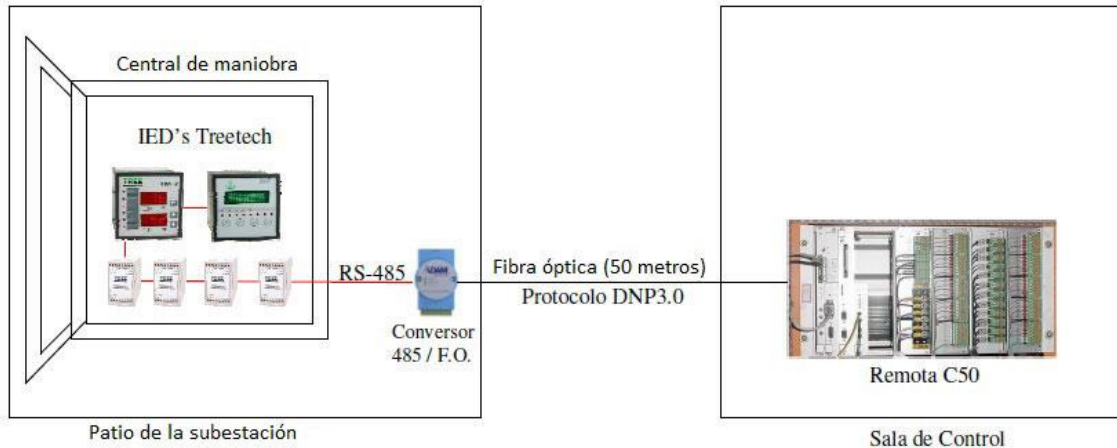


Figura 3 - Arquitectura del Sistema Descentralizado Adoptado.

La Tabla 3 describe los IEDs utilizados en la central de maniobras del transformador, las informaciones aqisitadas y sus funcionalidades realizadas localmente. En las figuras 4 y 5 pueden ser vistos el transformador 7TR1 y los detalles de la instalación de los IEDs en su central de maniobras.

IED's	Datos Aquisitados	Funciones de Control y de Protección Proteção
Monitor de Temperatura	<ul style="list-style-type: none"> - La temperatura del aceite - Temperatura del punto más caliente de los devanados - Corriente de carga 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarmas y desconexiones para altas temperaturas - Control Automático / Manual de ventilación forzada
Módulos de Adquisición de Datos	<ul style="list-style-type: none"> - Adquisición de contactos de entrada - Adquisición de valores analógicos - Actuando a través de los contactos de 	<ul style="list-style-type: none"> - Contactos de alarma (relé Buchholz, válvula de seguridad, niveles de aceite, etc.) - Estado de los grupos de ventilación forzada - Conmutador bajo carga en operación - Tiempo de operación del conmutador bajo carga
Relé Regulador de Tensión	<ul style="list-style-type: none"> - Tensiones de fase - Corrientes de fase - Potencias activa / reactiva / aparente 	<ul style="list-style-type: none"> - Control automático del conmutador bajo carga (subida / bajada del tap) - Alarmas de mínima tensión, sobretensión y sobrecorriente
Supervisor de Paralelismo	<ul style="list-style-type: none"> - Posición del tap de conmutador - Selecciones local/remoto, maestro/comandados/individuales y manual/automática 	<ul style="list-style-type: none"> - Alarmas de error de lectura del tap - Alarmas por error de sincronización entre los bancos y las fases

Tabla 3 – IEDs asociados al sistema de monitoreo.



Figura 4 – Transformador 7TR1.



Figura 5 – Foto de los IEDs Instalados.

5. Conclusiones

El sistema aquí descrito se encuentra en operación desde noviembre de 2007. Conforme relatado por el personal de operación en campo, la comunicación con todos los IEDs se mantuvo estable y funcional, tanto para la adquisición cuanto para el comando y control de todas las variables monitoreadas.

El sistema de monitoreo y control digital se ha mostrado eficaz, pues al adoptar una arquitectura descentralizada para ese tipo de proyecto, pueden ser verificados varios beneficios, tales como la reducción en la cantidad de cables, reducción de costos y minimización de fallas, o sea, caso algún módulo del sistema falle, el sistema como un todo no será comprometido.

La descripción del sistema, bien como la experiencia en campo relatada con el uso de esa arquitectura, irá permitir una evolución de los beneficios y de la experiencia adquirida con el sistema de monitoreo presentado, pudiendo generar aplicabilidades en subestaciones de alta importancia para la red eléctrica. Escelsa Energias do Brasil pretende, en un futuro próximo, adoptar esa solución para otras de sus subestaciones, estandarizando así esa arquitectura de forma a unificar y simplificar todo el proceso de monitoreo y control.

Existe aún la posibilidad de expansiones futuras, con la inclusión de nuevos IEDs para agregar nuevas funciones al sistema, como, por ejemplo, el monitoreo de la humedad en el aceite y el monitoreo de bushings capacitivos. Para tanto, basta conectar los nuevos sensores en paralelo en la red de comunicación existente.

6. Bibliografía

- [1] Lavieri Jr., Arthur, Hering, Ricardo, "Novos Conceitos em Sistemas de Energia de Alta Confiabilidade", Encarte Especial Siemens Energia, <http://mediaibox.siemens.com.br/upfiles/232.pdf>, Janeiro/2001.
- [2] Alves, Marcos; Vasconcellos, Vagner, "Specification of On-line Monitoring Systems for Power Transformers Based on a De-centralized Architecture", Cigré International Technical Colloquium, September/2007.
- [3] Amorim, Fernando; Ramos, Nelson, "Sistema de Chaveamento Automático para Rápida Energização de Fase Reserva em Bancos de Transformadores Monofásicos", XII ERIAC, Maio/2007.
- [4] Alves, Marcos, "Sistema de Monitoração On-Line de Transformadores de Potência", Revista Eletricidade Moderna, Maio/2004.