



## **Diseño e Implementación de un conversor de Protocolos entre las normas IEC 61850 e IEC 60870-5-101 aplicados a los sistemas de monitoreo y control utilizados en la ANDE**

**Ing. Miguel Ángel Cuenca Simón Duré, Ing. Juan Alberto Lobo Martínez, Ing. Derlis Gregor, Ing. Mario Arzamendia, Ing. Felipe Mitjans.**

**Itaipu Binacional (IPU)**

**Laboratorio de Sistemas Distribuidos  
Facultad de Ingeniería (FIUNA)**

### **Paraguay**

#### **RESUMEN**

En el presente trabajo se presenta un conversor de protocolos (Gateway) entre las normas IEC 610870-5-101 e IEC 61850 (MMS) para la integración del sistema de monitoreo SCADA de la ANDE a los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs) ubicados en las subestaciones. El diseño se basa en la utilización de software libre y código abierto en la implementación. El desarrollo se divide en cuatro partes: El módulo de comunicación IEC 60870-5-101, el módulo de comunicación IEC 61850, el conversor de protocolos y el sistema de monitoreo (SCADA). Se realizó pruebas en simulación y con IED's reales para comprobar el correcto funcionamiento del Gateway.

#### **PALABRAS CLAVES**

IEC 60870-5-101, Subestaciones Eléctricas, ANDE, IEC 61850, Gateway, Conversor de protocolos, SCADA, C/C++.

#### **1 INTRODUCCIÓN**

La Administración Nacional de Electricidad, más conocida como ANDE, actualmente dispone de 90 subestaciones ubicadas en distintas ciudades del territorio paraguayo que constituyen los nodos del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La misma posee un Sistema Distribuido de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) conformado por Centros de Controles Regionales (CCR) y un Centro de Control Nacional (CCN). En la topología convencional de las subestaciones de ANDE se disponen de equipamientos denominados Unidades de Transmisión Remota (UTR) los cuales tienen la función de concentrar las señales de control de los distintos equipamientos internos: seccionadores, interruptores, relés de protección y equipos de medición, para enviarlas al CCR más cercano a través de medios de comunicación seriales utilizando el



protocolo IEC 60870-5-101. La tendencia mundial para control y protección dentro de una subestación eléctrica está fundamentada en una nueva topología denominada Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS), la cual está basada en la utilización de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (Intelligent Electronic Device - IED). Esto generó la serie IEC 61850, donde el objetivo principal de la misma es proporcionar interoperabilidad entre los IED's de diferentes proveedores; mediante la estandarización del modelo de datos (orientado a objetos), los servicios de comunicación, los archivos de configuración y la topología de red.

La ANDE desde el 2007, fue adquiriendo equipos basados en la IEC 61850 para los sistemas de protección, control, medición, automatización y comunicación de las principales subestaciones, modificando la topología convencional de dichas subestaciones para actualizarlas parcialmente a una SAS según lo especifica la IEC 61850 [1].

Si bien ambas normas la IEC 61850 y la IEC 60870-5-101 son estándares mundiales que buscan la interoperabilidad entre equipamientos de distintos fabricantes en una red eléctrica, los mismos no son interoperables entre sí. La IEC 61850 tiene su ámbito de aplicación dentro de una subestación SAS y la IEC 60870-5-101 tiene su ámbito aplicación entre equipos de telecontrol.

Por lo tanto, se requiere de un Conversor de Protocolos o Gateway que se encargue de procesar el registro de eventos del sistema de control y convertirlo al formato del protocolo de comunicaciones del sistema de control remoto [2].

El conversor de protocolos es indispensable para viabilizar el proceso gradual de migración a la norma IEC 61850, debido a que permite la convivencia de los equipos legados con los nuevos equipos. Según el análisis realizado de las compras realizadas por la ANDE en los últimos años se modernizan en promedio 6 subestaciones por año, y la tendencia es la modernización completa.[1].

De las primeras compras realizadas por la ANDE, 19 (diez y nueve) subestaciones adquirieron equipamientos basados en la norma IEC 61850 sin la adquisición de un gateway para la comunicación con el CCR. Esta problemática implica una inversión adicional para la ANDE, ya que además de adquirir los dispositivos nuevos requiere también la adquisición de Gateways.

En el 2012, en un intento por solucionar esta problemática, la ANDE adquirió 8 (ocho) Gateways de comunicación de la marca Kalki (India), a un costo aproximado de 200.000 USD, este costo no incluye el costo de la implementación [3]. Debido a problemas de compatibilidad dichos equipamientos aún se encuentran en proceso de implementación.

El diseño e implementación de un Conversor de Protocolos entre las normas IEC 61850 e IEC 60870-5-101 realizado en el presente Trabajo representaría una solución viable basada en software libre para esta problemática de la ANDE. Además ofrecerá la posibilidad de adaptación, escalabilidad, integración y soporte local inmediato cuando el mismo este operativo.

## 2 GERENCIAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) Paraguayo es administrado en su totalidad por la ANDE. El mismo se constituye de dos sistemas principales: el sistema de distribución y el sistema el transmisión.

**XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ**  
25y 26 de Agosto de 2016

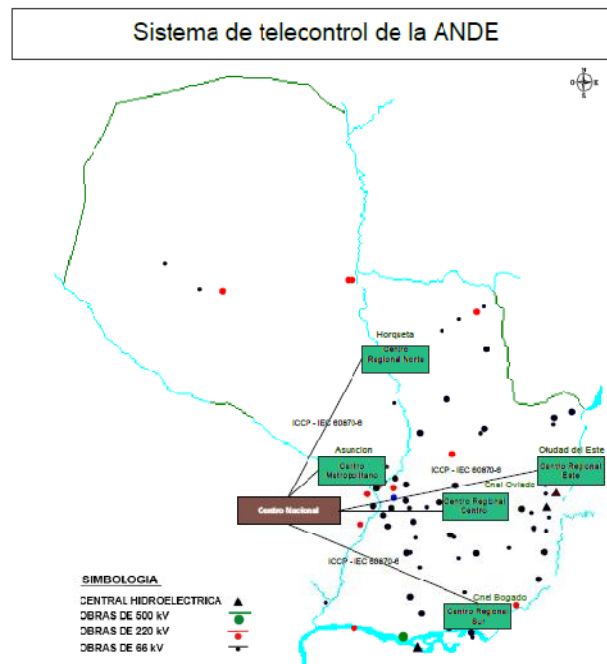
El sistema de transmisión está compuesto por 1 (una) línea de transmisión de 500kV y 7 (siete) de 220kV, las cuales transportan la energía eléctrica desde los centros de generación (ITAIPU, YACYRETA y ACARAY) hacia las diferentes subestaciones eléctricas, a su vez está dividido en los siguientes subsistemas de transmisión: Sistema Metropolitano - Asunción, Sistema Central - Coronel Oviedo, Sistema Norte - Horqueta, Sistema Este - Ciudad del Este y Sistema Sur - Coronel Bogado [4]. Cada subsistema de transmisión está compuesto por subestaciones y las líneas de transmisión que los interconecta.

El sistema de distribución está compuesto por más de mil líneas de distribución en 23kV (Alta tensión), las cuales se encargan de distribuir la energía hasta los usuarios finales [4].

La ANDE posee dos sistemas de gerenciamiento del sistema eléctrico nacional, uno para los Sistemas de transmisión denominado SINART (Sistema Informático Nacional de Apoyo a la Red de Transmisión) y otro para los sistemas de distribución denominado SINARD (Sistema Informático Nacional de Apoyo a la Red de Distribución).

El Sistema SINART según la topología indicada en la Figura 1, gerencia las subestaciones eléctricas a través del centro nacional, el centro metropolitano y los centros regionales, mediante un sistema SCADA de la marca SHERPA [5].

Cada centro regional y el metropolitano disponen de un SCADA SHERPA con módulos seriales para comunicación con el equipo UTR en cada subestación a través del protocolo de telecontrol IEC 60870-5-101. Estos centros se conectan a su vez con un centro de control nacional mediante el protocolo ICCP o IEC 60870-6.



**Figura 1: Topología del gerenciamiento de subestaciones**

En el 2012 la ANDE mediante su Licitación Pública Internacional LPI N° 771/20121 realizó la compra de 8 (ocho) conversores de protocolos para solucionar parcialmente la problemática de la comunicación de los IEDs con el CCR, los cuales por el momento aún se encuentran fuera de servicio. En la tabla I podemos observar el cuadro de ofertas presentadas por las firmas en dicha licitación:

**Tabla I:** Cuadro comparativo de ofertas LPI 771/2012 Lote 2 en USD

<b>Marca</b>	<b>Costo unitario</b>	<b>Costo total</b>
Efacec	24.371	170.598
Ingeteam	34.422	240.952
Kalki Tech	26.853	187.969
Autotrol S.A.	37.071	259.5
<b>Costo Promedio</b>	<b>30.679</b>	<b>214.755</b>

Los equipos adquiridos por la ANDE son de la marca Kalki Communication Technologies y actualmente se están configurando progresivamente para adecuarlas a 8 (ocho) subestaciones.

Como se puede observar las compras realizadas por la ANDE no cubren las necesidades actuales, debido a que son 19 las subestaciones que necesitan un gateway, por lo que el desarrollo realizado en el presente trabajo pretende dar una solución a un problema actual y que sigue vigente.

Los sistemas de control de la mayoría de las subestaciones de la ANDE son híbridos, incluso más convencionales que automatizados. La necesidad de migrar completamente el control de las Subestaciones a Sistemas Automatizados (SAS) es impostergable debido a los beneficios que este nuevo sistema supone, pero debido a los costos implicados en el proceso, el mismo se viene realizando paulatinamente.

En la tabla II podemos observar las compras realizadas en los últimos 6 (seis) años por la ANDE para automatizar un total de 26 (veintiséis), pero solamente 19 subestaciones se encuentran actualizadas [3].

**Tabla II:** Cuadro comparativo de ofertas LPI 771/2012 Lote 2 en USD

<b>Año</b>	<b>Licitación</b>	<b>Nro. De Sub.</b>	<b>Costo en USD.</b>
2009	LPI 2380	6	1.564.239
2010	LPI 507	5	1.001.409
2012	LPI 771	9	1.394.287
2014	LPI 796	6	1.593.078
<b>Total</b>		<b>26</b>	<b>5.553.010</b>



Estas compras incluyen Sistemas de Protección, Medición y Control Principal y de Respaldo dimensionados para cada Subestación.

### **3 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

Una subestación eléctrica consiste en un numero de circuitos de entrada y salida conectados a un punto común, barraje de subestación, en el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para sus transporte, distribución o consumo, con determinados requisitos de calidad exigidos por la reglamentación de cada país, siendo el interruptor el principal componente de un circuito [2].

#### **3.1 Definiciones generales**

Barraje o barra: punto común de conexión de los diferentes circuitos asociados a una subestación, es considerado el nodo del sistema, en donde se encuentra la tensión principal de la subestación y de donde se deriva.

Interruptor: dispositivo capaz de maniobrar la interrupción, establecimiento y el desvío de las corrientes normales o asignadas al circuito y las anormales o de cortocircuito, mediante la conexión o desconexión de circuitos de forma segura dentro de una subestación (Circuit Braker).

Seccionador: dispositivo de maniobra utilizado para aislar los interruptores, porciones de la subestación o circuitos utilizados principalmente para el mantenimiento; en configuración de barras son utilizados para seleccionar la forma de conectar los circuitos a los barrajes o incluso definir la configuración de barras que tendrá (Switch).

Relé de protección: Pueden ser de sobre-corriente o de distancia, el relé de sobre-corriente es un relé electromagnético sin retardo o instantáneo que reacciona ante una sobre-intensidad de corriente, por ejemplo, un cortocircuito. El relé de distancia calcula la impedancia como el cociente entre la tensión y la corriente, en su ubicación en el sistema de potencia, para determinar si existe una falta dentro o fuera de su zona de operación [2].

#### **3.2 Sistemas de protección y control de subestaciones**

Se define como un conjunto formado por dispositivos o funciones de medida, registros, señalización, control manual y automático de los equipos y los relés de protección, los cuales realizan la verificación, protección, y gobiernan los sistemas de potencia. La función principal es la de supervisar, controlar y proteger la transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Debido al avance de los sistemas de supervisión y de recolección de datos, el Control de Subestaciones ha evolucionado rápidamente desde sistemas completamente manuales de operación local o convencional, a sistemas completamente automáticos de operación remota, con varias etapas intermedias. Actualmente existen dos sistemas de control: el convencional y el Sistema Automatizado de Subestación (SAS); siendo el SAS el más utilizada actualmente.

Las SAS se basan principalmente en el uso de los dispositivos electrónicos inteligentes (IED - Intelligent Electronic Device), los cuales son dispositivos autónomos e independientes y además configurables, con facilidades de comunicación e integración mediante protocolos normalizados

que emplean uno o varios microprocesadores y cuentan con la capacidad de enviar y recibir tantos datos de información como comandos de control desde o hacia una fuente externa [2].

#### 4 ESTÁNDAR IEC 60870-5-101

El conjunto de estándares IEC 60870 son protocolos estándares desarrollados por el comité técnico 57 (TC57 Power systems management and associated information exchange) de la IEC entre 1988 y 2000 [6]. El mismo está formado por 6 apartados en los cuales se definen diversos aspectos técnicos para la implementación de equipamientos y sistemas de telecontrol compatibles.

La quinta parte de la misma, la IEC 60870-5 Sistemas y Equipamientos de Telecontrol, Parte 5: "Protocolos de Transmisión" es crucial para la comunicación de los sistemas utilizados para telecontrol (Supervisory, Control and Data Acquisition - SCADA); el mismo define en sus apartados los formatos de las tramas, los servicios de transmisión a nivel de enlace, la estructura general de los datos a nivel de aplicación y las funciones básicas para intercambio de información [7].

La norma IEC 60870-5-101 define un perfil funcional a las definiciones de la IEC 60870-5 con el fin de buscar la interoperabilidad entre distintos dispositivos de telecontrol compatibles. El ámbito de aplicación es en la comunicación entre los sistemas de telecontrol (SCADA) y los equipos remotos UTR, medidores y controladores programables, compatibles.

En la Figura 2 podemos observar la topología normal de su aplicación. Las principales definiciones y procedimientos especificados en la norma se describen a continuación: Formato de la trama de datos El estándar IEC 60870-5-101 aprueba solo la utilización del formato de transmisión FT1.2, con bloques de datos de tamaños fijos o variables.

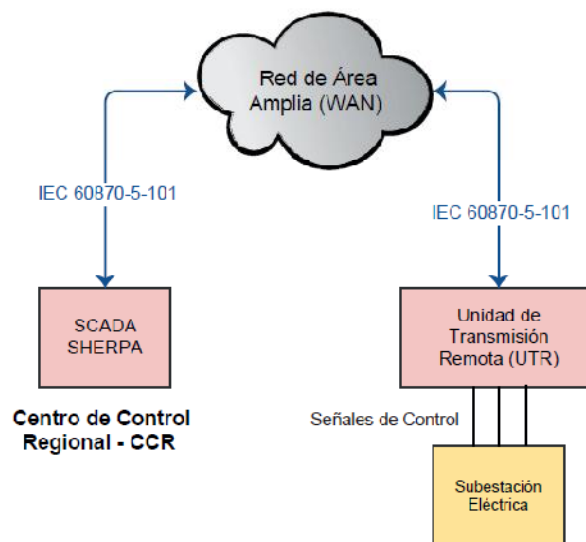


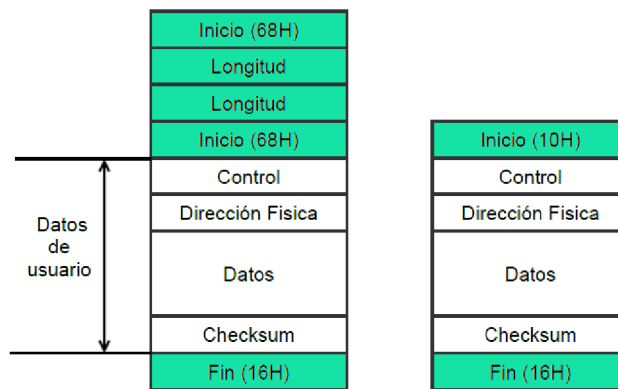
Figura 2: Ámbito de aplicación de la IEC 60870-5-101.

La Figura 3 muestra el modelo de bits en el canal físico, los cuales de izquierda a derecha, representan un mensaje. En la secuencia: por cada byte transmitido se dispone de un bit de inicio (0), 8 (ocho) bits de datos de usuario, un bit de paridad (P) y un bit de finalización (1); Por trama transmitida un octeto de inicio (68H o 10H), datos de usuario, octeto de verificación y octeto de fin de trama (16H) [8].



**Figura 3: Secuencia de bits en el formato de longitud variable.**

Dentro del formato FT1.2 se utilizan dos tipos de tramas: la longitud variable para el envío de datos de usuario y la de longitud fija para establecimiento y control de los procedimientos de comunicación. En la Figura 4 podemos observar los principales octetos que conforman estos dos tipos de tramas.



**Figura 4: Tramas de longitud fija y variable.**

Las estaciones acordes al estándar 60870-5-101 pueden clasificarse como primarias o secundarias. Solo una estación primaria puede inicializar comunicaciones y las estaciones secundarias deben esperar hasta que sean interrogadas por una estación primaria para poder transmitir datos.



XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
25y 26 de Agosto de 2016

La IEC 60870-5-101 permite dos configuraciones de operación: El modo balanceado, donde ambas estaciones (SCADA y UTR) son primarias; y el modo desbalanceado donde solo la estación controladora (SCADA) es una estación primaria. La topología de la ANDE entre los Centros de Control Regionales (CCR) y las UTR's de las subestaciones es punto a multipunto, lo que obliga la utilización de la configuración desbalanceada, puesto que la norma no tiene definido un procedimiento para detección de colisiones.[9].

La comunicación a nivel de enlace se consigue mediante dos principales procedimientos de transmisión: el SEND/CONFIRM y el REQUEST/RESPOND, los cuales se identifican mediante "Códigos de Función" presentes en el campo de control del encabezado FT1.2. El funcionamiento es el siguiente: La función de aplicación de la estación maestra para inicializar una acción en la estación secundaria, por ejemplo ejecutar comando, utiliza el procedimiento de transmisión de enlace SEND/CONFIRM, y para consultar los datos de usuario (POLLING), utiliza el procedimiento de transmisión de enlace REQUEST/RESPOND. En la Figura 5 podemos observar las principales asociaciones de códigos de función para el modo desbalanceado, según la dirección del mensaje sea maestro o esclavo.

Los servicios de enlaces sirven para transportar los datos de los servicios aplicación (Application Service Data Unit - ASDU) a través del enlace de comunicación. Los ASDU se encargan de transportar los "Elementos de información", los cuales son la información útil (valores, mediciones, comandos, etc) de los mensajes intercambiado entre las funciones a nivel de aplicación. En la Figura 6 podemos observar la estructura general de los mensajes ASDU los cuales constan de dos partes principales: La unidad identificadora de dato y los datos mismos. La información se define en un conjunto de "Objetos de Información", los cuales fueron diseñados para aplicaciones general SCADA, principalmente para aplicaciones de sistemas eléctricos. Cada tipo de información tiene un número único de "Identificador de tipo" y solo está permitido envío de objetos de información de un mismo tipo por ASDU [10].



XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
25y 26 de Agosto de 2016

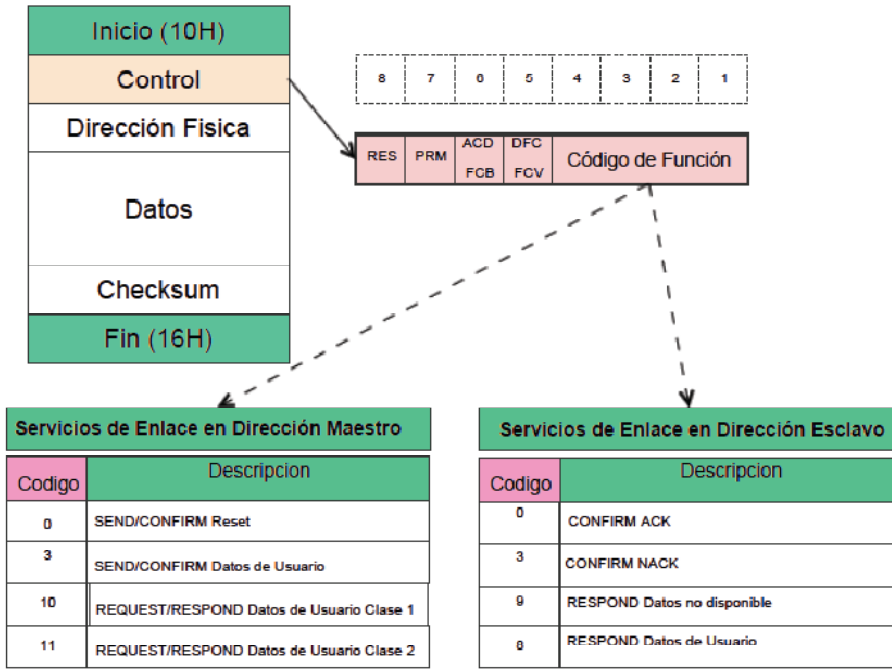


Figura 5: Campos de control y principales códigos de función

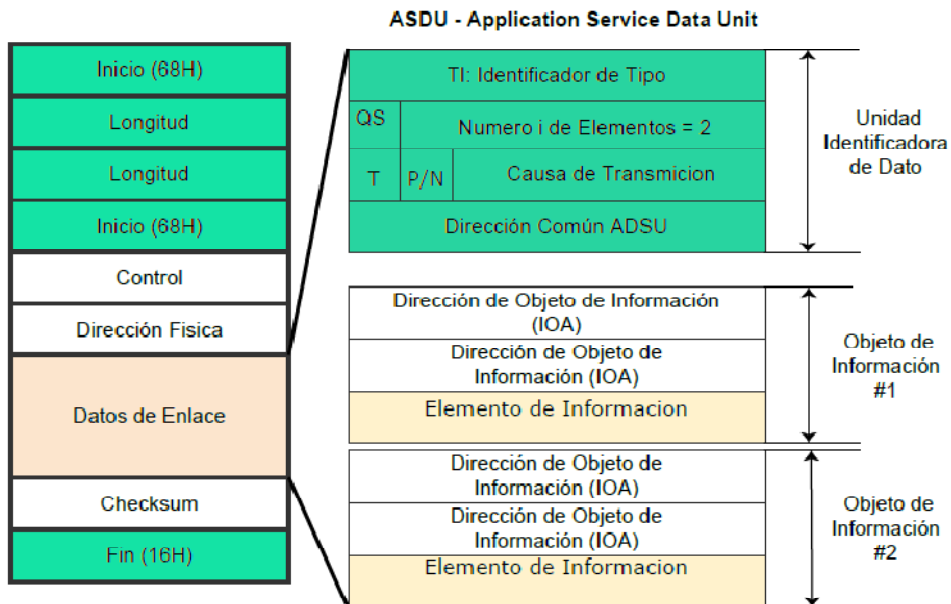


Figura 6: Formato del ASDU dentro de la trama variable

Cada elemento de información tiene asociado una dirección de objeto de información (Information Object Address - IOA) única la cual sirve para identificar a dicho elemento dentro de todo el sistema.

Los principales tipos de objetos de información se citan en la tabla III.

**Tabla III:** Principales tipos de objetos de información IEC 60870-5

Tipo	Descripción	Código
1	Puntos de Estado simples	M_SP_NA_1
2	Puntos de Estado dobles	M_D_NA_1
9	Medidas	M_ME_NA_1
45	Comando simple	C_CS_NA_1
46	Comando doble	C_DC_NA_1
70	Fin de inicialización	M_EI_NA_1
100	Interrogación General	C_IC_NA_1

## 5 IEC 61850

La norma IEC 61850 es un estándar internacional que define la comunicación y los servicios entre los diferentes equipos presentes en una subestación eléctrica. La misma es el resultado del trabajo conjunto de los principales organismos mundiales de estandarización del sector eléctrico [11].

La norma utiliza el concepto de virtualización, el cual proporciona una visión de los aspectos de un dispositivo real que son de interés para el intercambio de información con otros dispositivos. Sólo aquellos detalles que son necesarios para proporcionar interoperabilidad de los dispositivos se definen en la serie IEC 61850 [12].

En la IEC 61850, las funcionalidades que los dispositivos reales comprenden se descomponen en entidades más pequeñas, que se utilizan para el intercambio de información entre los diferentes dispositivos. Estas entidades se llaman Nodos Lógicos (Logical Nodes - LN). Los Nodos Lógicos son la representación virtual de las funciones reales.

La intención es que todos los datos que podrían originarse en la subestación se puedan asignar a uno de estos nodos lógicos. La IEC 61850 define principalmente los siguientes cuatro aspectos claves que son independientes entre sí y que se complementan [12]:

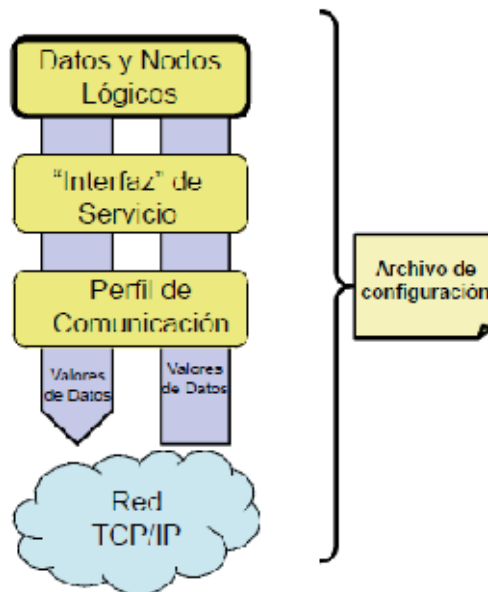
1. **La información estandarizada:** se basa en un conjunto general de alrededor de 20 tipos de datos comunes. La información estandarizada da ventaja ya que la ingeniería y la validación pueden ser altamente automatizadas, y la interoperabilidad se mejora considerablemente, porque entre otras cosas la consistencia del modelo de datos se puede comprobar en los dos extremos de una conexión (en el IED y en el sistema de nivel superior).
2. **Los servicios estandarizados:** se pueden utilizar con información estandarizada o con cualquiera de los modelos nuevos o ampliados de información, estos facilitan la comunicación entre los diferentes dispositivos logrando así la interoperabilidad.

3. **Las redes estandarizadas:** sistemas de comunicación normalizados se utilizan para los servicios estandarizados, información estandarizada y cualquier otro tipo de información.
4. **Configuración estandarizada:** una descripción formal completa se genera para los dispositivos y toda la subestación. IEC 61850-6 define una descripción del sistema de lenguaje basado en XML, que se utiliza para generar archivos de configuración.

### 5.1 El modelo ACSI

La serie IEC 61850 define los modelos de información y servicios de intercambio de información de una manera que es independiente de una implementación concreta, es decir, que utiliza modelos abstractos. Esto se hace mediante el concepto orientado a objetos (Object Oriented OO) denominado: Interfaz de Servicio de Comunicación Abstracta (ACSI), que es el objeto de la norma IEC 61850-7-1, IEC 61850-7-2, IEC 61850-7-3 e IEC 61850-7-4. Abstracta significa que la definición se centra en la descripción de lo que los servicios proveen.

La aplicación concreta se logra a través de los Mapeos Específicos de los Servicios de Comunicaciones (Specific Communication Service Mapping - SCSM), que se define en la norma IEC 61850-8-1, 61850-9-1 y 61850-9-2. El ACSI comprende así el primero y segundo de los cuatro aspectos clave de la IEC 61850, descritos en la Figura 7, lo que corresponde a los datos estandarizados y servicios estandarizados [12].



**Figura 7: Los cuatro aspectos claves de la norma IEC 61850.**

El modelado de datos corresponde al concepto de virtualización que se muestra en la Figura 8, donde el dispositivo real en el lado derecho se modela como un modelo virtual en el centro de la Figura 8. Los nodos lógicos (por ejemplo el interruptor Circuit Breaker - XCBR) definido en el dispositivo lógico corresponden a las funciones bien conocidas en los dispositivos reales. En este

ejemplo, el nodo lógico XCBR representa un interruptor específico de la bahía hacia la derecha [12].

Basado en su funcionalidad, un nodo lógico contiene una lista de objetos de datos (por ejemplo, posición) con atributos de datos dedicados. Los datos tienen una estructura y una semántica predefinida. La información representada por los datos y sus atributos son intercambiados por los servicios de comunicación de acuerdo con las reglas bien definidas y las actuaciones solicitadas. Para ilustrar más claramente cómo los dispositivos lógicos, nodos lógicos, las clases y los objetos de datos se correlacionan con el mundo real, podemos imaginar un IED como un contenedor, tal como se muestra en la Figura 9. El recipiente es el dispositivo Físico, donde se contienen uno o más dispositivos lógicos.

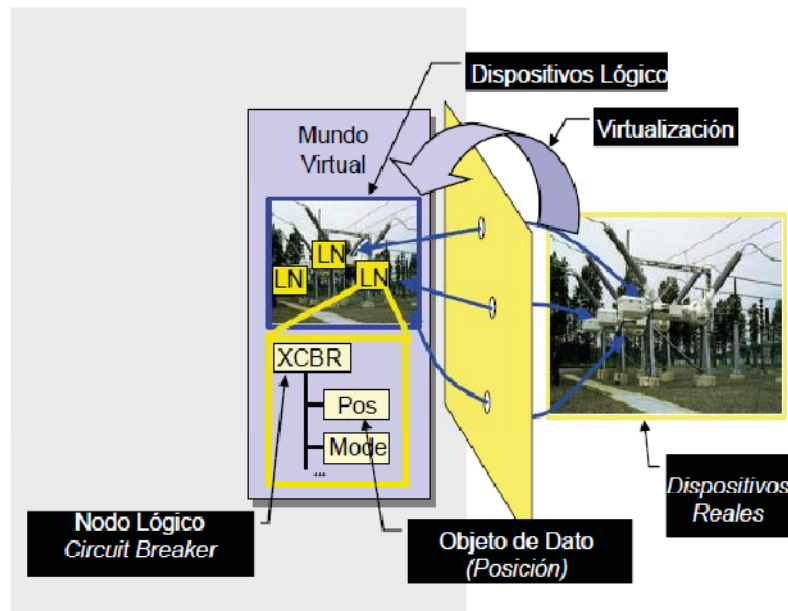


Figura 8: Mundo Real y Virtual

Cada dispositivo lógico contiene uno o más nodos lógicos, cada uno de los cuales contiene un conjunto predefinido de clases de datos. Cada clase de datos contiene muchos atributos de datos (valor de estado, calidad, etc.). Los nodos lógicos y los objetos de datos contenidos en los dispositivos lógicos son cruciales para la descripción y el intercambio de información en los Sistemas SAS para alcanzar la interoperabilidad [12].

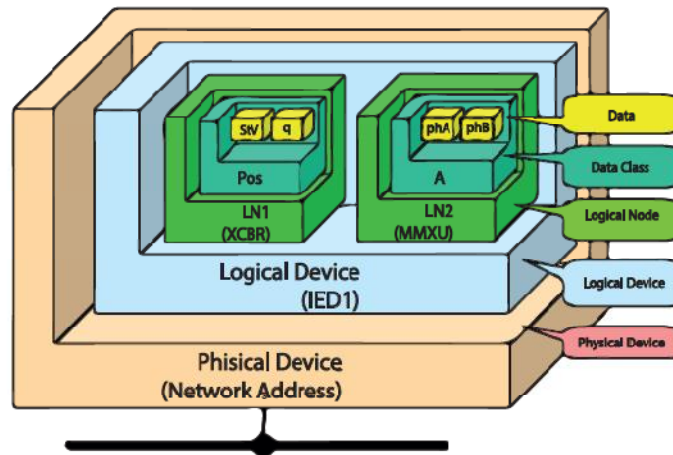


Figura 9: Jerarquía IEC 61850

## 5.2 Objetos definidos en la norma IEC 61850

Los dispositivos lógicos: Un dispositivo físico puede contener uno o más dispositivos lógicos. Los dispositivos lógicos agrupan nodos lógicos con características funcionales similares [12].

Los nodos lógicos: En el ambiente IEC 61850, las funciones de protección y control son descompuestas en pequeñas unidades denominadas nodos lógicos. Estas unidades virtuales son objetos definidos en el contexto orientado a objeto del estándar, y presentan una de las ventajas más importantes sobre los protocolos antiguos [13]. En la primera edición de la norma IEC 61850 se especificaron 92 (noventa y dos) nodos lógicos que cubren las principales funciones de control, protección, medición, monitoreo y otras funciones utilizadas en los sistemas eléctricos. La intención es que todos los datos que pudieran originarse en la subestación puedan ser asignados a uno de estos grupos de nodos lógicos que tienen una estructura jerárquica [12].

Los nodos lógicos son nombrados por 4 letras obligatorias designadas por la norma IEC 61850, donde la primera representa el grupo funcional y las últimas tres significan la "Función Elemental" que cumple el nodo lógico. Como prefijo y/o sufijo pueden tener hasta 7 caracteres de forma opcional, pero si se utilizan ambos no se debe superar la cantidad de 7 caracteres. Los nodos lógicos utilizados en el presente trabajo son: CSWI (Switch controller) el cual es utilizado para controlar todas las condiciones de conmutación sobre el nivel de proceso, XCBR (Circuit breaker) es el nodo lógico que modela un interruptor, XSWI (Circuit switch) es el nodo lógico que modela un seccionador y MMXU (Measurement) es el nodo lógico utilizado para cálculos de corrientes, voltajes y potencias en un sistema trifásico[14].

Objeto de datos: Los datos representan la información que está contenida en los nodos lógicos. Pueden ser mandatorios (M) u opcionales (O). Los datos mandatorios son datos cuya presencia es fundamental para que el nodo lógico pueda cumplir su función específica, los datos opcionales: son datos complementarios que pueden ser asignados al nodo lógico. Estos objetos a su vez contienen los atributos de datos [12].

Atributos de datos: La definición de los tipos de atributos muestra la estructura de los tipos de datos. La referencia del atributo se hereda de las clases a partir del cual se deriva el tipo de atributo. La presencia es obligatoria u opcional. El tipo de atributo de datos contiene tipos de datos de componentes compuestos como por ejemplo los enumerados, o componentes primitivos como por ejemplo el booleano [12]. Como un elemento de dato y un tipo, la presencia de un atributo puede ser: mandatorio, opcional, condicional mandatorio, condicional opcional. Los atributos son caracterizados (agrupados) por su restricción funcional (Funcional Constraint, FC).

Restricción funcional: desde un punto de vista de aplicación, los atributos de datos se clasifican de acuerdo a su función específica. La restricción funcional (FC) es una propiedad del atributo de dato. Tienen usos específicos como por ejemplo, algunos atributos son usados para fines de control (CO), otros son usados para informes y registros (ST), configuración (CF), mediciones (MX), entre otros [12].

### 5.3 Comunicación IEC 61850

La norma define tres niveles de comunicación dentro de una subestación, en cada nivel existen distintos tipos de comunicación, como son: Generic Object Oriented Sub-station Event - GOOSE, Sample Value - SV y Manufacturing Message Specification - MMS). La comunicación en el nivel de estación es MMS, en donde se encuentra la comunicación remota, por lo que tanto GOOSE como SV quedan fuera del alcance de este trabajo. La mensajería MMS está basado en la modalidad Cliente-Servidor [12]. MMS como lo define sus siglas, es un mensaje específico de fabricación, reconocido como un sistema de mensajería internacional normalizado para el intercambio de datos en tiempo real e información de control de supervisión entre los dispositivos de red y/o aplicaciones informáticas de una manera independiente de la función de aplicación. MMS es un estándar internacional (ISO 9506) que es desarrollado y mantenido por el comité técnico número 184 (TC184) [12].

Referencia de objetos: la norma distingue entre nombres de objetos y referencias a objetos. Los nombres de objetos identifican una instancia de una clase en un nivel de jerarquía (por ejemplo, Mod en el nivel de datos o Q0XCBR1 en el nivel de nodo lógico). Q0 es un prefijo y el 1 es un sufijo al nombre XCBR. La concatenación de todos los nombres de objeto forman la referencia de objeto, por ejemplo *MyLD/Q0XCBR1.Mode.stVal* es una referencia a un atributo específico de un objeto [12].

### 5.4 Definición de conversor de protocolos

Un conversor de protocolos en el ámbito de subestaciones eléctricas es un computador de comunicaciones o gateway que se encarga de procesar el registro de eventos del sistema de control local y convertirlo al formato del protocolo de comunicaciones del sistema de control remoto [2]. En la Figura 10 podemos observar el diagrama en bloques del Conversor de Protocolos elaborado en el presente trabajo.

La ANDE define al gateway como un equipo encargado de realizar la conversión entre el protocolo usado por el Centro Integrado de Control (CIC) y el utilizado por el Centro de Control Regional (CCR). El equipo se constituye de un computador tipo industrial o un equipo para aplicaciones generales de Gateway instalado en un gabinete auto soportado en la sala de control [4].

En resumen un conversor de protocolos es una combinación de software y hardware, el cual permite la interoperabilidad entre dos sistemas que utilizan distintos protocolos de comunicación.

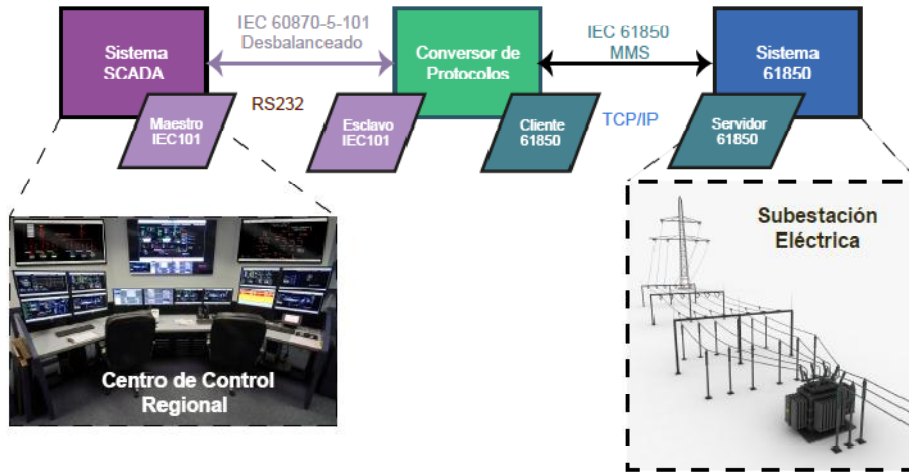


Figura 10: Diagrama en bloques del conversor de protocolos

## 6 DESARROLLO DEL CONVERTOR DE PROTOCOLOS

El objetivo principal del desarrollo del software es lograr la interoperabilidad entre el sistema SCADA de la ANDE (Centro de Control Regional) y los nuevos equipamientos de automatización adquiridos para las subestaciones eléctricas.

El software desarrollado está escrito en el lenguaje de programación C/C++ en todo el relacionado al desarrollo de los módulos de comunicación IEC 61850 e IEC 60870-5-101, así como también al algoritmo utilizado para realizar la conversión entre ambos protocolos. Las librerías utilizadas para los mismos son la LibIEC61850.h, la LibIEC101.h y RS232.h. La primera es una librería disponible en línea con licencia GPLv3 (GNU General Public License - version 3)[15], y utilizada para los módulos de lectura y de control de la IEC61850. La segunda librería es utilizada para el desarrollo del módulo IEC101, y fue codificada en el marco de este trabajo según las especificaciones técnicas estipuladas en el estándar IEC 60870-5-101 y en el perfil utilizado por la ANDE. Por último, la librería RS232.h es una librería también disponible en línea con licencia GPLv2 [16], y utilizada para el desarrollo de la comunicación serial en la capa física.

El desarrollo del software consta de 3 partes principales: El módulo de Comunicación IEC 60870-5-101, el conversor de protocolos y el módulo de comunicación IEC 61850, según se ilustra en la Figura 11 donde se puede observar los mensajes IEC 101, IEC 61850 y de control entre los subcomponentes de las partes respectivas.



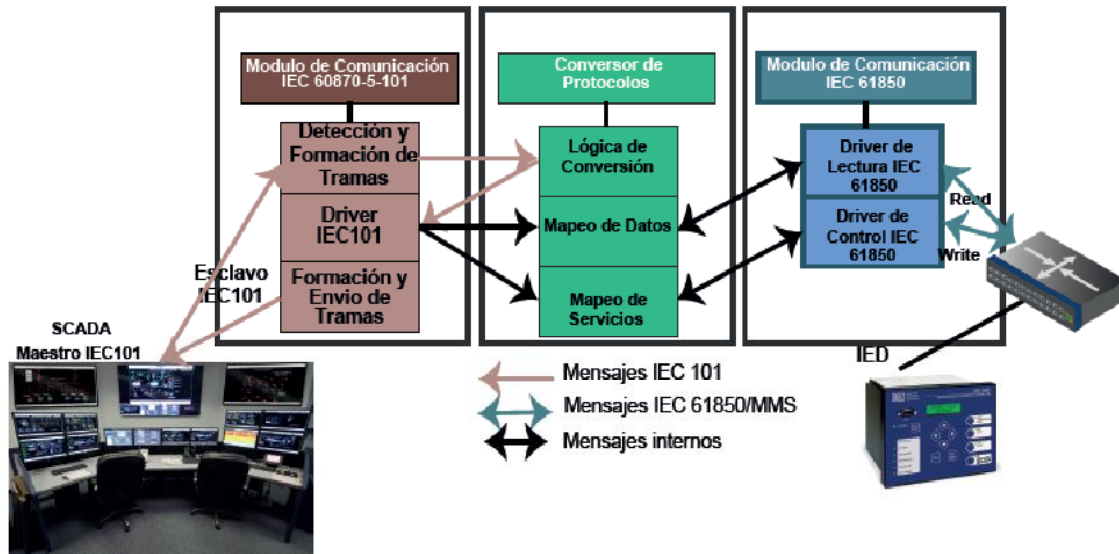


Figura 11: Diagrama en bloques del convertidor de protocolos

### 6.1 Módulo de comunicación IEC 101

Se encarga de enviar, recibir, procesar, responder y actuar según las tramas IEC 60870-5-101 enviadas por la estación maestra (SCADA). En el presente trabajo solo se considera el modo desbalanceado. El mismo consta de tres partes principales:

La primera es la detección y formación de tramas, que se encarga de detectar el comienzo y fin de una trama FT1.2 proveniente del SCADA, validarla y posteriormente almacenarla en una variable estructurada. Cada "Elemento de información" de un ASDU tiene un formato y tamaño distinto y para poder almacenarlos correctamente se debe conocer el "Identificador de tipo" correspondiente, por lo que se requiere una lógica por cada tipo de dato recibido.

La segunda corresponde al driver IEC 101, el cual se encarga de realizar los procedimientos de enlace de la capa 2, mapear los elementos de información de las ASDU's en el nivel de aplicación, y realizar la principales funciones de aplicación. El funcionamiento del mismo del mismo se basa en leer de la trama IEC 60870-5-101 el campo "Código de función", ilustrado en la Figura 5, para establecer servicio enlace y la acción propuesta por la estación primaria (SCADA). Según sea el caso se activan mensajes de control internos para indicar al convertidor de protocolos que el SCADA solicita ejecutar un comando o realizar una consulta (lectura) sobre los valores de los atributos, al IED. Este procedimiento se observa mediante una línea negra en la Figura 11.

Por último, la formación y envío de tramas que se encarga de convertir al formato FT1.2 para enviarlo a través del puerto serial con la información configurada por el driver IEC101 en respuesta a las peticiones de la estación maestra (SCADA). El mismo se basa en una matriz de tipo unsigned int en el cual se pre-configuran byte por byte los encabezados genéricos y las direcciones de objetos de información (IOA) de los datos según la tabla IV. De esta manera cuando se desea enviar un objeto de información específico, solo se modifica el valor del elemento de información.



**Tabla IV:** Tabla de conversión de datos

IOA	Tipo	Referencia
0	SP	ProtCtrl/Obj2XSWI1.Pos.stVal
1	SP	ProtCtrl/Obj1XCBR1.Pos.stVal
2	SP	ProtCtrl/Obj1XCBR2.Pos.stVal
2000	NA	Measurement/I3pMMXU1.A.phsA.cVal
2001	NA	Measurement/I3pMMXU1.A.phsB.cVal
2002	NA	Measurement/I3pMMXU1.A.phsC.cVal

En la tabla V, se puede observar el desarrollo de la librería LibIEC101 por niveles de las capas de referencia del modelo OSI y según las definiciones de los capítulos correspondientes de la IEC 60870-5.

**Tabla IV:** Tabla de solución del diseño

Capa OSI	Funciones	Solución
App-7	Elementos de información	Driver101
	ASDU	Driver101
	Funciones de aplicación.	Driver101
Enlace-2	Proc. De enlace	Driver101
	Formato de trama	Detección
Física-1	Interfaz DCE y DTE	Rs232.h

## 6.2 Módulo de comunicación 61850

Se encarga de administrar la comunicación con los IEDs bajo la modalidad Cliente-Servidor utilizando el protocolo de capa de aplicación MMS. El mismo consta de dos partes principales:

La primera es el driver de control IEC 61850 el cual se encarga de ejecutar los comandos provenientes del driver IEC101. Crea los objetos de control basado en las referencias de los objetos a comandar y administra los 5 niveles de operación definidos en la IEC 61850 mediante el valor configurado en el atributo Pos.cltModel.

Segundo, el driver de lectura IEC 61850 el cual se encarga de mantener actualizada la base de datos local de todas las variables de interés del IED en particular. Crea instancias para lectura de datos booleanos (simples y dobles) y para datos flotantes (mediciones) según las restricciones funcionales MX o ST respectivamente.

## 6.3 Conversor de protocolos

Es el programa principal del proyecto encargado de realizar las llamadas a los drivers de los módulos de comunicación con los parámetros apropiados para lograr la interconexión entre ambos. El mismo consta de tres partes principales:

La primera es la lógica de conversión la cual es la máquina de estado responsable de la lógica de operación del conversor de protocolos. Este se encarga de analizar el proceso de mapeo de datos y servicios. Su funcionamiento se basa en analizar los valores devueltos por los drivers de comunicación para tomar una decisión sobre a qué driver debe llamar para realizar la acción solicitada por el SCADA. También se encarga de analizar si existe un evento, por ejemplo un cambio de estado o una variación brusca de una medición y activar la bandera correspondiente para que el driver IEC101 se encargue.

Segundo es el mapeo de los datos, el cual utiliza la "Tabla de conversión" o tabla de mapeo para relacionar atributos de objetos referenciados jerárquicamente del IEC 61850 con los valores de los "Elementos de Información" del IEC 60870-5-101 con direccionamiento plano (IOA). En la Figura 12 podemos observar la tabla de conversión utilizada en las pruebas de simulación. En la misma se observa la asociación del estado del objeto "Pos" del nodo lógico Obj1XCBR1 con un objeto de información del tipo SP "Single Point" con un identificador de tipo (TI) igual a 1 (uno), y con su IOA igual a 1 (uno). Entonces el SCADA al consultar sobre el estado de dicha variable se le devolverá el valor del atributo DemoProtCtrl/Obj1XCBR1.Pos.stVal.

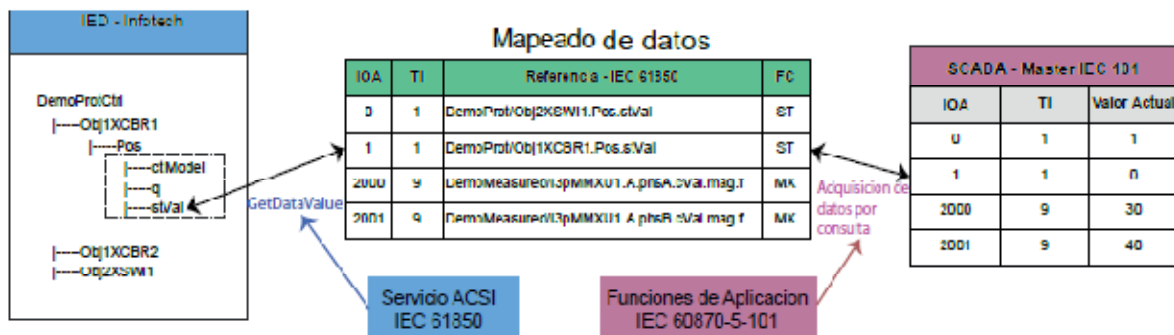


Figura 12: Partes principales del conversor de protocolos

Y por último el mapeo de servicios, el cual mediante los valores retornados en las llamadas al driver IEC101 y el algoritmo de "Lógica de conversión" permite la interoperabilidad entre los principales servicios definidos en el protocolo IEC 60870-5-101 y los servicios ASCII utilizados en IEC 61850. Los servicios ASCII mapeados son select, operate y getDataValue. Estos servicios son mapeados a los servicios de IEC 60870-5-101, que son: Adquisición de datos por consulta, comando simple, comando doble e interrogación general. En la Figura 12 podemos ver como la función de aplicación IEC 60870-5-101 adquisición de datos por consulta utiliza el servicio ACSI getDataValue del lado IEC 61850 para obtener el valor actual de un atributo de dato.

## 7 ENSAYOS Y RESULTADOS

Para validar la operación del conversor de protocolos se hicieron dos tipos de pruebas. Primeramente se realizaron simulaciones en software y posteriormente pruebas con dispositivos reales.



---

## 7.1 Pruebas en software (simulaciones)

En esta primera etapa se realizaron pruebas con cada uno de los módulos de manera independiente para verificar su correcto funcionamiento. Los módulos probados fueron el driver de comunicación IEC61850, el driver de control IEC61850 y el driver IEC101. Luego de verificado su funcionamiento se interconectaron todos los módulos entre sí.

Para la realización de las simulaciones se contó con el simulador de sistemas automatizados (SAS) IEC 61850 de la empresa INFOTECH [17] y con el software ASE2000 RTU Test Set, diseñada por Applied Systems Engineering, Inc. (ASE) [18]. Finalmente, para probar la compatibilidad entre el Sistema de control remoto SCADA utilizado por la ANDE se desarrolló un SCADA similar utilizando el software Elipse Power [19].

El primer módulo probado fue el driver de lectura IEC 61850, el cual fue probado con el software INFOTECH. Este simulaba dos líneas conectadas a una barra. Una de las líneas contaba con un interruptor (Circuit Breaker -XCBR) y la otra línea con transformadores de instrumentación (Measurement - MMXU), para adquirir los valores de voltajes y corrientes que circulan por esa línea. Los resultados mostraron que al seleccionar valores de voltajes y corrientes estos eran correctamente adquiridos por el módulo de comunicación. Además los estados del interruptor y seccionador (Abierto/Cerrado) también fueron interpretados satisfactoriamente por el módulo. Estas funciones son tareas de monitoreo y control.

El segundo módulo probado fue el driver de control IEC61850. Para estas pruebas se utilizó de nuevo el simulador de INFOTECH. Los comandos de apertura y cierre de un interruptor están configurados en el nodo lógico CSWI. Para que un interruptor o seccionador sea controlable debe tener asociado un CSWI con un modelo de control distinto de cero y además debe estar habilitado el atributo de control remoto. El procedimiento para probar el driver del control IEC 61850 consistió en leer el atributo PosctlModel de los nodos lógicos de control (CSWI) asociados a los dos Interruptores y en base a dicho valor realizar el procedimiento adecuado para la ejecución de un comando (ON/OFF). El resultado de esta prueba mostró operaciones de apertura y cierre exitosos de los "Interruptores", y resultados negativos en el "seccionador" el cual tiene configurado el atributo PosctlModel igual a cero lo cual implica que dicho objeto no es controlable y solo permite operaciones de lectura.

El tercer módulo probado fue el driver IEC 101. Para su verificación se utilizó el software AS2000. Se realizaron las pruebas del Algoritmo de detección y formación de tramas, el algoritmo de formación y envío de trama y los procedimientos definidos en la IEC60870-5-101. Cada procedimiento (Inicialización de estación, adquisición de datos por consulta (polling), interrogación general y ejecución de comandos; se comprobó estableciendo secuencias manuales de mensajes enviados mediante el ASE200 simulando el comportamiento de una estación maestra IEC60870-5-101.

Luego de las pruebas individuales se procedió a las pruebas en conjunto, con tres máquinas, una de ellas con el software de conversor de protocolos, conectada a su vez mediante un enlace Ethernet a otra máquina en el que corría el simulador INFOTECH. Por otro lado, el conversor también se conecta a otra máquina a través de un enlace serial que emula ser una estación maestro SCADA, utilizando el software ASE2000.

XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
25y 26 de Agosto de 2016

Lo siguiente fue reemplazar el software ASE2000 por un SCADA desarrollado en el software Elipse Power, que para la configuración de la comunicación se agregó un driver de comunicación mediante la librería dinámica IEC980.dll del software Elipse. En este driver se configuran todos los parámetros generales de comunicación y se agregan los tags de comunicación con parámetros particulares por cada variable ASDU a monitorear. La pantalla de visualización se desarrolló utilizando el modelo eléctrico que incluye el Elipse Power. Luego se importan los objetos de datos del modelo eléctrico y se los configuran agregándole los dispositivos de medición o los de comandos de control. Para la configuración de los objetos se añaden las referencias a los tags de comunicación de cada objeto, configurando los que leen la posición del estado, los que leen las variables analógicas y los que ejecutan comandos considerando la configuración del IED que se quiere leer y controlar. En la Figura 13 podemos observar el sistema SCADA ejecutándose y exhibiendo los valores analógicos medidos en el IED de INFOTECH.

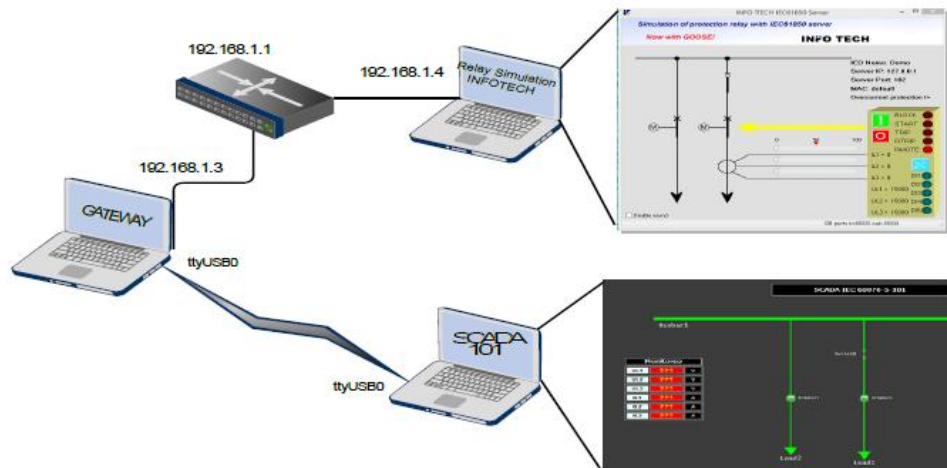


Figura 13: Topología de la prueba con SCADA en simulación

## 7.2 Pruebas en hardware

Con el fin de probar el conversor de protocolos en un ambiente real, se realizó en el Centro de Innovación en Automatización y Control (CIAC) del Parque Tecnológico Itaipu (PTI), una prueba de laboratorio con IEDs. Los materiales utilizados: Un IED protector de transformador, modelo 787 de fabricación SEL (Schweitzer Engineering Laboratories) [20]; un IED controlador de vano, modelo 2411 de fabricación SEL (Schweitzer Engineering Laboratories)[21]; un switch Ethernet, modular, industrial, gerenciable, full dúplex, con conexión a la red de cobre (RJ45) y comunicación óptica, con soporte a protocolos bajo la norma IEC 61850 [22]; tres relés electromagnéticos que operan el estado de los LEDs; conversor de protocolos diseñado en el presente trabajo implementado en una máquina y un sistema SCADA IEC 60870-5-101 diseñado en el presente trabajo implementado en una máquina.

El diseño lógico se seleccionó de acuerdo a una configuración de barra simple, cuenta con 3 interruptores, es un modelo sencillo y controlable en el cual el objetivo principal es verificar el funcionamiento correcto en el control de los interruptores y en la verificación del estado de los

mismos. En la Figura 14 se puede observar la topología física de la prueba. Para la conexión del convertor de protocolos al switch se utilizó un cable Ethernet y para la conexión del sistema SCADA al convertor de protocolos se utilizó un cable serial RS-232. Ambos IEDs se conectaron al switch mediante cables de fibra óptica (Fiber channel).



**Figura 14: Topología física de ensayos realizado en el PTI**

El montaje se desarrolló en un rack, en donde el IED SEL 2411 posee tres salidas digitales, cada salida va conectado a un relé, estos relés a su vez están conectados a unos LEDs donde indican el estado del interruptor, ya sea abierto o cerrado. Para la utilización de los IEDs de la marca SEL, previamente se tuvo que configurar cada uno utilizando el software de ingeniería que posee. El Accelerator Quickset [23] es la herramienta de ingeniería para configurar las lógicas de actuación de los IEDs con las funcionalidades IEC 61850. Para la configuración del gateway y el SCADA se extraen las referencias completas de los objetos a ser mapeados a tipos de información IEC 60870-5-101 y se carga en el menú de configuración del gateway. Para el SCADA se diseña el diagrama unifilar de barra simple y se configuran los tags de comunicaciones correspondientes.

También se desarrolló la misma arquitectura en el Departamento de Ingeniería de Sistemas de Control de la ANDE, en el cual se utilizó un IED de la marca Ingeteam, en el cual se utilizó la arquitectura de la Figura 15.

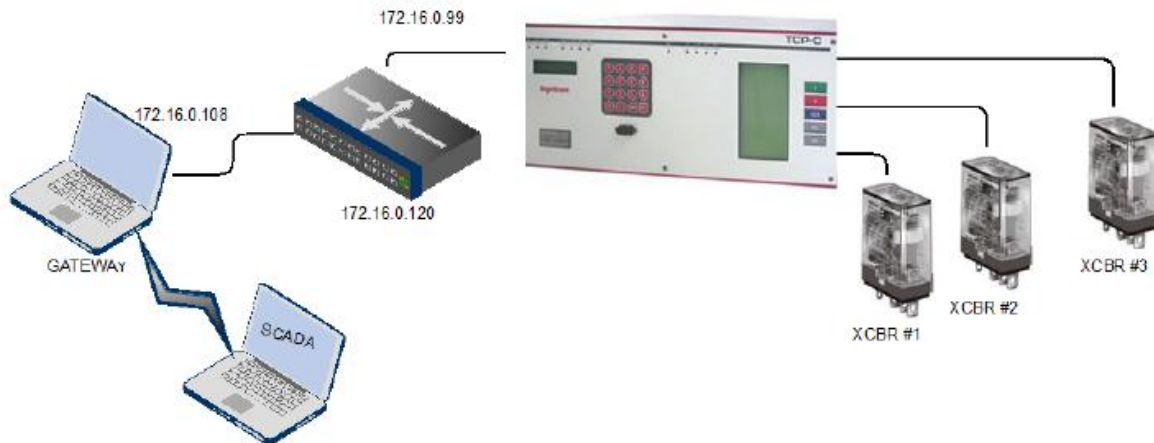


Figura 15: Topología física de ensayos realizado en la ANDE

## 8 CONCLUSIÓN

Este trabajo buscó la integración de nuevos dispositivos IED!! s basados en IEC 61850 al sistema SCADA ya existente. Esto se consiguió mediante el diseño e implementación de un convertor de protocolos basado en librerías de comunicación de elaboración propia (LibIEC101.h) y en librerías de comunicación de código abierto (LibIEC61850.h).

Las funciones soportadas por el convertor de protocolos son todas las requeridas por un sistema SCADA para su correcto funcionamiento, las cuales son: lectura de atributos de objetos de puntos simples, de puntos dobles y de puntos flotantes, y escritura/control de objetos de puntos simples y de puntos dobles. Para una versión comercial del presente convertor de protocolos se requiere la codificación completa de los protocolos IEC 61850 e IEC 60870-5-101.

Se realizaron pruebas exitosas tanto en simulación mediante un software simulador de IED de la empresa INFOTECH, como con IEDs reales, mediante una práctica de laboratorio en la Fundación Parque Tecnológico Itaipu F-PTI, utilizando los IEDs de la marca SEL y una topología de barra simple. Se comprobó la compatibilidad del convertor de protocolos con el sistema SCADA SHERPA utilizado en la ANDE diseñando un sistema SCADA con el software Eclipse Power. Puede concluirse que se contribuyó con la adaptación de los dispositivos IEDs a los sistemas de monitoreo y control SCADA actuales de la ANDE.

## 9 PROYECCIÓN

El desarrollo de una Interface ELCOM 90 con el enlace ICCP para el Sistema SCADA/EMS, llevara bastante esfuerzo por parte de ANDE para la interconexión entre Itaipu, Yacyreta y Acaray (incluso muchas pruebas y tiempo invertido) y por lo tanto, es preferible emplear esa misma energía en mejorar la interface en su lugar (Yacyreta); basados en la experiencia de Ande en lo referente a interfaces de comunicación e interconexión de sistemas de potencia, sería importante proponerse a trabajar de cerca con Yacyreta para encontrar una buena solución (apta a futuro) para mejorar la comunicación entre el Centro de Control Nacional (CCN) y Yacyreta. Mientras se encuentra esta





---

solución, se puede utilizar la solución existente de Gateway, convirtiendo el Protocolo ELCOM90 a 101 [24].

La Ande debería de apuntar a realizar un anillado en fibra óptica OPGW, como plan piloto, utilizando las líneas de distribución en su mayoría aéreas, en el área metropolitana y luego proyectarla a los demás subsistemas con los que cuenta, dejando de lado el sistema de comunicaciones en sus estaciones de distribución de energía, a través de antenas de, microondas, RTU, Gateway, los cuales no permiten un nivel de confiabilidad. En lo que respecta a la Arquitectura funcional sería de vital importancia, para el buen desempeño del SCADA/EMS en 220kV. En estos momentos se encuentra en proceso licitatorio a través de la Licitación Pública Internacional LPI N1167/15, la adquisición del nuevo SCADA/EMS, para la Ande en lo que respecta a transmisión; en este proyecto serían integradas 48 subestaciones de las 83 actualmente existentes, sin embargo, el Sistema debería estar preparado para que ANDE pueda continuar la integración hasta completar las 120 subestaciones previstas en su plan de expansión. El hardware de computación debería poder ser actualizado (upgradeable) en sitio en términos de número de procesadores, módulos de memoria masiva (RAM) y unidades de disco sin requerir soporte del fabricante original de los equipos y/o del Proveedor de los sistemas SCADA/ EMS de los Centros de Control de la ANDE. La Ande en breve debería de apuntar a un SCADA/ DMS/OMS en 23kV independiente, teniendo en cuenta que el consumidor final se encuentra en esta etapa. Este punto debería de ser una de las prioridades de la empresa estatal conjuntamente con la adquisición del Sistema de Gestión Integrado de Distribución (SGIDE), el cual permitiría no solo optimizar la gestión interna, sino darle un mejor servicio. Un SCADA/DMS/OMS con un enlace con el SGIDE, sería de vital importancia, para el monitoreo de todos los equipos de distribución.

Las estaciones de trabajo deberían ser el principal dispositivo de interface del usuario con el sistema. Ellas deberían ser computadoras personales con sistema operativo acorde a lo indicado más abajo. Debería ser posible reemplazar o actualizar cada procesador con futuros procesadores compatibles sin cambios en el software del sistema o de las aplicaciones. En aquellas estaciones en la que se tuviera conectado un proyector, éste se debería comportar de la misma forma que los monitores, es decir, la estación debería disponer de una interfaz gráfica para representar las pantallas, las que deberán poder desplazarse en forma continua por los monitores y el proyector.

La sincronización de los equipos instalados en el sistema se debería realizar mediante la instalación de un servidor de tiempo de red (network time server) con sincronización satelital por medio de un receptor del sistema GPS. Este servidor debería sincronizar los equipos a través de la red empleando el protocolo NTP (Network Time Protocol) o superior. Se debería disponer, de dos servidores de tiempo. Los equipos integrantes del sistema SCADA, deberían ser energizados desde diferentes fuentes de suministro de energía, de tal forma que la pérdida de una fuente de energía no resulte en la pérdida de ninguna función crítica, ya que debería ser un sistema redundante en su equipamiento con fuentes de alimentación independientes. El software de aplicación SCADA y EMS, debería pertenecer a la misma familia de productos de un único fabricante. Sería dificultosa una solución que implique la integración de software SCADA y EMS de fabricantes distintos. El software de los sistemas SCADA/EMS debería cumplir con especificaciones que garanticen comodidad para su ejecución, flexibilidad, compatibilidad, modularidad y expansibilidad [24].



---

## 10 REFERENCIAS

- [1] Especificación técnica, ANDE ((Sistemas integrados de protección, medición y control para las subestaciones.)), Administración Nacional de Electricidad, EE.TT. 32.03.000.00.914, Rev. 1:20/08/13.
- [2] Mejías Villega S.A., òSubestaciones de alta y extra alta tensión de Ingeniería.ö, Editorial Impresiones gráficas ltda., Medellín, Colombia, segunda edición, 2003.
- [3] Licitación Pública Internacional, ANDE, òDirección Nacional de Contrataciones Públicas, Pliego de Bases y Condiciones, Cuadros Comparativos de Ofertas y Resoluciones de Adjudicación de las Licitaciones Públicas Internacionales.ö, LPI N 303/2008 ID: 116069; LPI N 379/2009 ID: 142145; LPI N 379/2009 ID: 142145; LPI N 478/2009 N 142156; LPI N 2380/2009 ID: 116069; LPI N 507/2010 ID: 192428; LPI N 771/2012 ID: 231928; LPI N 796/2014 ID: 271343.
- [4] Chavez Espinola, Ing. Alcides Hernando , òImplementación del Centro de Operación Regional Metropolitano (COR M) en la Descentralización de la Operación del SIN)), VII Seminario del sector eléctrico paraguayo. Asunción: Administración Nacional de Electricidad, 2006.
- [5] Bobadilla Duarte, Ing. Elvio, òSistema SCADA para la automatización de subestaciones del SIN de la ANDE basada en la norma IEC 61850ö, X Seminario del sector eléctrico paraguayo. Asunción: Facultad Politécnica - UNA.
- [6] Chawes Yezid, Rocha, òComunicaciones y Protocolos Industriales.ö, Memorias de Seminario ACIEM.
- [7] Skoko, V., Atlagic, B., Isakov, N, òComparative realization of IEC 60870-5 Industrial protocol standardsö, Telecommunication forums TELFOR, 2014
- [8] Statnet SF , òNorwegian IEC 870-5-101.ö, User Conventions, second edition, Norway, 2000 [www.statnett.no/Files/Open/](http://www.statnett.no/Files/Open/)
- [9] International Electrotechnical commission, IEC 60870-5-101, òTelecontrol equipment and systems - Part 5-101.ö, Transmission protocols. Ed. 2, 2002-03
- [10] Gordon Clarke, Deon Reynders, òPractical Modern SCADA Protocols: DNP3, 60870.5 and Related Systems.ö, Editorial Newnes. First Edition, Oxford, 2004
- [11] International Electrotechnical commission, IEC 61850, òCommunication Networks and Systems for power utility automation - Part 1.ö, Introduction and Overview. Ed. 1, 2003-04
- [12] Liden, Jonas, òDesign and Implementation of an IEC 61850 gateway for PLC Systems.ö, Master Thesis Kungliga Tekniska Hogskolan Electrical Engineering, Stockholm Sweden, 2006
- [13] International Electrotechnical commission, IEC 61850, òCommunication Networks and Systems for power utility automation - Part 7-1.ö, Basic communication structure - Principles and models. Ed. 2, 2008





XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
25y 26 de Agosto de 2016

- 
- [14] International Electrotechnical commission, IEC 61850, "Communication Networks and Systems for power utility automation - Part 7-4", Basic communication structure for substation and feeder equipment - Compatible logical node classes and data classes. Ed. 1, 2003
- [15] Zillgith, Michael, "LibIEC61850", Open source library for IEC 61850, <http://libiec61850.com/libiec61850/>
- [16] van Beelen, Teunis ((RS-232 for Linux, FreeBSD and Windows.)), Version 6, 2015, <http://www.teuniz.net/RS-232/index.html>
- [17] INFOTECH, "Simulation of protection relay with IEC 61850 server", Version 1, 2012, <http://www.infotech.pl>
- [18] Applied Systems Engineering, Inc., "A technology leader in the manufacture of RTU / IED protocol test equipment (ASE2000) for the SCADA industry", Version 1, <http://www.ase-systems.com/>
- [19] Elipse Software, "Gerenciamento de Sistemas de Energia", Version 4.5-2014, <http://www.elipse.com.br/port/power.aspx>
- [20] Schweitzer Engineering Laboratories, ((SEL 787 Transformer Protection Relay Instruction Manual.)), Version 2010, <https://www.selinc.com/protection/>
- [21] Schweitzer Engineering Laboratories, ((SEL 2411 Programmable Automation Controller Instruction Manual.)), Version 2010, <https://www.selinc.com/protection/>
- [22] SIEMENS, "Switch Modular Industrial RUGGEDCOM RSG2288", <http://w3.siemens.com/mcms/industrial-communication/en/rugged-communication/products/switches-routers-layer-2/pages/rsg2288.aspx>
- [23] Schweitzer Engineering Laboratories, "acSELERator QuickSet R SEL-5030 Software", <https://www.selinc.com/SEL-5030/>
- [24] Licitación Pública Internacional, ANDE ((LPI N 1167/2015)),



Comité Nacional Paraguayo

Unión de Ingenieros de ANDE



**XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ**  
25y 26 de Agosto de 2016

---