

# ESTO NO ES UN SCADA DE COPIAR Y PEGAR PARADIGMAS A SUPERAR EN SU IMPLEMENTACIÓN

Felipe Rodriguez, Carlos Moya

Bogota DC

Oleoducto Central S.A.

Carrera 11 # 84 - 09

[carlos.moya@ocensa.com.co](mailto:carlos.moya@ocensa.com.co), [felipe.rodriguez@ocensa.com.co](mailto:felipe.rodriguez@ocensa.com.co)

**Resumen-** Cuando una empresa evoluciona de sistemas mecánicos reciprocos a sistemas eléctricos, debe evaluar como dicha evolución impacta la seguridad del personal, confiabilidad y mantenibilidad de los nuevos equipos eléctricos. Con lo anterior se cambia el concepto y percepción de los sistemas eléctricos como equipos auxiliares y pasan a ser parte de los sistemas principales/críticos que sostiene la operación. Es cuando la implementación de los Scadas Eléctricos a nivel industrial consolidan un grupo interesante de soluciones para atender estos nuevos retos y donde el cambiar la forma/filosofías del como siempre se han estructurado permiten el poner a prueba los avances tecnológicos disponibles para identificar y romper muchos paradigmas.

## I. INTRODUCCIÓN

El Oleoducto Central S.A (OCENSA) cuenta con 10 estaciones para realizar diferentes procesos en el transporte de crudo (bombeo, almacenamiento y control de presión). Estas estaciones cuentan con diferentes fuentes de energía que alimentan los equipos principales de las mismas, los cuales prestan un servicio para poder mantener la operación de las unidades de bombeo y así poder garantizar los esquemas de bacheo/promedios de bombeo requeridos para el cumplimiento de los compromisos con puertos de exportación y refinería.

Ocensa está comprometida con la innovación, teniendo como columna vertebral la eficiencia operativa e impregnando en todas sus áreas la cultura de la constante búsqueda de cumplir dicha estrategia, llevando a desarrollar proyectos de eficiencia energética y a impulsar la migración de los activos principales a fuentes de energía como la eléctrica. Un ejemplo de los anterior fue el Proyecto P135 donde fueron colocadas en servicio quince (15) unidades de bombeo eléctricas de 6900Vac que sumadas aportan 85.000 HP distribuidas estratégicamente y seis (6) turbinas duales (Gas-Diesel) + cuatro (4) motogeneradores de crudo que suman aproximadamente 88 MW de potencia instalada.

Debido a esta nueva tendencia, que está llevando a las estaciones a convertirse en centros eléctricos con una gran cantidad de equipos que cumplen un sinúmero de funciones para mantener los sistemas eléctricos con altos grados de confiabilidad; nace la necesidad de tener un SCADA eléctrico que no solo permita realizar una operación centralizada (siendo apadrinada por la experiencia en la implementación de SCADAS de procesos centralizados), sino que también nace un SCADA capaz de romper los paradigmas que vienen con el tiempo en esquemas operacionales y de mantenimiento y que busca de manera eficiente e inteligente integrar todos estos equipos en distintas partes del país a un solo lugar para su gestión y operación, logrando integrarse de manera fiable al sistema de gestión energética de la compañía.

## II. OBJETIVO

Implementar un SCADA eléctrico que rompa con los paradigmas que hasta hoy se han tenido en estos sistemas y poder integrar las mejores prácticas y estudios en la operación de procesos netamente industriales a nivel de procesos, a una operación de sistemas eléctricos centralizada, que permita de manera eficiente analizar fallas del sistema, identificar condiciones subestándar, gestionar y mantener remotamente los equipos activos de la red y especialmente realizar una operación de interruptores confiable y segura.

## III. ALCANCE

Implementar una arquitectura del sistema de integración de los diferentes equipos, para poder garantizar una segregación correcta de funciones y así dar prioridad a los comandos y los estados críticos para la operación, pero permitir también la gestión de mantenimiento de los equipos.

## IV. DEFINICIONES

*Scada Eléctrico:* acrónimo de Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) es un concepto que se emplea para realizar un software para ordenadores que permite controlar y

supervisar procesos industriales a distancia enfocado en la operación y control de subestaciones eléctricas. Facilita retroalimentación en tiempo real con los dispositivos de campo.

*Protocolos de Comunicación:* Un protocolo de comunicaciones es un conjunto de normas que están obligadas a cumplir todas las máquinas y programas que intervienen en una comunicación de datos entre ordenadores sin las cuales la comunicación resultaría caótica y por tanto imposible

*Arquitectura de Control:* Es la representación lógica y gráfica de la intercomunicación de los dispositivos activos de un sistema de control, donde se exponen los medios y los protocolos utilizados para la integración de los mismos.

*Redes de comunicaciones:* Es una conexión de diferentes equipos que pueden comunicarse e intercambiar información, utilizando sus propios recursos o recursos ajenos.

*RTU:* De sus siglas “Remote Terminal Unit”, Es un equipo electrónico remoto que permite la interconexión con equipos activos en un área de trabajo, usando diferentes protocolos de comunicación o simplemente cableado en duro.

*IEC-61850:* Es un estándar para la automatización de subestaciones que define un conjunto de servicios en lo que se denomina Abstract communication service interface (ACSI). Esta norma se divide en 10 partes en las que se aborda aspectos relacionados como requerimientos generales del sistema, gestión de los proyectos de ingeniería y requerimientos de comunicaciones

*IED:* De sus siglas “Intelligent Electronic Device” es un término usado en sistemas de potencia eléctricos industriales para describir controladores basados en microprocesadores de equipos de sistemas de potencia, tales como equipos de protección electrónicos en celdas de interruptores o controladores de bahía en subestaciones de alta tensión.

## V. PARADIGMA 1: CABLEADO EN DURO O COMUNICACIONES

Uno de los primeros paradigmas que se pueden identificar se presenta en el momento de asumir una arquitectura donde es posible integrar las señales de campo en cableado en duro o a través de la implementación de esquemas de comunicaciones. Algunos criterios por lo que es posible inclinarse o no

en la decisión de los esquemas de cableado en duro son los siguientes:

### *Ventajas cableado en duro*

- ✓ Reducción de puntos de falla entre los equipos de campo (IED) y el concentrador de señales.
- ✓ Permite independizar calidad de información por señal.
- ✓ Facilidad en el seguimiento de fallas ante pérdidas de señal con personal con conocimiento básico en cableado de control.

### *Desventaja cableado en duro*

- ✓ Dependiendo de las distancias entre los equipos a integrar, se da un aumento de requerimientos de cableado y bandejas portacables.
- ✓ Necesidad de instalación de tableros concentradores de cableado para la centralización de la totalidad de señales en duro.
- ✓ Susceptibilidad del cableado en duro a efectos de compatibilidad electromagnética.
- ✓ Mayor cantidad de actividades requeridas para la implementación en campo en conexión, tendido de cableado e instalación de bandejas portacables.
- ✓ Su intervención ante fallas es más delicada y casi siempre requiere energía “0” para su ejecución.

Por otra parte algunos criterios por lo que es posible inclinarse en la decisión de implementar o no esquemas de comunicación en lugar de cableado duro son los siguientes:

### *Ventajas esquemas de comunicación*

- ✓ Posibilidad de enviar mayor cantidad de información al sistema de control principal desde los IED.
- ✓ Bajos requerimientos de cableado y rutas de cableado para la implementación
- ✓ Permite aumentar o reducir la cantidad de información que realmente se requiere en el control principal.
- ✓ Fácil escalabilidad e integración con otros sistemas.

### *Desventajas esquemas de comunicación*

- ✓ Mayor tiempo de ingeniería por fabricantes.
- ✓ Requerimientos de personal especializado para configuración y respaldar el esquema de comunicaciones.
- ✓ Requerimientos de redundancias en comunicaciones para aumentar confiabilidad y disponibilidad de las comunicaciones.

- ✓ Mayores requerimientos en especificaciones de equipos de campo (IED) para que soporten protocolo de comunicaciones

Teniendo en cuenta que a través de esquemas de comunicación entre los equipos de campo y el sistema de control principal es posible disponer de una mayor cantidad de información sin tener que aumentar requerimientos de cableado, lo que permitiría desarrollar variedad de filosofías de control, protecciones, eficiencias energéticas, diagnósticos y gestión remota, la implementación de sistemas de comunicación especializados en equipos eléctricos es la mejor opción.

La idea es que todos los equipos periféricos (IED) centralicen todas las señales directamente sobre el equipo en campo (que tienen asociado) para lograr tomar acciones en control y gestión por comunicaciones, para que la integración remota por comunicaciones hasta la RTU más cercana sea sencilla y transparente en todos los niveles de información del Scada.

#### VI. PARADIGMA 2: PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN MADUROS VS PROTOCOLOS NUEVOS ESPECIALIZADOS

En las etapas tempranas de ingeniería, el grupo diseñador tiende siempre a definir un protocolo de comunicación que sea de conocimiento general del equipo, que tenga un tiempo largo en el mercado o simplemente se deciden por irse por la seguridad del cableado en duro, el cual se mostró en el apartado anterior. Por las razones anteriores, pierden la posibilidad de estudiar los protocolos emergentes, los cuales pueden llevar al proyecto a una solución más directa y ahorrar mucho dinero en mejoras futuras o integraciones a sistemas nuevos.

El protocolo IEC 61850, como estándar de comunicaciones para integración de subestaciones eléctricas, provee unos apartados muy atractivos que se ven desde el momento del diseño de la ingeniería, radicando en la importancia que tiene que el proceso de ingeniería pueda ser completo sin tener que perder tiempo con el levantamiento y consolidación de equipos para poder cumplir con una ingeniería completa. Otro de los puntos más importantes del IEC 61850 sobre Ethernet es que está pensado para las nuevas generaciones y metodologías de proyectos, con la versatilidad de que los sistemas se puedan escalar de manera fácil y rápida, y que la innovación e integración de nuevos sistemas sea de manera eficaz.

En la actualidad los componentes eléctricos presentes en la industria son mucho más densos que en épocas

anteriores, ya que los accionamientos eléctricos resultan ser equipos con mayor disponibilidad y bajo mantenimiento. Lo anterior lleva a que se cuenten en las plantas con muchas subestaciones eléctricas con accionamientos controlados por electrónicas de potencia, entonces nace la necesidad de llevar todas estas variables de manera sencilla a un sistema de control centralizados, y una de las formas más rápidas de hacerlo es con una red LAN. Por otro lado al tener una red que integra un gran número de equipos críticos, entra el tema de la confiabilidad de la misma, para eso el protocolo IEC 61850, montado sobre una red redundante pensada en la disponibilidad, despliega todos sus beneficios, pudiendo definir todos los elementos activos sobre la red como nodos gestionables y controlables, que permiten tener la información suficiente para la toma de acciones.

#### VII. PARADIGMA 3: IED (DISPOSITIVO ELECTRÓNICO INTELIGENTE) FULL Vs RUT (UNIDAD TERMINAL REMOTA) ROBUSTA

Durante los procesos de compra de switchgear y/o CCM's para un nuevo proyecto se presenta un primer escenario donde se deben especificar los equipos de medición y protección de cada uno de los circuitos de alimentación; es en ese momento donde es posible tomar la decisión de incluir características de control, comunicaciones y sincronización en tiempo para los equipos de protección (IED) o seleccionar las mínimas características necesarias para el esquema de protecciones asociado. Un segundo escenario se presenta cuando las instalaciones son existentes y debido a la antigüedad de los equipos no cuentan con las mejores características que se necesitan a la hora de poderlos integrar a un Scada.

Se tienen dos esquemas para la implementación de un Scada eléctrico:

1. Seleccionar los equipos de protección (IED) con todas las características necesarias para ser controlados remotamente por comunicaciones, permitiendo la ejecución de comandos remotos, gestión con el software propietario remotamente y garantizando la estampa de tiempo al sistema Scada. En este esquema permitiría que los componentes de sistema Scada en campo (RTU) no deban ser tan robustos en cuanto a señales en duro pero si muy fuertes en sus capacidades en gestionar redes de comunicación de campo.



Figura 1. IED de Protección en Celda de Media Tensión 6900Vac

2. Si no seleccionamos los equipos de protecciones (IED) adecuadamente proyectados a que en un futuro serán integrados a un sistema Scada (o si las instalaciones son existentes con equipos antiguos con características técnicas mínimas de protección) y se llegase a presentar la necesidad operativa y de mantenimiento de implementar un sistema Scada, podremos tener los siguientes inconvenientes:

- Mayores costos en elevar las capacidades de las protecciones (IED) para gestionar señales/salidas digitales, comunicaciones y sincronización en tiempo, junto con modificación en campo de celdas de potencia para adaptar los esquemas de control y comunicaciones interno de las mismas ante los nuevos requerimientos de su equipo de protección (IED).
- Cuando las protecciones (IED) no permitan ser adaptadas a los nuevos requerimientos, es necesario incrementar las características de las RTU de campo para asumir algunas funciones. Esto representa mayores costos en cableado de campo hasta la RTU y aumento en componentes de I/O remotas.
- Muchas de las funciones que hacen de un sistema Scada una herramienta poderosa, seguramente no podrán ser implementadas, en particular la sincronización de estampas de tiempos y gestión remota con el software propietario; las cuales

permiten al personal de mantenimiento reducir tiempos de parada de planta y análisis de falla.

- Teniendo en cuenta que muchas de las instalaciones donde es requerida una gestión y control remoto son operaciones críticas donde se opera las 24 horas al día, es posible que la intervención para implementar un Scada eléctrico se dilate en tiempo más de lo contemplado, ya que dependerá en gran medida de los escenarios operacionales que permitan intervenir de forma segura los equipos eléctrico requiriendo en muchos casos la desenergización de facilidades.

Todos los sistemas son susceptibles de ser controlados y gestionados remotamente, pero dependiendo del escenario que tengamos, nos representara más recursos y actividades en campo. Siempre es deseable desde inicio de los proyectos dejar establecida la operación futura desde un Scada para los sistemas eléctricos desde las especificaciones de los equipos de control y protecciones (IED) de cada uno de los alimentadores principales, buscando desagregar las funciones que tendría una RTU de campo muy robusta en funciones que asumirían los equipos de protección (IED) con un poco más de capacidades.



Figura 2. RTU Eléctrica Instalada en Subestación/CCM de 480VAC

#### VIII. PARADIGMA 4: HMI SITUATIONAL AWARNESS VS HMI COLOR

Las interfaces de usuario o comúnmente conocidas como las pantallas de operación, son el punto de inflexión entre el proceso y lo que el operador percibe del mismo para tomar decisiones. Entonces se pueden considerar a estas interfaces operador-proceso de gran importancia, ya que la veracidad y la eficacia de la información presentada, son la base de una correcta

operación y principalmente para evitar riesgos a las personas y al medio ambiente.

En Colombia es muy común que el gremio de operadores de diferentes sectores este acostumbrado a operar basado en una paleta de colores que representa muchas tonalidades para mostrar diferentes atributos de los activos. Esta paleta de colores termina siendo tan dotada y variada, que las pantallas se vuelven pinturas multicoloreadas y abstractas que solo un operador experimentado puede identificar variables importantes en ellas.

El reto a vencer con el SCADA eléctrico de Ocensa es involucrar a los nuevos operadores a unos procesos enfocado a la atención de operaciones subestándares, donde las operaciones normales serán representadas en tonos de un mismo color y los cambios de colores en las pantallas, solo nos indicaran que hay una condición de emergencia por fuera de lo común que requiere una acción del operador. Estas nuevas pantallas se llaman “Situational Awareness”, donde la función de los colores es dirigir la mirada del operador a la situación por fuera de control y que normalmente su vista este descansada ante una pantalla pensada en presentar información valiosa y calmada para la vista.

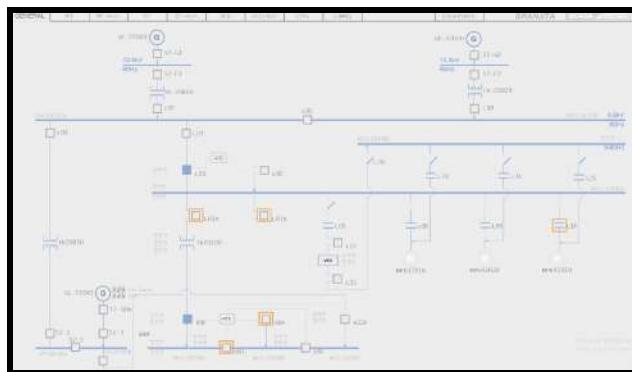


Figura 3. Pantalla General del SCADA Eléctrico

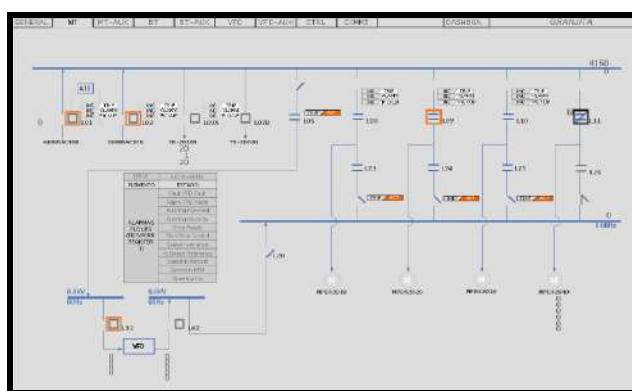


Figura 4. Pantalla Principal de Operación de Subestación de Media Tensión 6900Vac



Figura 5. Despliegue de Control de un Relé o Interruptor.

#### IX. PARADIGMA 5: GESTIÓN DE CONFIGURACIÓN LOCAL VS REMOTO

Existe la necesidad en todo tipo de compañías de buscar estrategias para mejorar la productividad y ser más eficientes. Parte de las actividades de los grupos de confiabilidad y mantenimiento está en poder diagnosticar y restablecer los sistemas rápidamente ante fallas de los equipos eléctricos. Si consideramos que el personal especializado no se encuentra disponible en sitio y que se centraliza por lo general en lugares apartados (Ej: Centro de control Bogota), se tiene la necesidad de poder gestionar remotamente estos equipos para visualización/configuración de parámetros de configuración, detalles de almacenamiento de alarmas/fallas/eventos, graficas de osciloperturbografías, variables eléctricas especializadas, detalles de estado de entradas/salidas digitales y demás información que posiblemente no es fácilmente configurable por los caminos de comunicación utilizados en la operación de los equipos desde el Scada.

Para poder acceder a esta información es necesario establecer comunicación con el software propietario de los equipos (no directamente en sitio por el panel frontal de los dispositivos IED) de forma remota, a través de esquemas de comunicación preestablecidos en canales secundarios del Scada para hacer esta gestión.

El personal que soporta la actividades de mantenimiento en campo tienen la percepción de que las conexiones que se establecen desde los software propietarios a los equipos IED podrían presentar dificultades y generar que el interruptor o celda asociada genere una apertura indeseada solo por acceder y descargar parámetros / registros de alarmas provocando paradas de planta por perdida de energía en sistemas auxiliares y/o principales. Por lo anterior el

personal de mantenimiento generalmente prefiere (cuando se requiere) conectarse a los equipos IED con el software propietario en paradas programadas de planta o cuando es posible desenergizar la celda sin llegar a tener afectación operacional.

Lo anterior no permite gestionar preventivamente los equipos de protección (IED) y solo accedemos a ellos cuando se presentan las fallas. También implica que el conocimiento práctico del personal de campo sobre los equipos en cuanto a descarga de información/parametrización no se sostiene en el tiempo tras no acceder a ellos de forma rutinaria. Es por lo anterior, que el permitir dejar un canal de comunicación de gestión directamente conectado hasta las protecciones en campo (el cual no representara riesgo para operación) es fundamental y representa grandes beneficios para respaldar plantas con operación continua; donde el poder restablecer los sistemas eléctricos luego de un evento de falla o analizar los sistemas eléctricos de forma preventiva es indispensable para la confiabilidad y mantenibilidad de los activos.



Figura 6. Conexión Local con Software propietario en VFD SIEMENS Robicon 6000HP

## X. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ✓ Establecer desde la ingeniería y especificaciones de equipos, las características necesarias en comunicaciones y control en los IED para poder a futuro ser fácilmente integrados a un sistema Scada.
- ✓ Realizar la implementación del Scada con protocolos de comunicación especializados para equipos eléctricos (Ej: IEC 61850). Los fenómenos eléctricos son de muy corta duración por lo que poder contar con estampas de tiempo para registrar eventos, alarmas y ejecución de

comandos con diferencias mínimas en tiempo son de mucha utilidad para los análisis de fallas y hacer validaciones preventivas del adecuado funcionamiento de los equipos.

- ✓ Permitirle al grupo de especialistas ubicados a grandes distancias de los equipos de planta el poder acceder directamente a los IED para gestionarlos de forma preventiva y para tener información complementaria a la hora de diagnosticar rápidamente una falla eléctrica es fundamental para garantizar confiabilidad y disponibilidad de los sistemas eléctricos. Teniendo en cuenta lo anterior los equipos IED's deben poder ser gestionados remotamente (no directamente en frente de los equipos) con sus software propietario del fabricante, para lo cual deben establecer las redes de comunicación desde el Scada necesarias para tal fin.
- ✓ Teniendo en cuenta la necesidad de garantizar el desarrollo de una operación segura de forma remota de los sistemas eléctricos y buscando controlar riesgos asociados errores humano spor la inadecuada toma de decisiones o en la omisión de una acción, se recomienda implementar pantallas “Situational Awareness” para mejorar la respuesta del operador ante la información desplegada en el Scada.

## REFERENCIAS

- [1] Oleoducto Central S.A., "Gerenciamiento de Alarms", Documento número PM-ST-018, Abril, 2012.
- [2] Oleoducto Central S.A., "Filosofía de Control y Operación Scada Eléctrico", Diciembre, 2017.
- [3] Wikipedia, Enciclopedia Virtual, <https://es.wikipedia.org/wiki/SCADA>
- [4] Norma IEC 61850

## AUTORES

Felipe Rodriguez Spitia, Ingeniero Electronico de la Universidad del Valle, MBA en la EUDE Business School, funcionario de Oleoducto Central S.A \_ Profesional de Automatización\_ Dirección de Operaciones\_ Gerencia de Transporte \_Jefatura de Scada y Operaciones

Carlos Alfonso Moya Sierra, Ingeniero Electricista, de la Universidad del Norte, funcionario de Oleoducto Central S.A \_ Profesional Senior Confiabilidad Equipos Eléctricos\_ Dirección de Operaciones\_ Gerencia Planeación de Mantenimiento\_ Jefatura Confiabilidad e Integridad.