



Comité Nacional Paraguayo



Unión de Ingenieros de ANDE

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
06 y 07 de Setiembre de 2018

INTEGRACIÓN DE SISTEMAS Y EQUIPOS BASADOS EN EL ESTANDAR IEC61850 A SISTEMAS CONVENCIONALES EN SUBESTACIONES EXISTENTES.

F. González Groff J. Díaz H. Mujica P. Núñez D. Colmán F. Medina

Administración Nacional de Electricidad (ANDE)

Paraguay

RESUMEN

En los últimos años la Administración Nacional de Electricidad ha realizado una gran inversión para la implementación de nuevas subestaciones, así como la ampliación de subestaciones existentes a fin de satisfacer las necesidades energéticas del país. En éstas se están implementando diseños, conceptos y arquitecturas en forma total o parcial bajo el estándar IEC61850. En función a lo anterior se puede distinguir un problema al cual se enfrenta la empresa en relación a la ampliación de campos de una subestación existente, debido principalmente a la utilización de nuevas tecnologías, arquitecturas y equipamientos que deben coexistir con los sistemas convencionales, ya sean éstos de tecnología cableada o Sistemas Integrados de Control y Protección también referidos como Sistemas de Automatización Heredados. Este no es un problema menor, pues se trata de sistemas y equipamientos de protección y control cuya operativa puede resultar crítica para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico. Para estos casos es necesario encontrar una solución confiable y económicamente viable para la integración de los sistemas de supervisión, protección y control, de manera de optimizar las funcionalidades de los sistemas existentes y las ventajas introducidas por el nuevo estándar, garantizando la operación centralizada local y remota de las subestaciones. Este es un tema complejo que se puede abordar con un proceso de migración paulatina que requiere de la actualización tecnológica de los sistemas existentes y/o la adición de adaptadores de protocolos de manera que interactúen ambas arquitecturas sin inconvenientes. Las estrategias de integración pueden incluir soluciones diferentes, más o menos complejas para cada subestación dependiendo de varios factores. Este trabajo pretende mostrar diversas soluciones implementadas en subestaciones de la ANDE en base a las primicias anteriores.

PALABRAS CLAVES

IEC61850, RTU, SCADA, Gateway, actualización tecnológica, integración.

1. INTRODUCCION

Los sistemas de control y protección de una subestación han evolucionado a lo largo del tiempo en la medida que la tecnología ha ido avanzando, como se puede observar en la figura 1. Inicialmente estos sistemas estaban formados por elementos mecánicos maniobrados por operarios, lo cual requería la presencia de personal en la subestación las 24 horas del día. La llegada de la electrónica y los sistemas de telecomunicaciones permitió la introducción de nuevas funciones de protección y mayor automatización de las subestaciones, las cuales pasaron a estar controladas remotamente desde el centro de control. Tradicionalmente, se realiza el envío de órdenes, señales y medidas al cuadro de control y protección y desde ahí a la Unidad Central de Subestación (UCS) constituida esencialmente por una Unidad Terminal Remota (RTU), cada una a través de un cable de cobre. La RTU transmite estas señales al centro de control por vías de comunicaciones propias. Estos sistemas se conocen como Hardwired Substation Automation.

Substation automation (SA) architecture from hardwires over proprietary protocols to IEC 61850

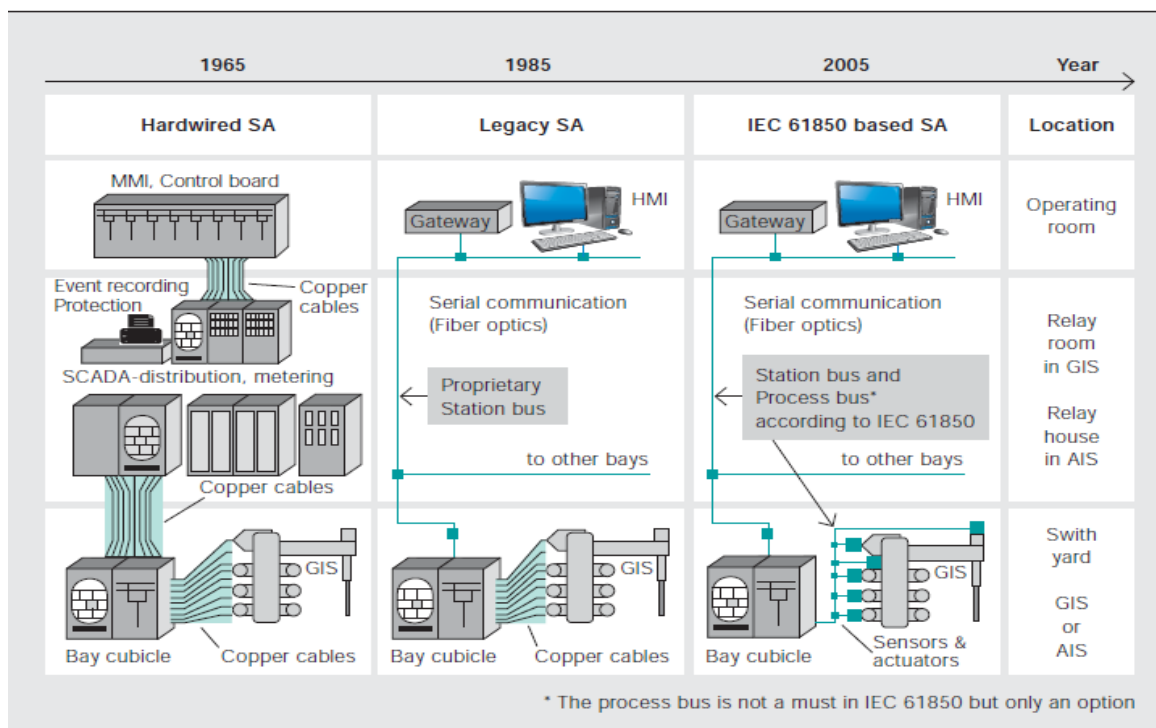


Figura 1 Evolución de la arquitectura de Automatización de Subestaciones

Posteriormente se empezaron a instalar los Sistemas Integrados de Protección y Control (SIPC) en las subestaciones, también referidos como Sistemas de Automatización Heredados (Legacy System Automation), que se basan en equipos electrónicos de control y protección que engloban los mandos, señalización, medidas, lógicas programadas y diversas funciones de protección. Aunque la reducción de cableado es significativa ya que cada equipo de control y

protección se conecta a la UCS por fibra óptica (u otro medio de comunicación), el cableado entre equipos primarios y los cuadros de control, sigue realizándose de manera tradicional. Uno de los principales inconvenientes es que cada fabricante de equipos de control, protección y medida propone un sistema y protocolos de comunicaciones diferente, en ocasiones utilizando soluciones propietarias, lo que impide que equipos de diferentes fabricantes puedan ser interconectados. Esto conduce a instalar equipos del mismo fabricante, sin poder sustituirlos por los de otro.

Ante la necesidad de establecer un único estándar internacional y bajo la experiencia europea y americana nació la norma IEC 61850 como la unión de los trabajos realizados en Europa (IEC) y América del Norte (EPRI), con el principal objetivo de proporcionar interoperabilidad entre fabricantes, mediante la normalización de protocolos de comunicaciones y métodos de configuración. Los SIPC actuales basados en ésta última normativa, se denominan Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS por sus siglas en inglés, Substations Automation System) [1,2].

En las subestaciones de la ANDE existen y coexisten estas tres arquitecturas o tecnologías de sistemas secundarios.

2. IMPLEMENTACIÓN DE SAS Y MIGRACIÓN DE SISTEMAS EXISTENTES

En general, se pueden distinguir dos situaciones de implementación de esta nueva tecnología: la ampliación de campos de una subestación transformadora existente, o la construcción de una nueva subestación. La tendencia tecnológica en la construcción de nuevas subestaciones es la implementación de Subestaciones Digitales, sin embargo el grado de implementación de la norma no es una constante en todas las subestaciones de ANDE, y en muchas se han realizado sólo implementaciones parciales donde la utilización de IEC 61850 se limita a funciones de supervisión y control. Por otro lado, debido a que subestaciones antiguas son modernizadas, para realizar la migración son requeridos más equipos o sistemas con capacidad de integración y menos capacidades de Entrada/Salida (E/S). En estas últimas es posible tener ambos tipos de automatización (SAS y RTU/SIPC) interconectados en la misma subestación, de manera de integrarlos posteriormente.

3. INTEGRACIÓN DE SISTEMAS Y EQUIPOS BASADOS EN IEC61850 A SISTEMAS CONVENCIONALES EN SUBESTACIONES EXISTENTES.

En el caso de que se realicen implementaciones parciales, manteniendo los sistemas secundarios o se realicen ampliaciones en subestaciones existentes, es necesaria la coexistencia de sistemas y equipos de tecnología heredada con los nuevos equipos IEC61850. Esto es un tema complejo que se puede abordar con un proceso de migración paulatina que requiere de la actualización tecnológica de los sistemas existentes y/o la adición de adaptadores de protocolos de manera que interactúen ambas arquitecturas estableciendo fronteras funcionales bien definidas de manera de facilitar sucesivas etapas de migración [3].

En cada subestación donde sea necesaria la coexistencia de tecnologías diferentes se enfrenta a la opción de la adición de adaptadores de protocolos o la necesidad de actualizar o

reemplazar una RTU o UCS heredada. Algunas de las consideraciones a tener en cuenta de los sistemas existentes son:

- Capacidad para interactuar con dispositivos electrónicos inteligentes (IED)
- Fiabilidad del sistema o equipo
- Disponibilidad de componentes para el soporte de repuesto / reparación del proveedor
- Capacidad de múltiples puertos de comunicaciones maestros/esclavos y protocolos para compartir datos dentro y fuera de la subestación
- Compatibilidad con medios de comunicación
- Capacidad para la cantidad, resolución y precisión de la adquisición de datos requerida
- Disponibilidad financiera

Lo primero que viene a la mente es reemplazar la RTU o UCS por una nueva, sin embargo se tiene que tener en cuenta que normalmente se tienen tres limitantes principales: presupuesto, tiempo y recurso humano. Por lo tanto, la implementación de adaptadores de protocolos, o una actualización de la RTU o UCS es, en muchos casos, una mejor opción.

4. CRITERIOS PARA LA INTEGRACIÓN TECNOLÓGICA

Para encontrar una solución confiable y económicamente viable para integración a partir de la implementación de conversores de protocolos o actualización tecnológica de los sistemas de supervisión y control de las subestaciones intervenidas, de manera de optimizar las funcionalidades de la RTU o SIPC existentes y los relés digitales o IEDs basados en IEC 61850, se tomó en cuenta las arquitecturas y requerimientos de ambos sistemas; se validó criterios y consideraciones relacionadas a estos sistemas, y que se encuentran detallados en [4], con las siguientes definiciones:

- 4.1. **Consideraciones de entradas analógicas:** Integración preferente por protocolo nativo de los multimedidores digitales (DMM, siglas en inglés) y / o IEDs en todas las posiciones, salvo algún caso particular donde la medición sólo pueda ser realizada por traductor.
- 4.2. **Consideraciones de estados digitales:** Transmisión de las señales digitales a partir de protocolos de comunicaciones en aquellas posiciones donde se disponen de relés digitales o IEDs. Los equipos primarios legados que no poseen IEDs asociados se deben cablear directamente a los módulos de ED de la RTU. La utilización de IEDs en configuración redundante, favorece la alta disponibilidad de la información.
- 4.3. **Consideraciones de Control:** Emisión preferente de órdenes de control del tipo seleccionar antes de operar (SBO, siglas en inglés). En caso de sistemas y equipos legados a partir de módulos de salidas digitales (SD) de la RTU y relés auxiliares. Los equipos primarios que tienen IEDs asociados emitirán los controles partir del IED de control.
- 4.4. **Consideraciones de Comunicaciones:** Se recomienda conectar los dispositivos y equipos de subestación que sean posibles a partir de comunicación serial o Ethernet. Además se requiere disponer de puertos RS232, RS485 y Ethernet preferentemente ópticos con varios protocolos de comunicación, tales como: IEC 60870-510x, IEC 61850,

DNP3 Serial y TCP, Modbus RTU y TCP para garantizar la integración de los equipos y sistemas a partir de protocolos abiertos [5].

- 4.5. **Consideraciones de Ciberseguridad:** Se requieren características de Ciberseguridad que ayuden al cumplimiento de normativas NERC CIP o equivalentes, como ser: Niveles de seguridad y capacidad de acceso por roles, capacidad de autenticación remota, sistema de datación de eventos, etc.
- 4.6. **Consideraciones de Concentración de datos, Conversión de Protocolos e IHM:** Debe realizar principalmente las tareas de concentrador de datos y conversión de protocolos de manera de integrar todos los equipos y sistemas de la subestación y enviarlos al SCADA Nacional/Regional para su operación y supervisión remota. El sistema debe proveer directamente una Interfaz Hombre Máquina (HMI, siglas en inglés) para su operación centralizada local.

5. ACTUALIZACION TECNOLOGIA DE UNIDADES TERMINALES REMOTAS

5.1. Actualización tecnológica de RTU D20 GE

La solución consiste en el reemplazo de la CPU D20 por un Gateway D400 más un módulo D20 RIO para comunicación con los módulos E/S, como se indica en la figura 2. Se mantienen los módulos E/S debido a la alta confiabilidad de los mismos y la existencia en el mercado del producto a corto y mediano plazo.



Figura 2 Actualización RTU D20 GE

La incorporación de la RTU/GATEWAY GE D400/D20RIO permitió la reutilización de módulos de adquisición de datos de la serie D20X e incorporación de señales nuevas por medio de protocolos más modernos que los disponibles hasta entonces en la Central Hidroeléctrica Acaray (CH-ACY), como son IEC60870-5-104 e IEC61850, usando como medio de interconexión fibra óptica. También se suma la capacidad de visualización de información, por medio de la interface HMI del equipo GE D400 en modos tabulares, pantalla de alarmas, sistema histórico y esquema unifilar para el control centralizado local. Además permite la supervisión remota de la Central a partir de un equipo centralizado. La arquitectura de implementación se muestra en la figura 3 [6].

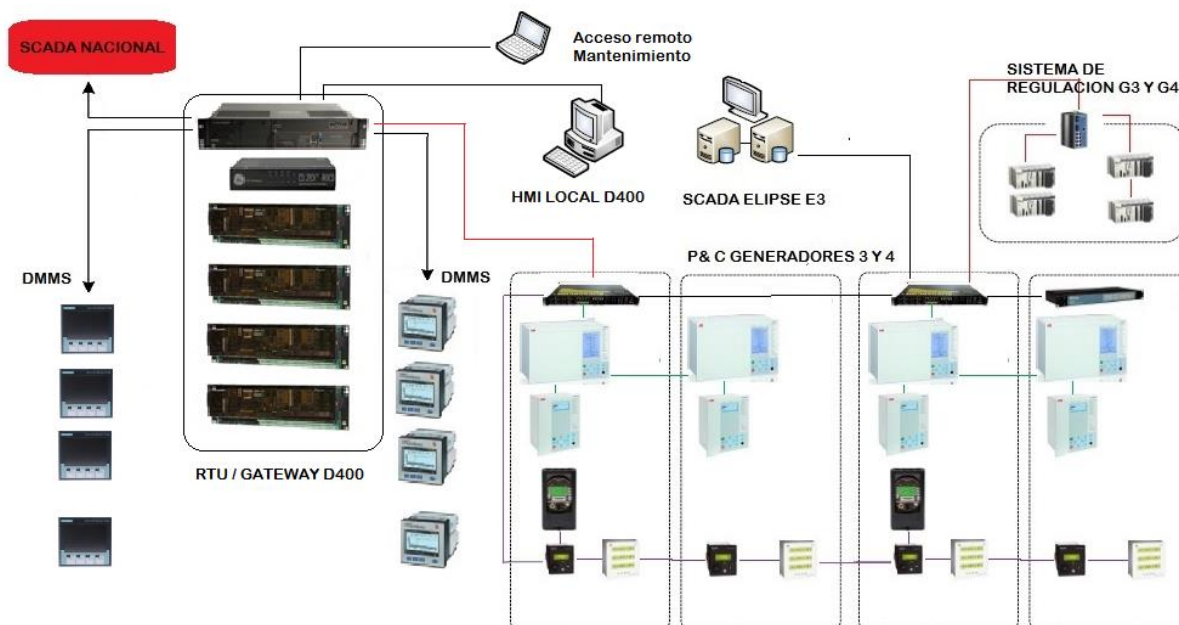


Figura 3 – Arquitectura implementada en la actualización de RTU D20

5.2. Actualización tecnológica de RTU200 ABB

La solución consiste en el reemplazo del rack y los módulos de comunicaciones y procesamiento. Inicialmente se tenía pensado mantener los módulos E/S, sin embargo ante la necesidad de cambiar el firmware se decidió reemplazar también los módulos E/S. En la figura 4 se tiene la sugerencia de actualización del fabricante [7].

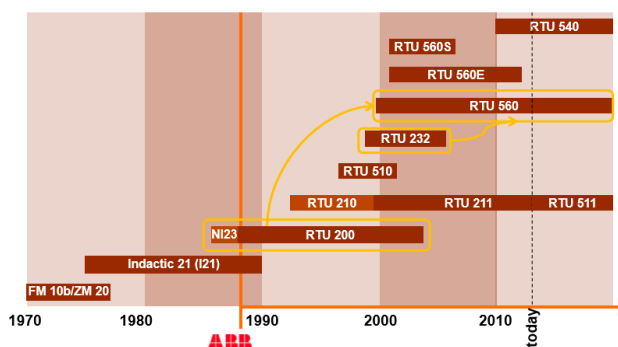


Figura 4 Actualización RTU200

La actualización de la remota realizada en la Subestación Itagua (SE-ITG) permitió la integración de IEDs de las celdas de 23KV basados en IEC61850, además de la integración de los paneles convencionales con tecnología cableada, integración de multimedidores por Modbus RTU y comunicación con el SCADA Nacional por IEC 60870-5-101 y IEC 60870-5-104. La arquitectura implementada se muestra en la figura 5.

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
06 y 07 de Setiembre de 2018

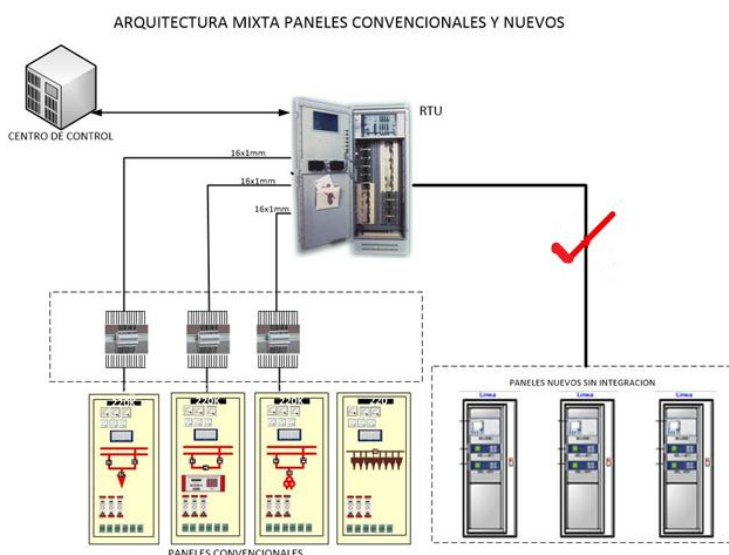


Figura 5 – Arquitectura implementada para actualización de RTU200

6. ACTUALIZACION TECNOLOGIA DE SIPC SYS500

La solución consiste en el reemplazo de los equipos y software asociados al SYS500 por un equipo de performance y tecnología superior SYS600, que soportaprotocolos adicionales abiertos como IEC61850, además de los protocolos propietarios del SIPC heredado. Se introdujo también una RTU a fin de integrar paneles convencionales. Se requirió además migración de la base de datos y mímicos actualizados a nuevo MicroSCADA. La arquitectura implementada en las subestaciones de San Patricio (ES-SPA) y Carayao (ES-CYO) se muestra en la figura 6.

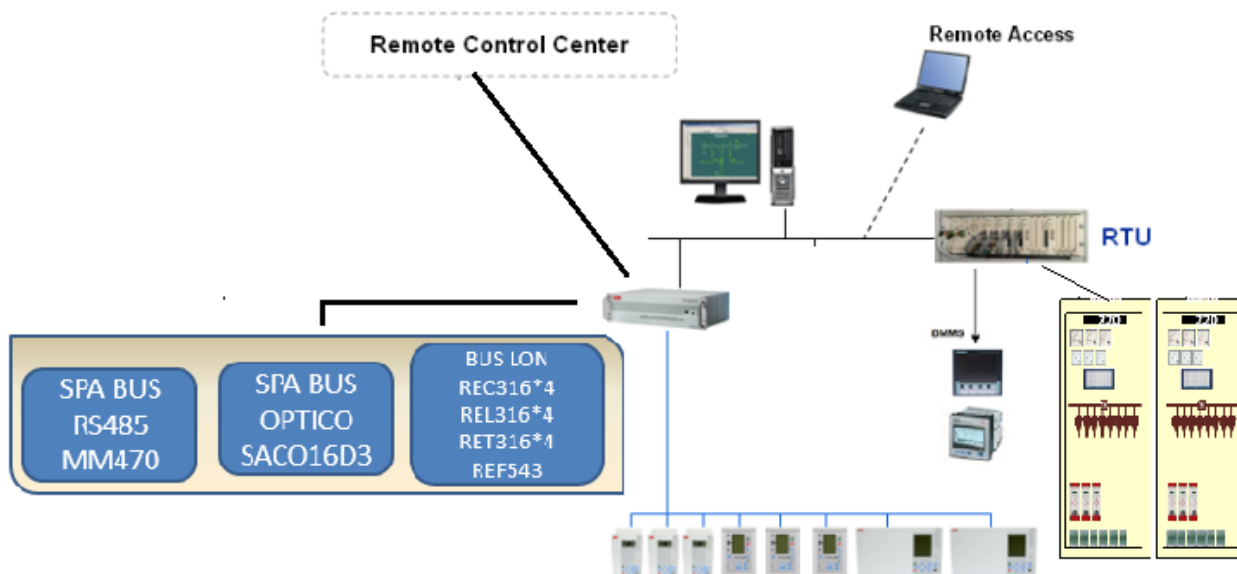


Figura 6 – Arquitectura implementada para actualización de SIPC

7. INTEGRACION TECNOLOGICA A PARTIR DE CONVERTORES DE PROTOCOLO

La integración de sistemas existentes con sistemas basados en IEC61850 utilizando adaptador de protocolos (Gateway) se realizó en sistemas donde no era conveniente la actualización de la RTU o USC existentes. Para estos trabajos se utilizaron Gateways de diversos fabricantes en las diferentes soluciones implementadas.

7.1. Integración tecnológica en Sistemas de Automatización Convencionales cableados

La solución implementada en la subestación Puerto Sajonia (ES-PSA) consistió en la utilización GATEWAY D400 para integración de IEDs multifabricante a través de IEC61850, usando como medio de interconexión fibra óptica. La integración de la RTU Saitel2000 a partir de IEC 60870-5-101 y multimedidores a partir de Modbus RTU. Capacidad de visualización de información, por medio de la interface HMI en modos tabulares, pantalla de alarmas, sistema histórico y esquema unifilar para el control centralizado local. Además permite la supervisión remota de la subestación a partir de un equipo centralizado por protocolos IEC60870-5-101 y IEC60870-5-104. La arquitectura de implementación se muestra en la figura 7.

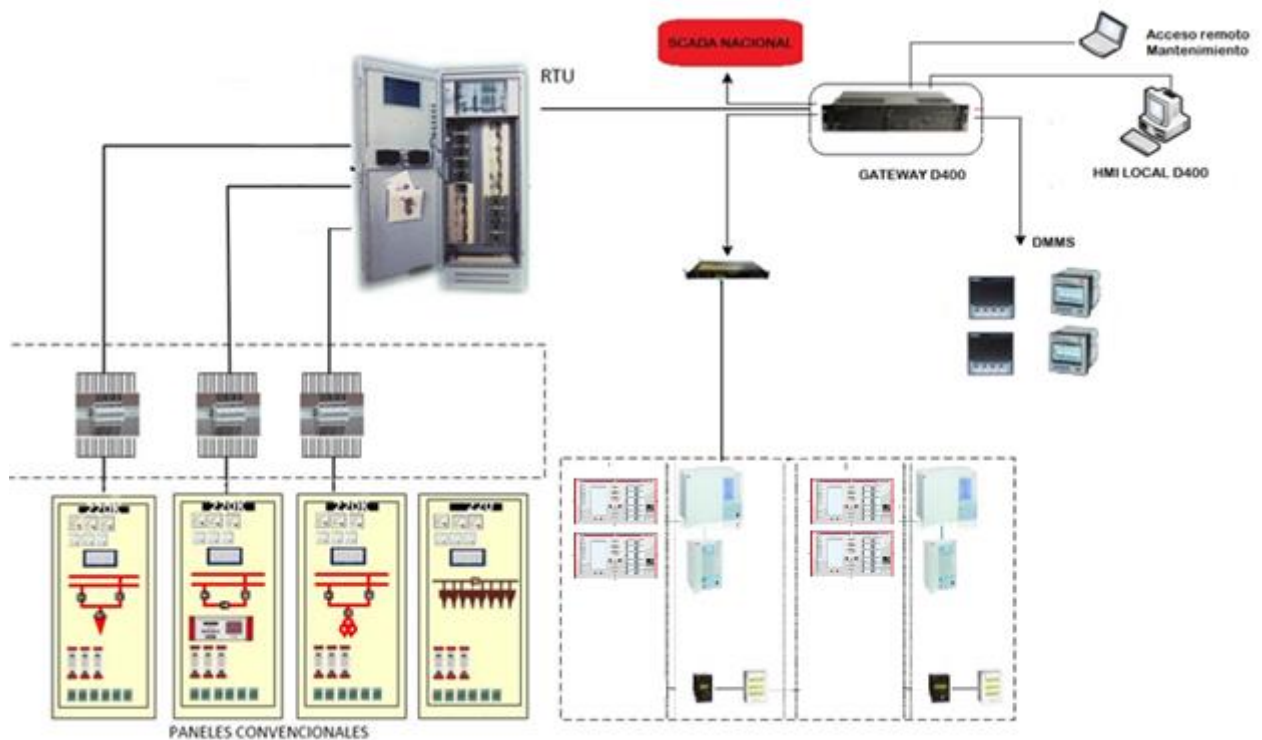


Figura 7 – Arquitectura implementada para integración de RTU y SAS

Implementaciones similares con Gateway UC500 se realizaron en la subestaciones de Coronel Bogado (ES-CBO) y Catuete (ES-CAT), reutilizando RTU Elitel4000 existente.

7.2. Integración tecnológica en Sistemas de Automatización Heredados (SIPC)

La solución implementada en la subestación Presidente Franco (ES-PFO) consiste en la utilización GATEWAY SYNC3000 KALKITECH para integración de IEDs multifabricante a través de IEC61850, usando como medio de interconexión fibra óptica. La integración de una RTU Elitel4000 así como el SIPC ARTECHE a partir de IEC 60870-5-101, multimedidores y sistema de monitoreo de transformadores a partir de MODBUS RTU y DNP3 TCP. Capacidad de visualización de información, por medio de la interface HMI en modos tabulares, pantalla de alarmas, y esquema unifilar para el control centralizado local. Además permite la supervisión remota de la subestación a partir de un equipo centralizado por protocolos IEC60870-5-101 y IEC60870-5-104. La arquitectura de implementación se muestra en la figura 8.

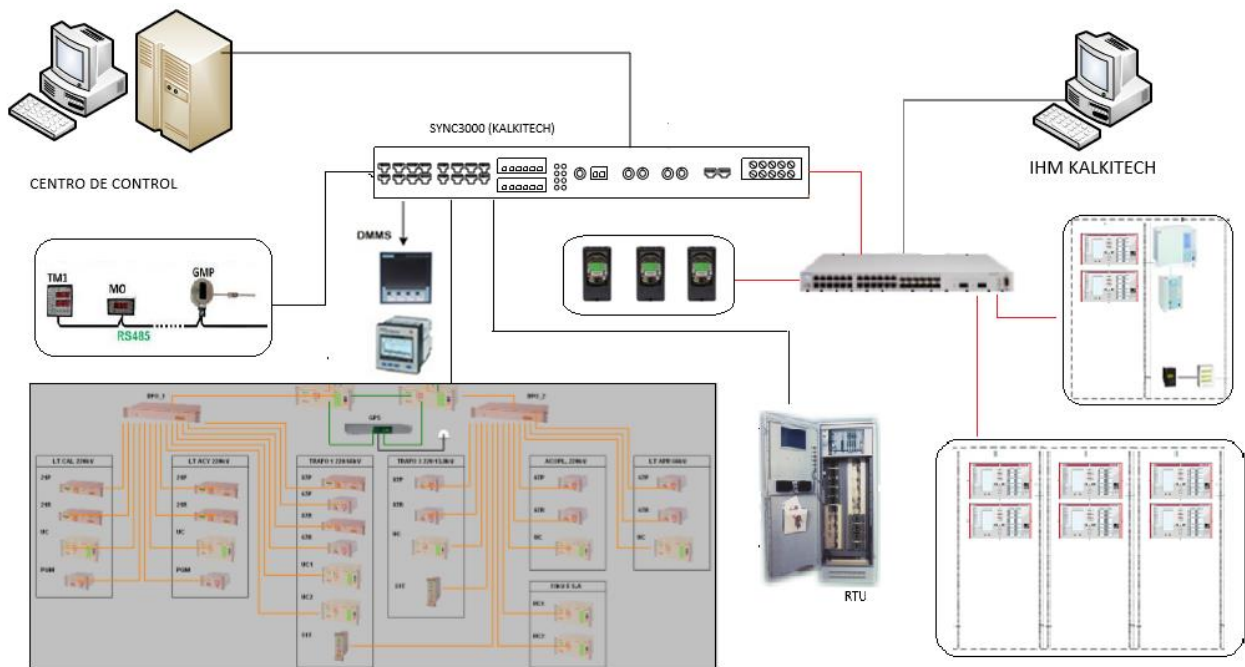


Figura 8 – Arquitectura implementada para integración de SIPC y SAS

Otra implementación de estas características utilizando un Gateway ELIPSE E3 se realizó en la subestación de Luque (ES-LUQ), donde se integraron relés digitales multimarca a partir de protocolo IEC60870-5-103 e IEDs con protocolo IEC61850, los multimedidores a partir de protocolo MODBUS RTU y TCP. Además permite la supervisión remota de la subestación a partir de un equipo centralizado por protocolos IEC60870-5-101 y IEC60870-5-104

8. CONCLUSIONES

La actualización tecnológica de una RTU o SIPC existente representa una solución confiable, con minimización de tiempos de indisponibilidad de sistemas críticos y en producción. El reemplazo de una RTU por otra de tecnología moderna es otra solución un poco más costosa y con tiempos de implementación superiores. La incorporación de GATEWAY permite la reutilización de los equipos y sistemas heredados (RTU y/o SIPC); manteniendo el cableado y/o arquitectura existente, y la incorporación de señales nuevas por medio de protocolos más modernos que los disponibles hasta entonces en dichas subestaciones, como son IEC61850 y otros protocolos abiertos, usando como medio de interconexión, principalmente fibra óptica. También se suma la capacidad de visualización de información, por medio de la interface HMI para el control centralizado local y permite la supervisión y operación remota de la subestación a partir de un equipo centralizado

La actualización tecnológica de los sistemas existentes y/o la adición de adaptadores de protocolos representan una solución viable a corto y mediano plazo para la migración parcial de sistemas de Supervisión y Control donde pueden convivir sistemas con tecnología legada y sistemas con tecnologías modernas, que además de proveer características y bondades de sistemas más modernos permiten la implementación de la norma IEC61850 en sucesivas etapas de migración.

9. BIBLIOGRAFIA:

- [1] ABB Review Special Report: IEC 61850, “The concept of IEC61850”, ABB, Pag 6 – 12
- [2] Comunicaciones para los sistemas de control y protección de subestaciones eléctricas, Smart Grid, vehículo eléctrico y energías renovables, CIRCE, 2015
- [3] Pellizzoni R.; Samitier C.; Vignoni R., “Aspectos a Considerar en la Implementación de Subestaciones IEC 61850”, XII ERIAC Encuentro Regional Ibero-americano del CIGRE, 20-24 de Mayo de 2007.
- [4] Wester, C.; Terrence, E.; Anderson, B.; Elgenman, N.; Odetunde, K.; y Reilly, J., “The Role of the SCADA RTU in Today’s Substations”, IEEE 2015: p. 622–628.2015.
- [5] Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society, “IEEE Recommended Practice for Data Communications Between Remote Terminal Units and Intelligent Electronic Devices in a Substation”, IEEE Std. 1379-2000 (R2006), 30 de Marzo de 2006.
- [6] Fuertes, M., “Tareas de Puesta en Marcha de RTU D400 Central Hidroeléctrica Acaray. E4-ANDE-1001-PE”. 20 de Marzo de 2015.
- [7] Reza Khalili, “RTU500 series – ABB migration solutions”, Network Management Forum, Octubre 14, 2013.