



28° CONGRESO INTERNACIONAL DE
MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS



EXPO
MANTENER
2026



TRANSFORMANDO LA GESTIÓN DE ACTIVOS, INTEGRACIÓN DE SENSORES, PROTOSCOLOS IEC Y ANÁLISIS DE DATOS

Alejandro Santa Calderón

23 de Abril de 2026

22 | 23 | 24 | **ABRIL**

22 | 23 | 24 ABRIL



28° CONGRESO INTERNACIONAL DE
MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS



EXPO
MANTENER
2026



TRANSFORMANDO LA GESTIÓN DE ACTIVOS, INTEGRACIÓN DE SENSORES, PROTOSCOLOS IEC Y ANÁLISIS DE DATOS

Monitoreo en línea de SF₆ en interruptores tanque muerto



Gestión de activos basada en condición: monitoreo en línea del SF₆ en interruptores tanque muerto (230 kV)

Por: Alejandro Santa Calderón / Analista confiabilidad operacional

La evaluación basada en lecturas en sitio y pruebas puntuales de SF₆ limita la detección temprana de desviaciones; en interruptores tanque muerto 230 kV esto incrementa el riesgo de indisponibilidad y eleva la incertidumbre operativa frente a variaciones del gas.



Justificación técnica y hoja de ruta

01

Situación a mejorar

En junio de 2016:

- Disparo por baja presión SF₆ (SE San Carlos 230 kV).
- Presiones entre 6,2–6,3 bar por fase, cercanas al umbral, con alta sensibilidad y riesgo de indisponibilidad.

02

Brecha

- Lecturas en sitio y pruebas bimestrales nos entrega detecciones tardías de degradación.
- Incremento de costos, debido a uso según demanda de laboratorio e incremento en intervenciones reactivas.

03

Oportunidad

- Monitoreo en línea de presión, temperatura y humedad, también en densidad y punto de rocío.
- Disponer de umbrales y tendencias para anticipar desviaciones y decidir con datos en tiempo real.

Implementación piloto: monitoreo en línea de SF₆ en interruptor tanque muerto en la Subestación San Carlos 230 kV

Etapas de la solución

1 Etapa 1 - Diagnóstico del activo

- Consolidación de eventos operativos y calidad de SF₆.
- Restricciones como puntos de instalación, cableado e integración existente

2 Etapa 2 - Diseño de arquitectura y modelo de datos

- Selección de sensor, gateway, protocolos y mapeo de variables.
- Definición de variables como presión, temperatura, humedad, densidad y punto de rocío.

3 Etapa 3 - Instalación e instrumentación en subestación

- Montaje de sensores en el interruptor y conexionado de comunicaciones.
- Preparación para integración a Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS).

4 Etapa 4 - Conversión de protocolos e interoperabilidad IEC

- Conversión desde sensor Modbus RTU (RS-485) y conversión vía Gateway a IEC 61850.
- Publicación a IEC 61850 (SAS) y IEC 60870-5-104 (SCADA).

5 Etapa 5 - Integración, histórico y datos

- Integración a SAS y envío continuo a histórico para tendencias y alarmas.
- **Validación de magnitudes en toda la cadena de la información, sensor, Gateway, SCADA, Historico).**

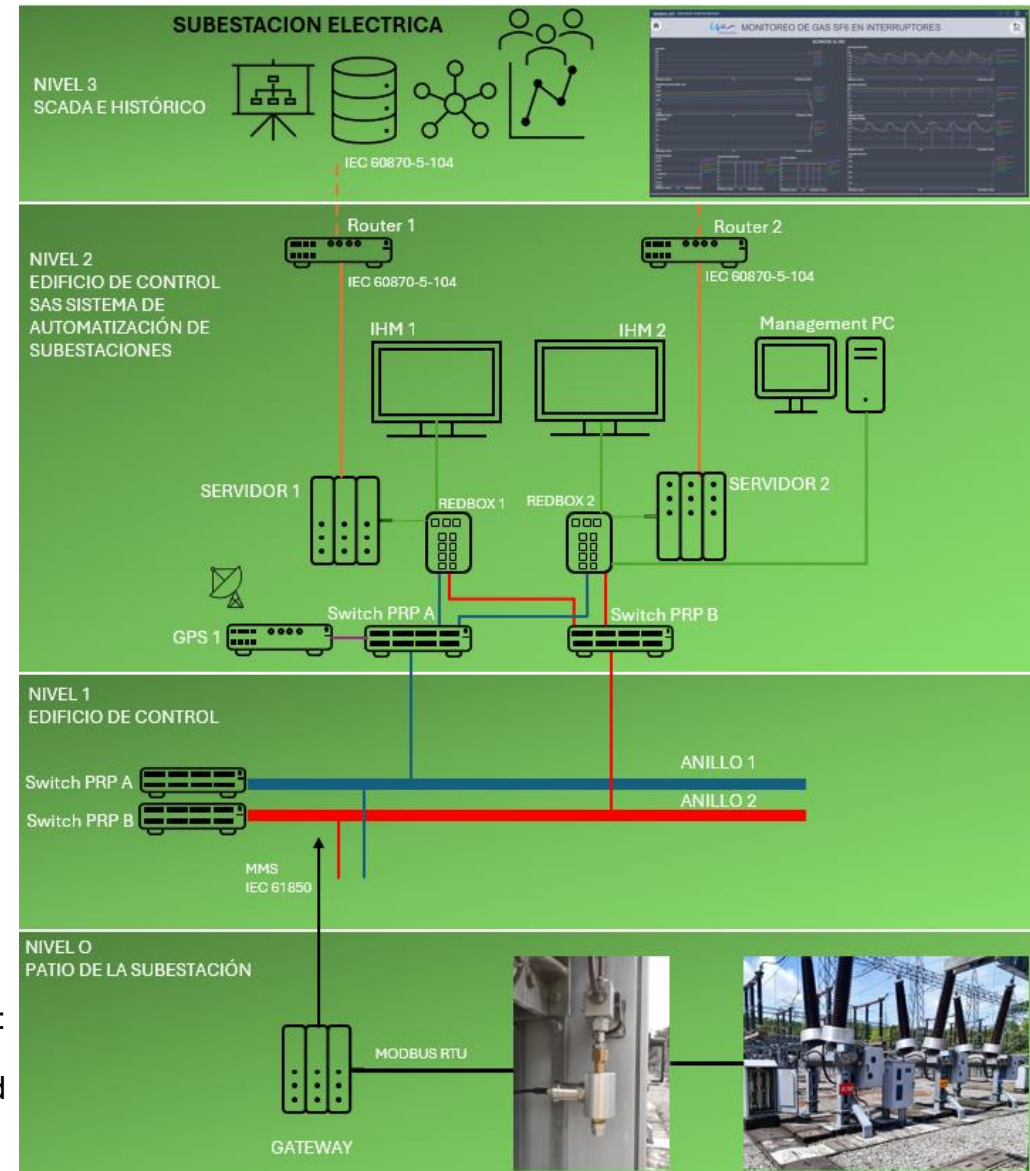
Monitoreo de gas SF6

Envío continuo al histórico para tendencias, umbrales y alarmas (se trata de una gestión basada en condición)

Arquitectura de la solución

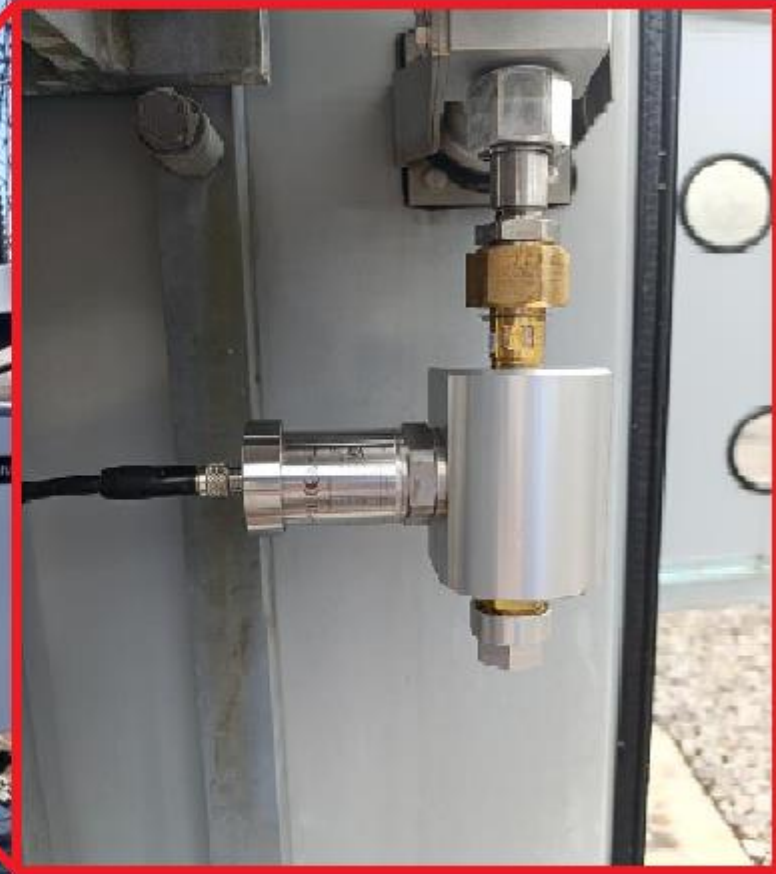
Interoperabilidad: sensor Modbus RTU (RS-485) envió al gateway conversión a IEC 61850 (SAS) y posterior envió a SCADA por IEC 60870-5-104

Adquisición continua de datos: presión, temperatura, humedad, cálculo de densidad y punto de rocío del SF₆



Instalación de sensores SF₆: adquisición de variables críticas y cálculo de indicadores de condición

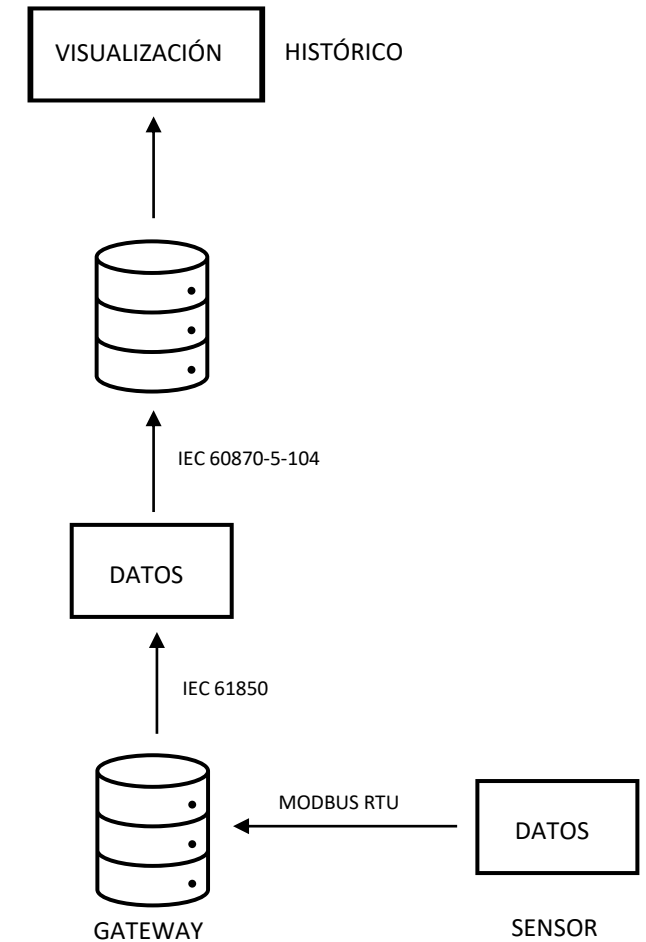
- presión, temperatura y humedad del SF₆ en operación.
- densidad y punto de rocío para evaluar condición del gas aislante.



Integración e interoperabilidad: Modbus RTU , Gateway, IEC 61850 (SAS), IEC 60870-5-104 (SCADA)

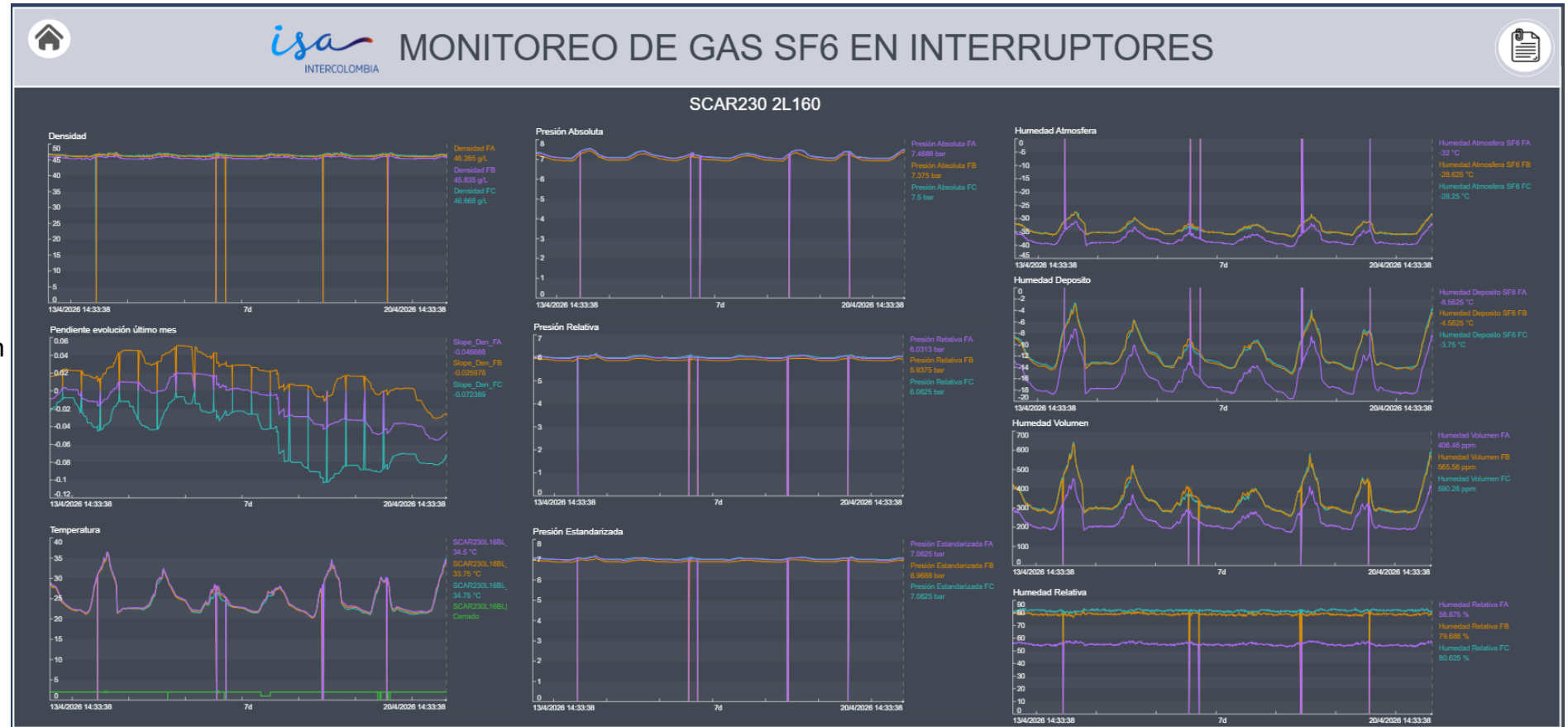
Integración de la comunicación física.

- Sensor SF₆ (Modbus RTU/RS-485), Gateway, SAS, SCADA.
- Conversión a IEC 61850 (SAS) y IEC 60870-5-104 (SCADA)
- Publicación hacia histórico (PI) para tendencias, umbrales y alarmas de condición.



Visualización en histórico, tendencias y alarmas para gestión basada en condición del SF₆

- Series de tiempo de variables.
- Umbrales y alarmas configurables para detectar desviaciones.
- Eventos y tendencias que soportan decisiones de operación y mantenimiento basadas en condición.



Conclusiones

- Se demostró la viabilidad técnica, realizando la integración de sensor de monitoreo de gas SF₆ por protocolo Modbus RTU, conversión a IEC 61850 al SAS y posterior integración a SCADA por IEC 60870-5-104, finalmente suscrito al histórico.
- Hay un cambio de paradigma, pasado de pruebas puntuales a monitoreo en línea de variables críticas para evaluar condición.
- Se confirma la interoperabilidad multimarca, basado en una arquitectura que evita dependencia de un único proveedor y estandariza integración con protocolos de comunicación, dando prioridad a la integración en IEC61850 al SAS.
- Coherencia en la integridad y trazabilidad del dato, desde sensor hasta llegar al histórico.
- Se asegura la escalabilidad operacional, con el modelo de datos y lógica de integración debido que son reutilizables en interruptores similares.
- Impacto en confiabilidad, aportando a la disponibilidad de datos, y con esto habilitando umbrales, tendencias y alarmas para anticipar desviaciones y reducir fallas.

El futuro: conectada, integrada y mejorada por IA

- Identificar patrones de degradación antes de disparos e indisponibilidades. Avanzar en modelos sobre tendencias.
- Consolidar variables en un KPI de condición para priorización de mantenimiento.
- Avanzar con modelos de diagnóstico y pronóstico apoyados en analítica de datos para anticipar intervenciones.

¡Gracias!