

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

INFORME

**CONTROL SUPERVISORIO PARA EL EQUIPO
ELÉCTRICO PRIMARIO DE LA SUBESTACIÓN
ELÉCTRICA VICTORIA DE COMISIÓN FEDERAL DE
ELECTRICIDAD**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO
P R E S E N T A:
ALEJANDRO ERICK VALENCIA GALICIA

DIRECTOR DEL TRABAJO PROFESIONAL

ING. ALEJANDRO SOSA FUENTES

CIUDAD UNIVERSITARIA

2015



ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CONTEXTO Y OBJETIVO DE LA ACTIVIDAD PROFESIONAL	3
1. ANTECEDENTES	4
1.1 EVOLUCIÓN	
1.2 TIPOS DE CONTROL SUPERVISORIO	
1.3 COMPONENTES	
2. ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA SCADA EN CFE	8
3. FUNCIONES BASICAS DE UN SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO	11
3.1 FUNCIONES BASICAS DE LA UNIDAD TERMINAL MAESTRA	12
3.1.1 Adquisición de datos	
3.1.2 Control de dispositivos	
3.1.3 Almacenaje y manejo de información	
3.1.4 Proporcionar información al operador	
3.2 FUNCIONES BASICAS DE LA UNIDAD TERMINAL REMOTA	13
3.2.1 Salidas de control	
3.2.2 Adquisición digital	
3.2.3 Adquisición analógica	
4. CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN VICTORIA	15
4.1 DIAGRAMAS UNIFILARES DE S.E. VICTORIA	
5. CARACTERÍSTICAS DE EQUIPO SEL	24
5.1 SEL 2440 DPAC (Discrete Programmable Automation Controler)	
5.2SEL 2411 PAC (Programmable Automation Controller)	
5.3 SEL 3530 RTAC (Real Time Automation Controler)	

5.4 SEL 2407 Reloj Sincronizado Vía Satélite

5.5 SEL 351 Sistema de Protección

5.6 SEL 421 Sistema de Protección

6. CONFIGURACIÓN DE EQUIPOS SEL 30

6.1 CONFIGURACIÓN DE SEL 2440

6.2 CONFIGURACIÓN DE SEL 3530

6.3 CONFIGURACIÓN DE SEL 421 Y SEL 351

6.4 CONFIGURACIÓN DE SEL 2411

6.5 CONFIGURACIÓN CONSOLA DE CONTROL LOCAL

CONCLUSIONES 69

GLOSARIO 70

MESOGRAFÍA 73

INGENIERÍA L.T. 73Q40 74

INTRODUCCIÓN

La ingeniería de control ha desempeñado un papel de importancia en el avance de la industria. Los avances en la teoría y práctica del control automático brindan los medios para lograr el funcionamiento óptimo de sistemas dinámicos, liberar de la complejidad de muchas rutinas, de las tareas manuales repetitivas, disminuir los errores humanos y abaratar los costos de producción.

Por lo anterior se ha visto la necesidad de controlar las subestaciones eléctricas en forma remota y centralizar esta información en un lugar adecuado, el equipo de control supervisorio es la herramienta idónea para lograr estos propósitos.

El control supervisorio generalmente está definido “como una *forma de control remoto*”, comprendiendo un arreglo para el control selectivo de las instalaciones localizadas remotamente.

Para controlar una instalación en forma eficiente, económica y acertada se requiere de información confiable y oportuna, representando los parámetros importantes. Basándose en esta información la persona encargada del sistema podrá tomar decisiones con mayor rapidez y acierto para mantenerlo dentro de su rango óptimo de operación.

El sistema de control supervisorio es un equipo que ha sido diseñado con la finalidad de obtener la información y control de las instalaciones de un sistema eléctrico a control remoto desde una central estación maestra, mediante la cual se hace posible la ejecución de controles para la apertura o cierre de interruptores, inicio o paro de secuencias automáticas en centrales generadoras, adquisición de información analógica (voltajes, amperes, kilowatts, kilowatts/hora) y adquisición digital como señalización del estado que guardan los interruptores en una subestación, información de alarmas y protecciones de los diferentes dispositivos de que se compone la subestación; todo esto con el fin de proporcionar un mejor servicio y a la vez prever fallas en las subestaciones o centrales generadoras.

Para que un sistema supervisorio pueda realizar las tareas asignadas requiere varios elementos, teniendo cada uno de ellos sus funciones específicas. En el caso de las redes eléctricas, se requiere del sistema supervisorio para brindar información sobre la condición de la red y así mismo poder dirigir señales de mando a los dispositivos a controlar por medio de unidades terminales remotas ubicadas en las subestaciones o centrales generadoras.

Ya que estos sitios están geográficamente distribuidos, se requiere de sistemas de comunicación para concentrar toda esta información en un centro de control situado en un lugar estratégico. En este centro de control, un sistema de computación se encarga del procesamiento, almacenaje y presentación de la información al operador.

En dichos centros existe un operador encargado de controlar las maniobras realizadas por personal de campo en subestaciones y redes de distribución. Dicho operador a través de una computadora conocida como Unidad Terminal Maestra (UTM), puede monitorizar lo que sucede en el Sistema Eléctrico de Distribución. El sistema instalado en la UTM del operador es conocido como **Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA)**.

Los sistemas SCADA utilizan dispositivos remotos conocidos como Unidades Terminales Remotas o UTR's. Estas UTR's se instalan dentro de una subestación o en determinadas estructuras de la red de distribución.

La función de una UTR es concentrar información y enviarla a través de algún medio de comunicación hasta el centro de operación donde se encuentra el sistema SCADA. Los mensajes transmitidos entre la UTR y el sistema SCADA deben estar de acuerdo con un formato predeterminado, este formato o reglas de comunicación se le conoce como protocolo de comunicaciones.

CONTEXTO Y OBJETIVO DE LA ACTIVIDAD PROFESIONAL

No obstante que el territorio de la Ciudad de México, es el menos extenso del país, se ubica como la segunda zona con mayor concentración de personas del país; siendo el Estado de México el de mayor concentración de la población, y; además el vecino con quien comparte la zona metropolitana. Debido a estos asentamientos y el continuo aumento de la población se hace indispensable el suministrar ciertos servicios considerados como indispensables para el desarrollo sustentable de estas grandes urbes. Por tal motivo es de nuestro interés el poder proveer la energía eléctrica en estas zonas sin afectar el servicio debido al aumento en la demanda, por lo cual requerimos integrar una mayor cantidad de equipo eléctrico primario; y por consiguiente se necesita tener un mayor control y monitoreo de cada uno de estos equipos. Para tal motivo situaremos nuestro ejemplo en la Subestación Eléctrica Victoria donde proyectaremos las funciones básicas para un sistema de supervisión y control. Por ejemplo:

- ★ Apertura y cierre de interruptores y cuchillas basados en los requerimientos y en la configuración de la subestación. Estas acciones se deben realizar desde el nivel subestación hasta el nivel superior.
- ★ Indicación de estado (abierto, cerrado) del equipo eléctrico primario.
- ★ Monitoreo de los esquemas de protección del equipo eléctrico primario.

Las indicaciones, alarmas, mediciones y controles deberán ser monitorizados desde la consola de control local (ubicada en la subestación eléctrica), así como también en el Área de Control Central.

La actividad profesional realizada en la S.E. Victoria fue desde el tendido de cableado del equipo eléctrico primario hasta los módulos de entradas digitales para obtener sus señales como son: indicación de estados (abierto, cerrado), alarmas de interruptores, bancos o cuchillas y la ejecución de controles. También se hizo la conexión tanto en el equipo eléctrico primario como en los módulos de entradas digitales, con base en los diagramas de ingeniería de cada equipo ya sea interruptor, cuchilla o banco.

Conforme su tuvo el conocimiento de cómo se adquieren las señales del equipo eléctrico primario hasta los equipos del control supervisorio, se presentó la oportunidad de poder configurar tanto los equipos que adquieren las señales provenientes de campo (SEL2440, SEL2411, etc.) así como también se aprendió a configurar la UTR (SEL3530) que es en cierta manera el cerebro del sistema

SCADA, también se aprendió a agregar señales y a hacer las pantallas que se visualizan en la consola de control local (CCL). Estas dos últimas actividades son de mucha importancia para el departamento de control, ya que, la UTR reporta al CENACE toda la información que se tiene de la subestación, al igual que a la CCL. En caso de que se haga una mala configuración o que el equipo falle no se tendrá ninguna visualización de la subestación y por ende tanto el operador del CENACE como el de la subestación no tendrá supervisión de la misma.

1. ANTECEDENTES

Se dice en general que la instalación de un equipo en cualquier proceso tiene la finalidad de obtener una ventaja definida sobre los métodos de trabajo anteriores. Esto se aplica tanto en la sustitución de un trabajo manual por uno mecanizado como en la renovación de un sistema mecanizado ya implantado.

La instalación de un Sistema de Control Supervisorio en las instalaciones de Comisión Federal de Electricidad (CFE) otorga claramente al personal operativo las siguientes ventajas:

- Libera al hombre de tareas complicadas, repetitivas ó peligrosas.
- Disminuye errores humanos.
- Logra que el sistema eléctrico se opere de manera óptima.
- Abarata los costos de Operación.
- Centraliza información confiable y oportuna para que el operador tome decisiones adecuadas.

1.1 EVOLUCIÓN

Hubo indudablemente muchos métodos de control remoto inventados por los pioneros del campo del Control Supervisorio. Seguramente, los sistemas SCADA (Sistema de Control y Adquisición de Datos) no empezaron con sensores electrónicos y convertidores Analógico/Digital; sino con una persona tomando una lectura y ejerciendo una acción de control mecánica como resultado de esa lectura.

Las primeras patentes de control supervisorio fueron emitidas entre 1890 y 1930. Estas fueron otorgadas principalmente a ingenieros de la industria telefónica

y de comunicaciones. De hecho, casi todas estas patentes utilizaban las técnicas del primer sistema telefónico automático instalado en LaPorte, Indiana, en 1892 por Automatic Electric Co.

Desde 1900 hasta inicios de los 20's, se desarrollaron muchas variedades de sistemas de control remoto y supervisorios. La mayoría de éstos, sin embargo, eran de una u otra clase (p.e. control remoto o supervisión remota). Quizá uno de los primeros precursores del control supervisorio moderno fue un sistema diseñado en 1921 por John B. Harlow que detectaba automáticamente un cambio de estado en una estación remota y lo reportaba a un centro de control.

En 1923, John J. Bellamy y Rodney G. Richardson desarrollaron un sistema de control remoto utilizando un equivalente de nuestra técnica moderna "chechar antes de operar" (check before operate) para asegurar la validez de un punto de control seleccionado antes de ejecutar el control. El operador también podía verificar el estado actual del punto.

Tal vez el primer sistema de Registro de Eventos fue diseñado por Harry E. Hershey en 1927. Este sistema monitorizaba la información de un sitio remoto e imprimía cualquier cambio de estado, así como la fecha y hora del evento. En ese tiempo, por supuesto, existía una pequeña diferencia en el tipo de componentes disponibles; por lo que todos los sistemas fueron electromecánicos.

Así como los requerimientos de control supervisorio hace años eran muy simples, también lo fueron las técnicas utilizadas. Naturalmente que al cambiar los alcances de las aplicaciones, también cambiaron muchos de los fundamentos de la tecnología del control supervisorio. Los patrones de codificación fueron mejorados para dar más seguridad y eficiencia. Las técnicas de comunicación cambiaron para proporcionar velocidades de transmisión más altas. El advenimiento de los circuitos de estado sólido abrió nuevas posibilidades en la operación y capacidad de estos sistemas. En otras palabras, como cualquier otra tecnología dinámica, el control supervisorio de hoy no es el mismo de ayer.

1.2 TIPOS DE CONTROL SUPERVISORIO

Es seguro afirmar en forma general que existen tantos tipos de sistemas de control supervisorio como problemas a resolver. Los sistemas pueden variar desde instalaciones pequeñas con una Estación Maestra y una Estación Remota hasta sistemas grandes con varias Estaciones Maestras, varias Sub-Maestras y varias Remotas.

El sistema más pequeño en términos de Maestras y Remotas es, obviamente, el de una Maestra y una remota (llamado comúnmente sistema punto a punto). Estos sistemas se utilizan frecuentemente donde hay que cumplir con un solo objetivo, tal como el control remoto de una planta hidroeléctrica desde un centro de control.

El sistema punto a punto es generalmente un diseño a la medida, con un número limitado de funciones que cumplen con el propósito deseado. En muchos casos, el sistema está completamente definido desde el principio y se requiere poca capacidad de expansión.

Otro tipo de sistema muy usado actualmente es el de una sola Maestra y varias UTRs en la forma de sistema SCADA (Sistema de Control y Adquisición de Datos). Estos controlan desde unas cuantas hasta aprox. 25 a 30 UTRs desde el centro de control o Estación Maestra y son llamados arbitrariamente por la industria "sistemas pequeños". La Estación Maestra está basada en una computadora y la Interfaz Hombre-Máquina es por medio de Monitores, ratones e impresoras. Al ser sistemas bastante predecibles en lo que respecta a sus funciones y filosofía de operación, el tiempo de entrega es relativamente corto ya que el fabricante adapta su equipo a las necesidades del cliente.

Más allá de los "sistemas pequeños" están los "sistemas grandes" que pueden incluir múltiples Maestras y Sub-Maestras y muchas Estaciones Remotas (UTRs). Son sistemas muy sofisticados que pueden tener funciones muy específicas y que requieren de una gran labor de ingeniería e infraestructura de comunicaciones. Definitivamente, el tipo más usado en CFE hoy en día es el de una sola Maestra y varias Remotas y esto es lo que llamamos nosotros el "sistema tradicional".

1.3 COMPONENTES

El sistema de Control Supervisorio es un equipo que ha sido diseñado con la finalidad de obtener la información y control de las instalaciones eléctricas a distancia desde una Estación Maestra mediante la cual se hace posible la ejecución de controles para la apertura/cierre de interruptores, inicio/paro de secuencias automáticas, adquisición de información analógica (voltajes, amperes, kilowatts) y digital (señalización de posición de interruptores, alarmas, protecciones) con el fin de proporcionar un mejor servicio y a la vez prever fallas en las subestaciones o centrales generadoras.

Para que un sistema de Control Supervisorio pueda realizar las tareas asignadas requiere de varios elementos, cada uno con funciones específicas. En el caso de las redes eléctricas, se requiere del supervisorio para monitorizar las

condiciones de la red y asimismo poder dirigir señales de mando a los dispositivos a controlar por medio de estaciones remotas ubicadas en las subestaciones y centrales generadoras.

Ya que estos sitios están geográficamente dispersos, se requiere de sistemas de comunicaciones para concentrar toda esta información en un centro de control situado en un lugar estratégico.

En este centro de control, un sistema de cómputo se encarga del procesamiento, almacenamiento y presentación de la información al operador. En la figura 1.1 aparece en forma esquemática el conjunto de elementos perteneciente a un sistema de Control Supervisorio.

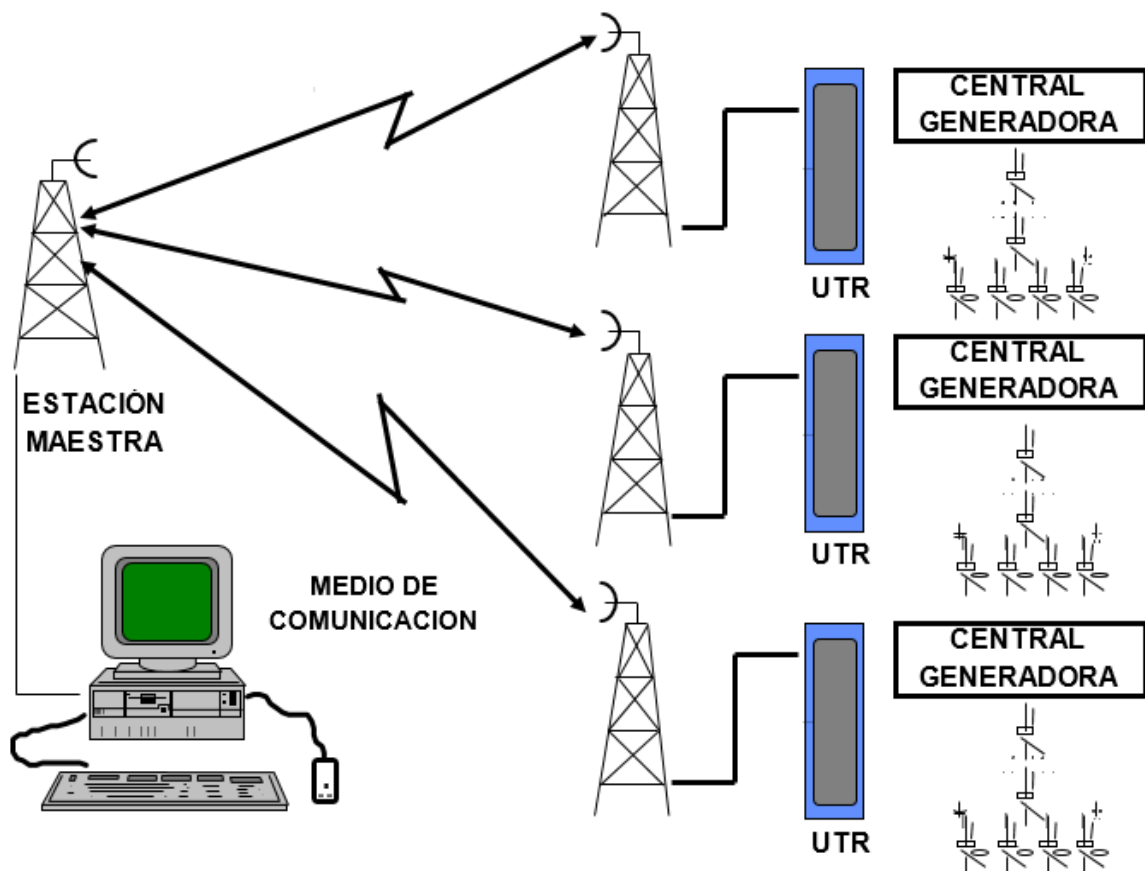


Fig. 1.1 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO

2. ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA SCADA EN CFE

En Comisión Federal de Electricidad, el sistema SCADA consta de los siguientes elementos:

1. Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), que es el responsable de llevar acabo el control a distancia de la operación de la red eléctrica nacional.
2. Infraestructura de comunicaciones: fibra óptica, equipos OPLAT, microondas, radiofrecuencia, líneas telefónicas.
3. Protocolos de comunicación: DNP 3.0, Harris, Conitel 2020
4. Base de datos a nivel superior.
5. Unidades Terminales Remotas (UTR's), Subsistemas Remotos o Sicles.

UNIDAD TERMINAL MAESTRA (UTM)

Es el conjunto de hardware, software, sistema de comunicaciones y mobiliario que se encuentra en las Áreas y Subáreas de Control del CENACE, cuya función es monitorizar, concentrar y procesar toda la información proveniente de las Subestaciones Eléctricas para operar el sistema eléctrico de potencia con la mayor eficiencia posible.



INFRAESTRUCTURA DE COMUNICACIONES

Para tener esta infraestructura nos debemos referir al término “Canal de Comunicaciones”, el cual se refiere a la vía de propagación de la información, incluyendo cables, atmósfera, vidrio y/o equipos que se localizan entre el transmisor y el receptor. Entre los medios de comunicación más comunes, podemos citar:

HILO FÍSICO: Pueden ser 2 o más líneas de cable tendidas entre el transmisor y el receptor.

RADIO: Utiliza como medio de propagación para las ondas de radiofrecuencia la atmósfera. Para este tipo de comunicación, generalmente se requiere de 2 hilos para conectar la señal a transmitir, 2 hilos para la señal recibida y 2 hilos adicionales para controlar el modo de operación de la radio (transmisión/recepción), denominada PTT (Push-to-Talk). La radio es un medio de comunicación que funciona en half-duplex (permite la comunicación alternada en ambos sentidos).

OPLAT: Sistema que utiliza las líneas de alta tensión para la transmisión (en alta frecuencia) de información. Algunas de las causas externas más habituales de fallas de comunicación en el OPLAT serían fenómenos de arqueo dentro de la subestación, daños en el DP (Dispositivo de Potencial) usado por el equipo o una caída de la línea de alta tensión.

MICROONDA: Emplea 2 frecuencias de operación distintas (una para transmisión y otra para recepción) que permite una comunicación en full-duplex (en ambos sentidos, simultáneamente).

FIBRA ÓPTICA: Es uno de los medios más modernos para transmisión de datos. Funciona haciendo viajar un haz de luz (Láser) a través de una fibra vítrea o plástica, en cuyos extremos se encuentran los equipos transreceptores que convierten las señales binarias eléctricas en luz y viceversa. Este sistema es altamente recomendable, debido a que soporta velocidades de comunicación muy altas, tiene una gran inmunidad al ruido y sus precios están bajando para hacerlos más accesibles.

PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN

Son los lenguajes que se utilizan a través de los medios de comunicación para la transmisión de información, datos, eventos, control y supervisión de los equipos eléctricos monitorizados en las diversas subestaciones eléctricas. Los más utilizados son:

- ★ DNP 3.0
- ★ CONITEL 2020
- ★ HARRIS 5000/6000

BASES DE DATOS

Se refiere a la estructura en forma de tablas donde se tiene un listado de datos en forma ordenada que nos muestra la relación de señales o puntos tanto digitales como analógicos que habrán de ser monitorizados en una subestación. Establece la comunicación que habrá de ser manejada por la o las estaciones maestras, requiere una serie mínima de columnas entre las que se incluyen el tipo de punto, dirección de la remota y, en caso que aplique, la dirección de la maestra, descripción corta, en el caso de puntos digitales el estado 0 y 1, en los analógicos el factor de escala y una descripción detallada de cada punto.

UNIDAD TERMINAL REMOTA (UTR)

Equipo constituido por módulos de control con capacidad de enlace con los equipos eléctricos principales (interruptores, cuchillas, transformadores, relevadores de protección) capaces de acceder a los parámetros de medición, protección y control, así como controlar y supervisar el estado de los equipos instalados en una subestación vía remota, estableciendo acceso a los diversos equipos de control a nivel superior.

Se puede definir como un sistema que está integrado por secciones cuya arquitectura y funcionalidad permite mantener concentrado los módulos y componentes de control, protecciones, medición y comunicaciones, de tal manera que se busca la automatización en subestaciones eléctricas contando con hardware y software para la configuración y operación del sistema, de tal forma que el sistema este diseñado para futuras adiciones modulares.

SUBSISTEMA REMOTO (SSR)

Está constituido por un conjunto de equipos definidos como sitios distribuidos que tienen como función recabar la información y ejecución de controles por medio de un concentrador de datos referido a un centro de control de nivel superior, los cuales cuentan con entradas analógicas, entradas digitales, y salidas digitales (controles).

SUBSISTEMA LOCAL (SSL)

Se integra por un conjunto de equipos y programación por medio de una interfaz hombre máquina equipado con software y hardware que realizan las funciones locales-remotas para la capacidad de enlace e integración con el SSR y la UTM conectando con una PC con la capacidad de manejar datos históricos, alarmas y tendencias, permitiendo diseñar, crear, probar y ejecutar programas de aplicación para controlar los procesos.

3. FUNCIONES BÁSICAS DE UN SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO.

Para poder controlar un proceso, se requiere tener acceso a sus parámetros de operación y a los elementos que permitan controlarlo. Para nuestro caso en el manejo de redes eléctricas, los sitios de interés son principalmente las centrales generadoras y las subestaciones eléctricas. En cada uno de estos sitios con datos a captar y dispositivos a controlar, se instalan unidades terminales remotas que centralizan su información en una unidad terminal maestra, encargadas cada cual de sus funciones de control y supervisión, siendo éstas las siguientes:

- ★ Adquisición de datos
- ★ Control de dispositivos
- ★ Almacenaje y manejo de información
- ★ Proporcionar información al operador

3.1 FUNCIONES BÁSICAS DE LA UNIDAD TERMINAL MAESTRA

3.1.1 Adquisición de datos

El sistema debe ser capaz de acceder a todos los datos de los puntos de interés, en una escala de tiempo de acuerdo con las características dinámicas del sistema a ser supervisado o controlado. En algunos sistemas de energía, se requieren ciclos de muestreo de la información de 1 a 30 segundos cada ciclo. Estos datos pueden ser binarios o valores analógicos continuos, la adquisición típica de datos utiliza ambos tipos de entradas.

3.1.2 Control de dispositivos

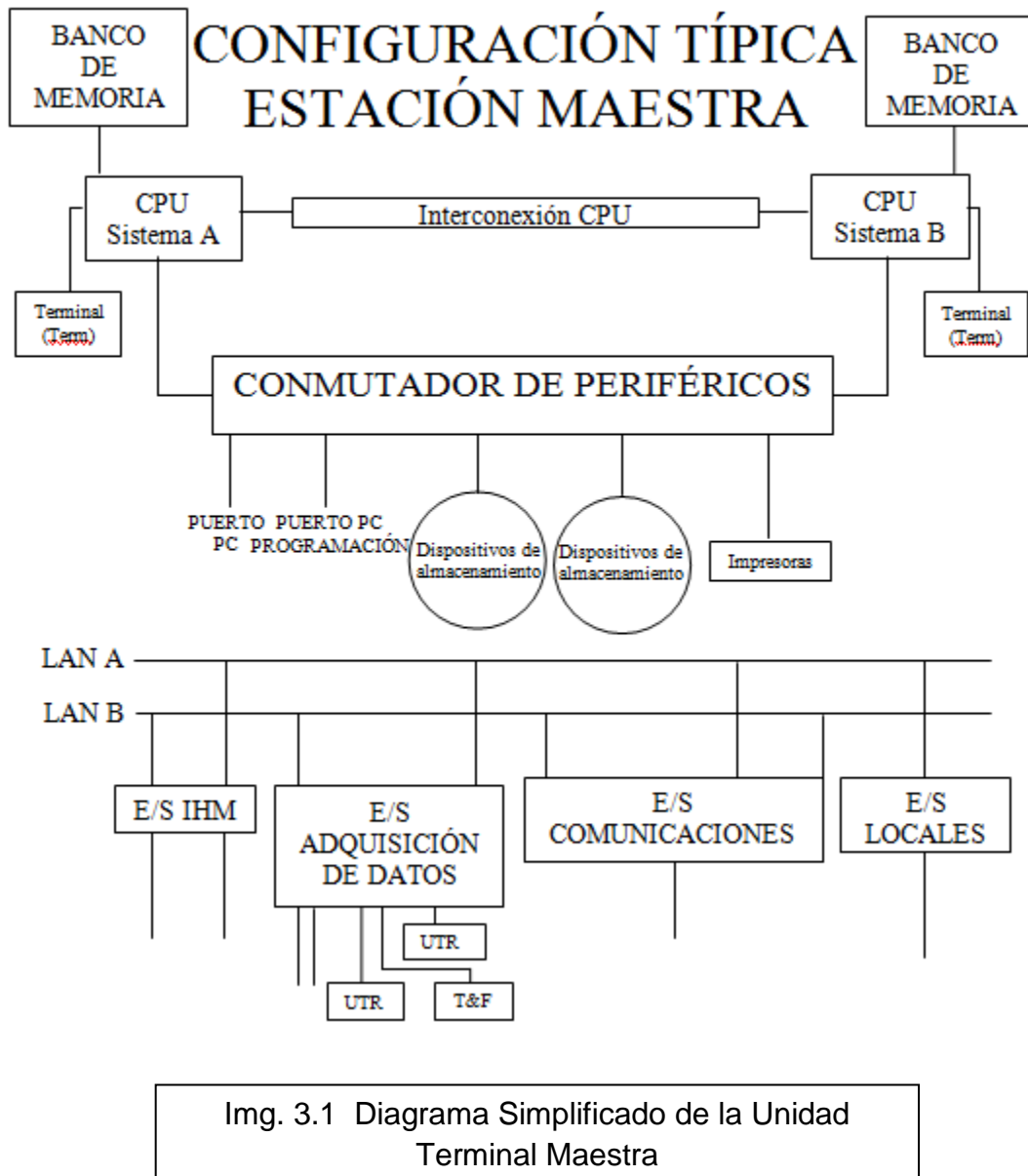
El sistema deberá proporcionar al operador la capacidad de control de elementos remotos integrantes de la red eléctrica o del proceso. Una variedad de modos de control deben estar disponibles según el tipo de dispositivos a controlar, incluyendo contactos de cierre temporizado, momentáneos, continuos o de sello.

3.1.3 Almacenamiento de información

El sistema deberá tener la capacidad de almacenar la información adquirida durante los muestreos y desplegarla. Esto es usualmente más que un simple intervalo de almacenamiento requerido, en periodo corto de almacenamiento, en el orden de algunos segundos, proporciona una inmediata indicación del estado del sistema, en periodo largo, para la preparación de reportes y uso de planeación como referencia histórica.

3.1.4 Proporcionar información al operador

El teclado funcional de cualquier sistema SCADA está involucrado dentro de una interfaz hombre máquina, proporcionando al operador acceso a los datos colectados de manera conveniente y es habilitado para tomar acciones del sistema de control. Se generan imágenes visuales de la red eléctrica incluyendo todo los equipos a ser controlados mostrando su estado actual, así como las tensiones, MW, MVAR, corrientes, etc. También se generan reportes, listados de mediciones y alarmas. Se reciben del operador, a base de la información presentada los objetivos y mandos para el control del sistema.



3.2 FUNCIONES BÁSICAS DE LA UNIDAD TERMINAL REMOTA

Las unidades terminales remotas deberán ser capaces de procesar la información recibida de los equipos instalados en campo y enviarla a la unidad terminal maestra cuando sea requerida, así como también de ejecutar las órdenes transmitidas por la UTM.

Sus funciones son las siguientes:

- ★ Salidas de control
- ★ Adquisición digital
- ★ Adquisición analógica

3.2.1 Salidas de control

Cuando una UTR recibe la selección de un punto de control, el procesador central direcciona al módulo de control, y éste prepara el punto de salida requerido y realiza lo siguiente:

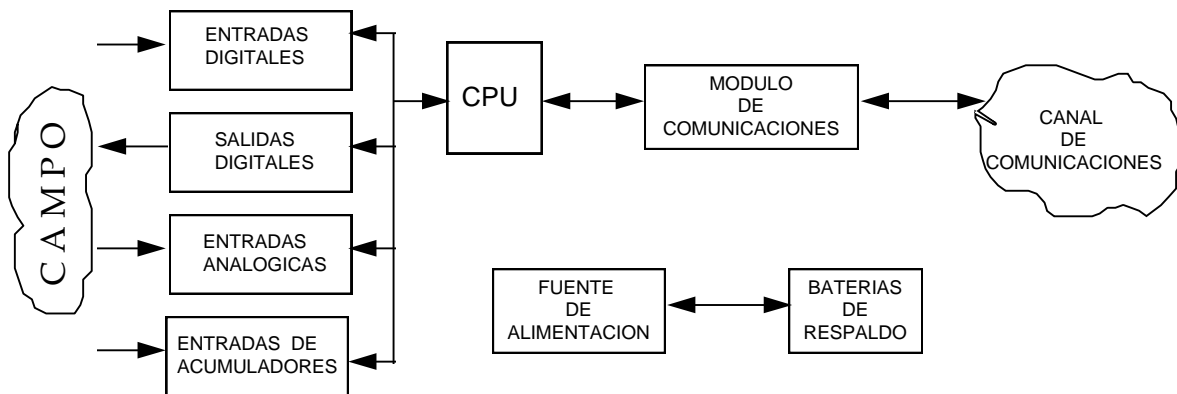
1. Confirma por medio de hardware con el procesador de control el punto seleccionado antes de operar el relé maestro.
2. Retransmite a la UTM el punto seleccionado por el módulo de control y espera el mensaje de ejecución. A estas acciones se les llama “chechar antes de operar”.

3.2.2 Adquisición digital

Las señales digitales provenientes de campo, se reciben en una interfaz, el cual las pasa al módulo de entrada de estados quien las coloca en el procesador central cuando éste las solicite para ser transmitida a la UTM.

3.2.3 Adquisición analógica

Las señales analógicas que provienen de un transductor se reciben en un módulo multiplexor de entradas analógicas del cual son transferidas a un convertidor analógico/digital, el dato digital es pasado al procesador central para ser transmitida a la estación maestra cuando éstas son requeridas.



Img. 3.2 Diagrama Simplificado de la Unidad Terminal Remota

Gabinete de interfaz.

El gabinete de interfaz está diseñado para realizar el acoplamiento de señales entre la terminal remota y el equipo propio de la subestación (banco de transformación, interruptores, transformadores de potencial (TP's), transformadores de corriente (TC's), protecciones). El gabinete de interfaz cuenta con una sección de relés de interposición con el objeto de proporcionar una separación galvánica entre el equipo electrónico de la terminal remota y el equipo de la subestación. El gabinete de interfaz también cuenta con una sección de transductores de potencia, corriente y voltaje, que hace posible la obtención de las mediciones de los diferentes circuitos.

4. CARACTERISTICAS DE LA SUBESTACIÓN VICTORIA

La S.E. Victoria se encuentra ubicada en la carretera México-Querétaro km 34.2, Col. Las Conchitas, C.P. 54757, Cuautitlán Izcalli, Edo. De México. Teléfono: (01 55) 53381300, Ext. 38195 y 38170.

La S.E. Victoria es del tipo intemperie puesta en servicio en el año 1977 por la extinta Compañía de Luz y Fuerza del Centro. Comisión Federal de Electricidad asume la responsabilidad de la instalación en Octubre de 2009. Se tiene un arreglo de interruptor y medio para 400,230 y 85 kV. Tiene una capacidad de 1570 MVA.

Cuenta con cuatro líneas de transmisión de 400 kV:

- VIC-A3660-TUL
- VIC-A3180-TUL
- VIC-A3810-NOP
- VIC-A3820-NOP

Siete líneas de transmisión de 230 kV:

- VIC-93K50-CFI
- VIC-93K10-TKM
- VIC93K60-PNN
- VIC-93K20-CTG
- VIC-93K30-CEI
- VIC-93K40-CEI
- VIC-93K00-FNL

Siete líneas de subtransmisión de 85 kV:

- VIC-73K90-CYO
- VIC-73K20-TRX
- VIC-73H70-LEQ
- VIC-T3H60-LEC
- VIC-73K00-FUM
- VIC-73K10-FMC
- VIC-73Q40-ACM

Tres autotransformadores de 400/230 kV:

- AT1 (330 MVA)
- AT2 (330 MVA)
- AT3 (330 MVA)

Cuatro bancos de transformación de 230/85 kV:

- T4 (100 MVA)
- T5 (100 MVA)
- T6 (100 MVA)
- T7 (100 MVA)

Tres bancos de transformación de 230/23 kV:

- T8 (60 MVA)
- T9 (60 MVA)
- T10 (60 MVA)

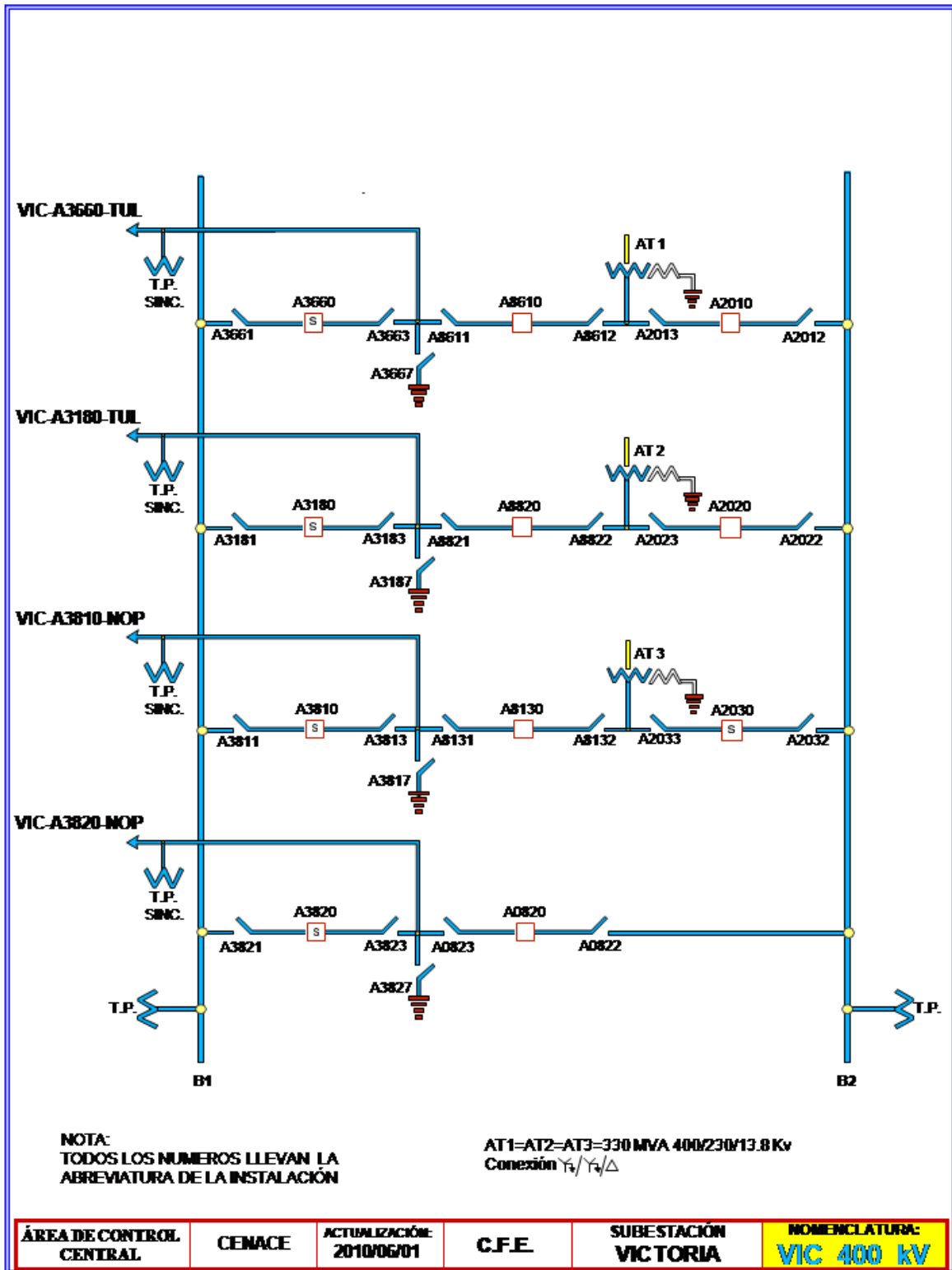
Catorce alimentadores de 23 kV:

- VIC-53010
- VIC-53020
- VIC-53030
- VIC-53040

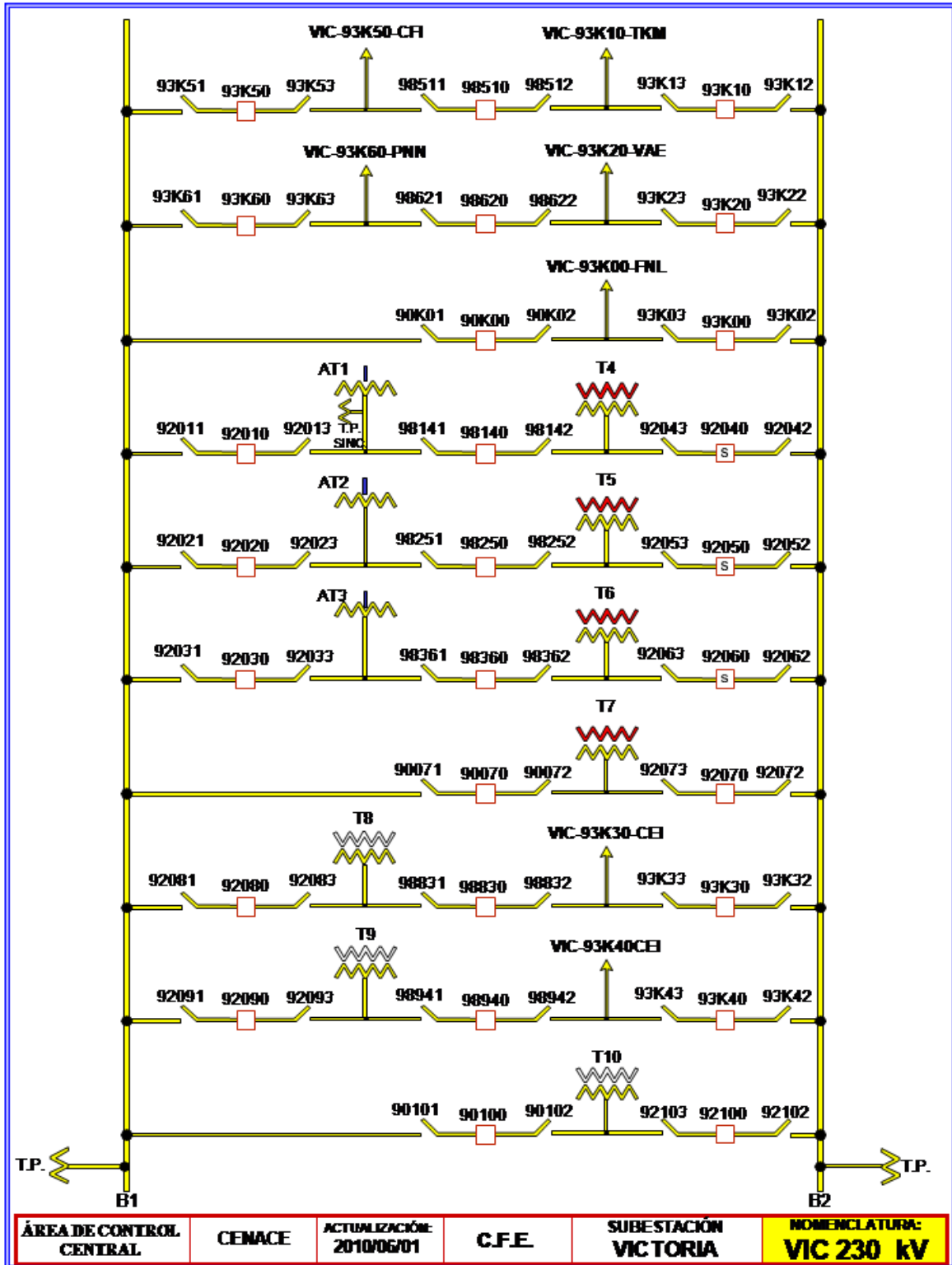
- VIC-53050
- VIC-53060
- VIC-53120
- VIC-53130
- VIC-53070
- VIC-53080
- VIC-53090
- VIC-53110
- VIC-53130
- VIC-53170

4.1 Diagramas Unifilares de S.E. Victoria

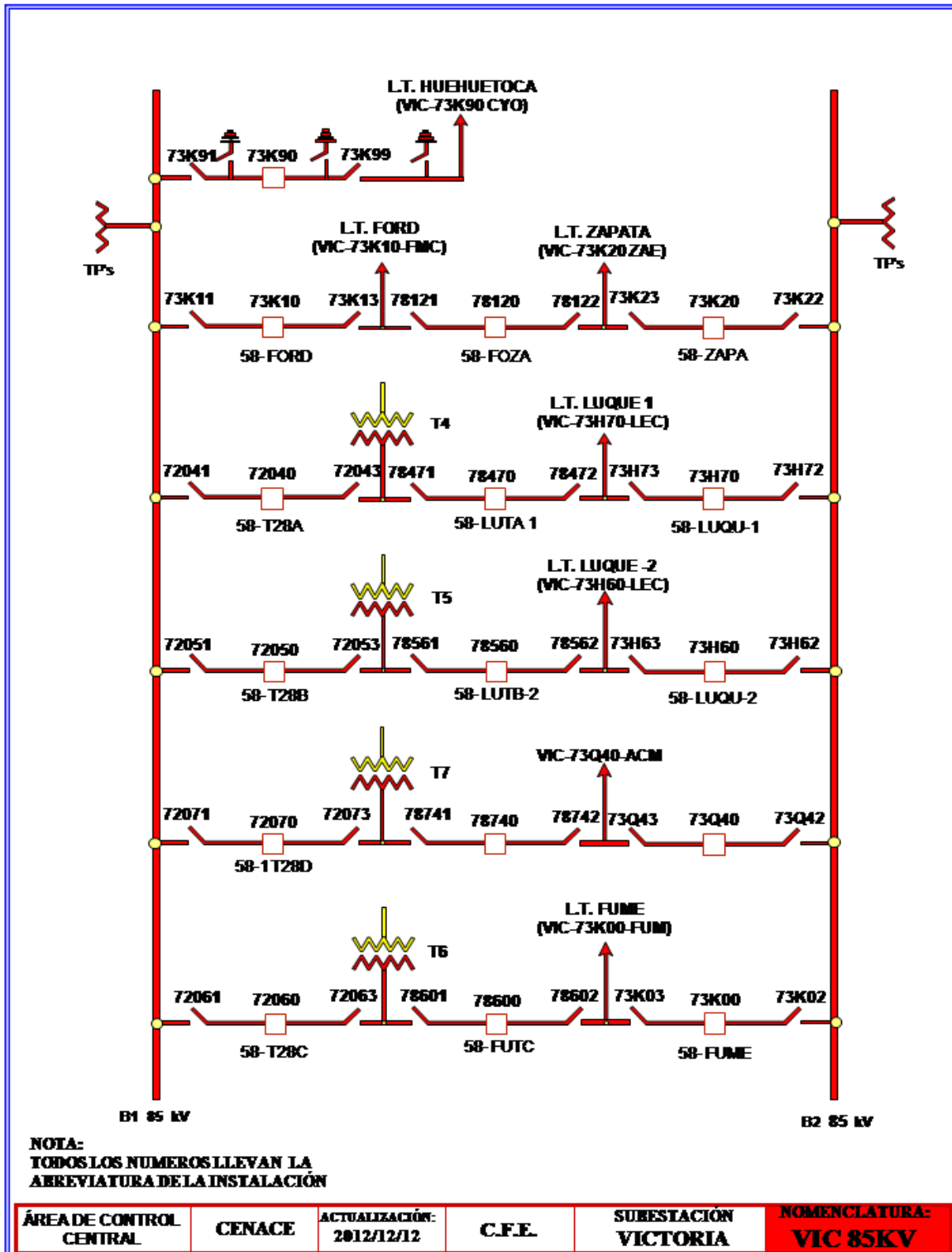
El diagrama unifilar es un esquema que muestra en forma sencilla mediante una sola línea las conexiones entre dispositivos, componentes o partes de un circuito eléctrico o de un sistema, utilizando símbolos normalizados.



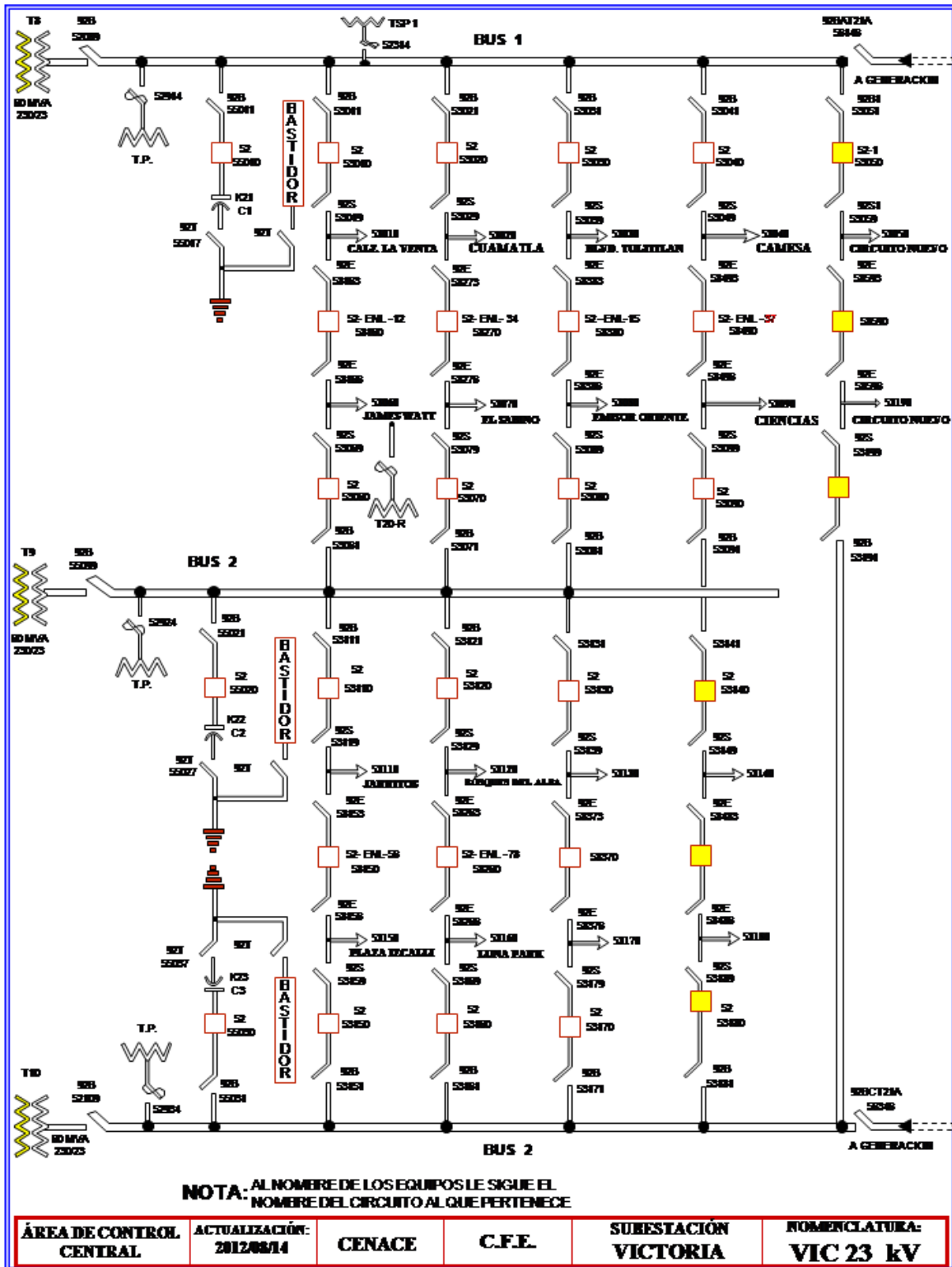
Img.4.1.1 Diagrama unifilar de 400 kV.



Img.4.1.2 Diagrama unifilar de 230 kV.



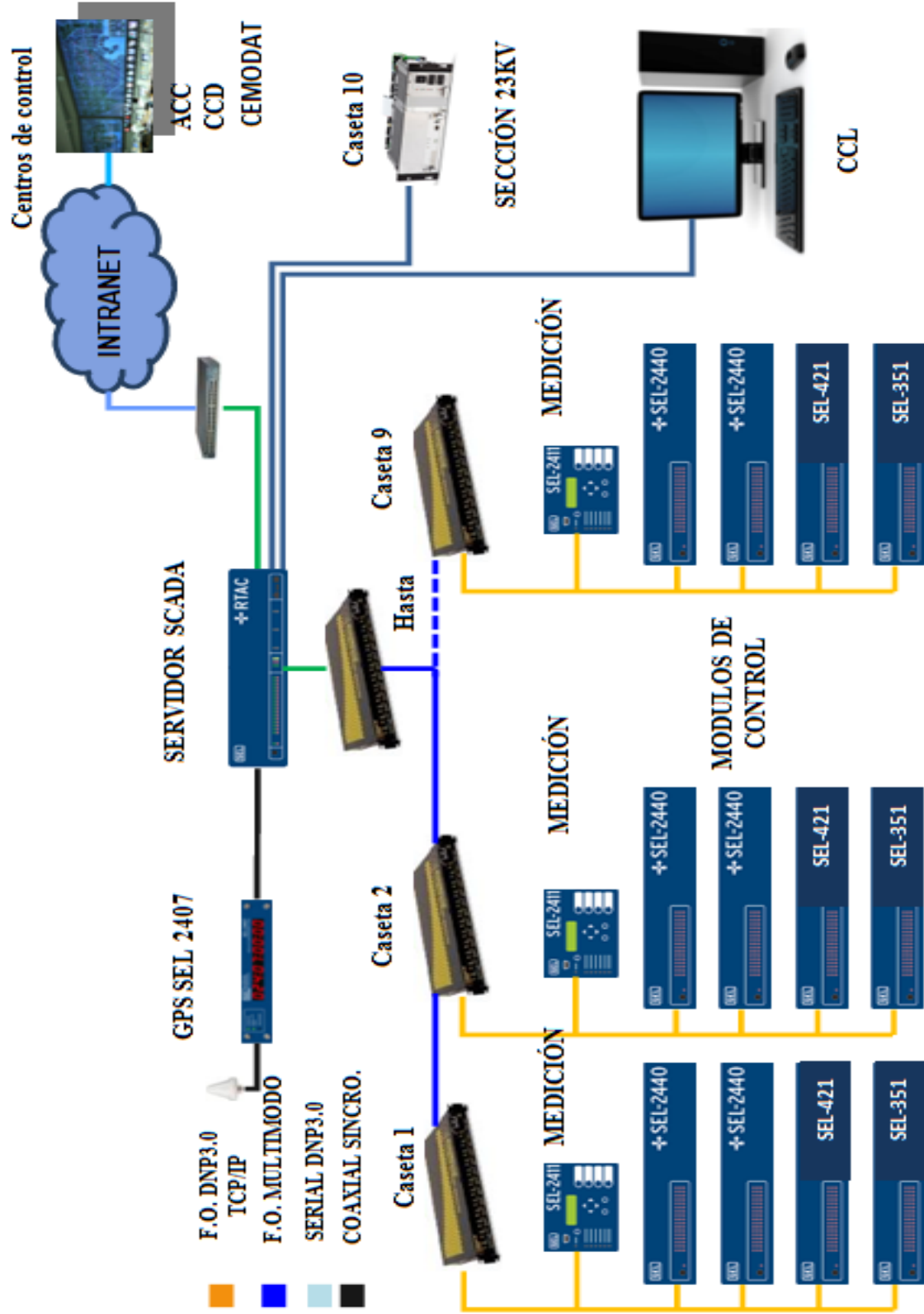
Img.4.1.3 Diagrama unifilar de 85 kV



Img.4.1.4 Diagrama unifilar de 23 kV.

Se cuenta con diez (10) casetas distribuidas en donde se ubican los equipos asociados al diferente equipo eléctrico primario, como por ejemplo, tableros de protección, medidores, registradores de disturbios, módulos de adquisición de datos. Como podemos observar en la siguiente figura (Arquitectura de Comunicación) se tiene equipo marca SEL de la caseta 1 hasta la caseta 9 las cuales abarcan tensiones de 400, 230 y 85 kV. Para la zona de 23 kV se tiene la caseta distribuida 10, en la cual se tiene equipo marca HARRIS (D20 SHV2, D20 A, D20 K).

Arquitectura de Comunicación



5. CARACTERÍSTICAS DE EQUIPO SEL

A continuación mostraré las características que tienen los diferentes equipos marca SEL utilizados en la Subestación para monitorizar la misma.

5.1 SEL 2440 DPAC (Discrete Programmable Automation Controller)

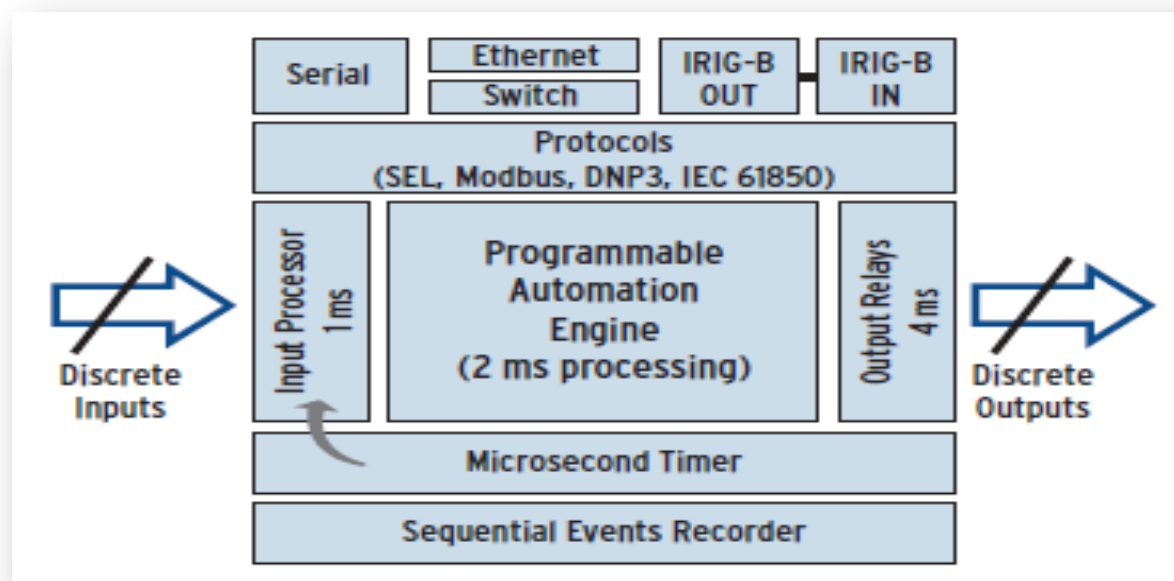
Se muestra una imagen frontal del equipo SEL2440, este equipo lo utilice para adquirir las señales de indicaciones y alarmas provenientes del esquema de protección y del equipo eléctrico primario.



Img.5.1 Equipo SEL 2440

Además se pueden hacer mandos de apertura o cierre de interruptores o cuchillas, esto es debido a las características del equipo, como se muestra a continuación:

Img.5.1.1 Diagrama de bloques SEL 2440



Se tiene la siguiente tabla en donde se muestran las características técnicas y las condiciones de operación de este equipo.

Características técnicas		Rangos de operación	
Inputs/Outputs	32 Entradas digitales	Temperatura	-40 a +85 °C
	16 Salidas de control	Alimentación	85 - 264 VAC
Sincronización	1 Entrada IRIG-B		19.2 - 275 VCD
	1 Salida IRIG-B	Comunicación	2 Puertos Seriales RS-232
SER (Sequential Event Recorder)	Registra hasta 512 eventos		2 Puertos Ethernet 10/100Base-T
			ó
Protocolos	DNP 3.0		2 Puertos Ethernet de Fibra Óptica 100Base-FX
	Modbus		Puerto USB 2.0 (Puerto Frontal)
	IEC 61850, Propietario		

Tabla 5.1 Características Equipo SEL 2440

5.2 SEL 2411 PAC (Programmable Automation Controller)

El SEL2411, puede ser utilizado para obtener las mediciones provenientes de los transductores de las líneas, bancos o de los buses.



Img.5.2 Equipo SEL 2411

En esta tabla se muestran las características técnicas del equipo.

Características técnicas		Rangos de operación	
Analog I/O	8 AI	Temperatura	-40 a +85 °C
Sincronización	1 Entrada IRIG-B	Alimentación	120 - 240 VAC
	1 Salida IRIG-B		125 - 250 VCD
SER (Sequential Event Recorder)	Registra hasta 512 eventos	Comunicación	2 Puertos Seriales RS-232 2 Puertos Ethernet 10/100Base-T
Protocolos	DNP 3.0		
	Modbus		
	IEC 61850		
	Propietario		

Tabla 5.2 Características Equipo SEL 2411

5.3 SEL 3530 RTAC (Real Time Automation Controller)

El equipo que concentra toda la información de las casetas distribuidas y que a su vez manda todos los datos al Área de Control Central (ACC) y Centro de Control de Distribución (CCD) así como también a la Consola de Control Local (CCL) es el SEL3530 RTAC.



Img.5.3 Equipo SEL 3530

A continuación muestro las características que tiene el equipo SEL 3530 instalado en la Subestación Victoria para el monitoreo de los dispositivos esclavos.

Características técnicas		Rangos de operación	
Sincronización	1 Entrada IRIG-B	Temperatura	-40 a +85 °C
	1 Salida IRIG-B		
Protocolos		Alimentación	110 - 240 VAC
			125 - 250 VCD
Cliente	Servidor	Comunicación	16 Puertos Seriales (RS-232/RS 485)
DNP 3.0	DNP 3.0		2 Puertos Ethernet 10/100Base-T
Modbus	Modbus		1 Puerto Ethernet de Fibra Óptica 100Base-FX
Propietario IEC 61850	Propietario		2 Puertos USB

Tabla 5.3 Características Equipo SEL3530

5.4 SEL 2407 Reloj Sincronizado Vía Satélite

Para que al momento de alarmarse se tenga una estampa de tiempo correcta tanto en ACC, CCD Y CCL se tiene el equipo GPS SEL2407, el cual sincroniza a la UTR (SEL3530) y ésta a su vez sincroniza a los esclavos.



Imq.5.4 SEL 2407

En la tabla se muestran las características técnicas que tiene el equipo instalado en la subestación.

Características técnicas		Rangos de operación	
Sincronización	6 Salidas IRIG-B	Temperatura	-40 a +80 °C
Comunicación	1 Puerto Serial RS-232	Alimentación	24 - 250 VCD
	1 Puerto Antena		120- 230 VCA

Tabla 5.4 Características Equipo SEL 2407

5.5 SEL 351 Sistema de Protección

Para proteger al equipo eléctrico primario se necesitan esquemas de protección, este dispositivo, por ejemplo, en caso de presentarse una falla de sobre corriente direccional 67/67N opera y abre los interruptores asociados a la línea.



Img.5.5 Equipo SEL 351

En esta tabla se muestran las características técnicas que tienen estos dispositivos.

Características técnicas		Rangos de operación	
Sincronización	2 Puertos IRIG-B	Temperatura	-40 a +85 °C
SER (Sequential Event Recorder)	Resolución de 1 ms	Alimentación	125 - 250 VCD o VAC
Protocolos	DNP 3.0	Comunicación	3 Puertos RS-232
	Modbus		1 Puerto RS-485
	IEC 61850		
	Propietario		

Tabla 5.5 Características Equipo SEL 351

5.6 SEL 421 Sistema de Protección

También se cuenta con esquemas de protección para proteger a líneas de transmisión que son largas (más de 25 km), dependerá de la programación la zona en que opere el relevador.



Img.5.6 Equipo SEL 421

A continuación se muestran las características técnicas del equipo:

Características técnicas		Rangos de operación	
Sincronización	1 Entrada IRIG-B serial	Temperatura	-40 a +85 °C
	1 Entrada IRIG-B BNC		
SER (Sequential Event Recorder)	Registra hasta 1000 eventos	Alimentación	125 - 250 VCD
			120 - 230 VAC
Protocolos	DNP 3.0	Comunicación	4 Puertos Seriales RS-232
	Propietario		
	IEC 61850		

Tabla 5.6 Características Equipo SEL 421

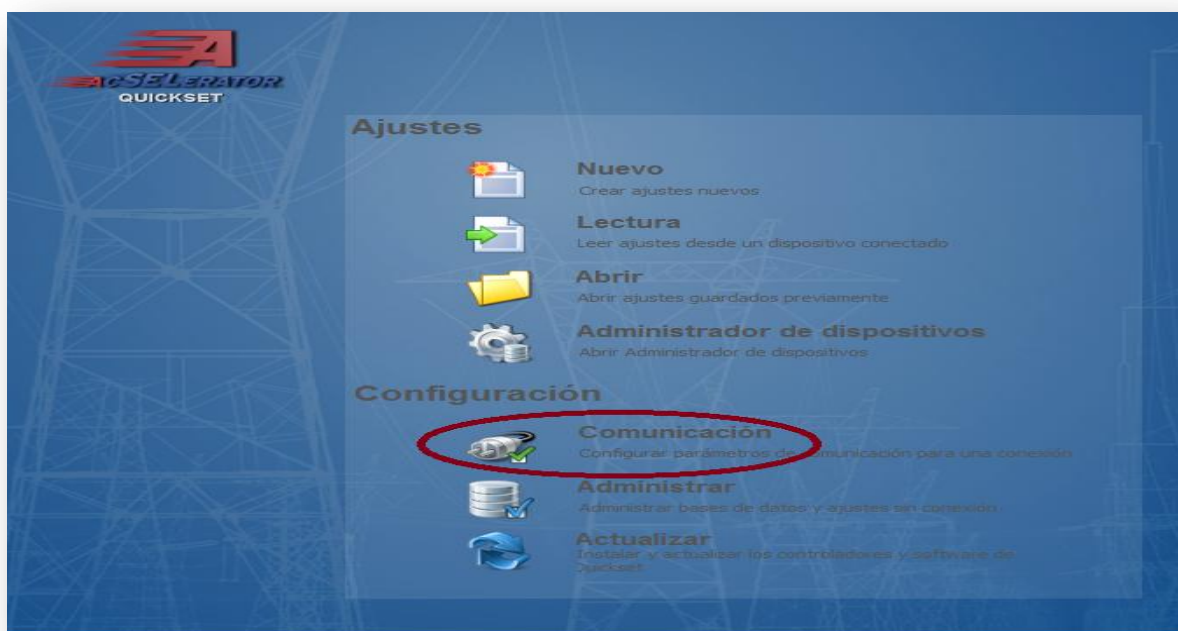
Existen diferentes departamentos en el área de trabajo, el encargado de la programación de los esquemas de protección es el Departamento de Protección y Medición, por lo cual, el Departamento de Control no tiene acceso a la configuración de los mismos.

6. CONFIGURACIÓN DE EQUIPOS SEL

A continuación muestro los parámetros que se requieren configurar en los diferentes equipos para tener la supervisión de la subestación, además enseño el distinto software que se usó para poder realizar dicho proceso.

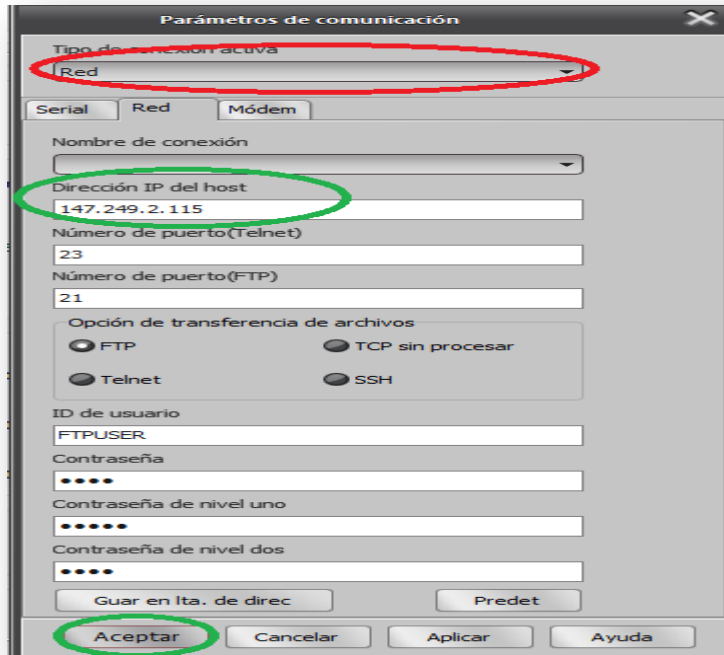
6.1 CONFIGURACIÓN DE SEL 2440

Para poder acceder a los parámetros de fábrica del equipo es necesario instalar el siguiente programa, AcSelerator QuickSet, éste lo podemos descargar desde la página <https://www.selinc.com/SEL-5030/>. Una vez instalado procedemos a abrir este programa obteniendo lo siguiente:



Img.6.1.1 Programa AcSelerator QuickSet

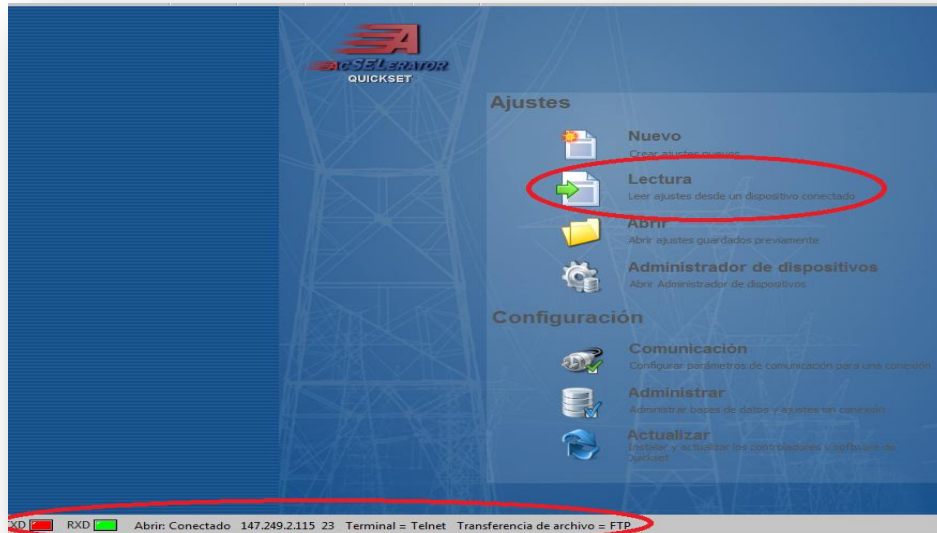
Para poder comunicarnos con el equipo en la parte de Configuración en la opción de Comunicación se da doble click, como se muestra en la parte marcada, y se despliega la siguiente pantalla:



Img.6.1.2 Configuración Programa AcSelerator QuickSet

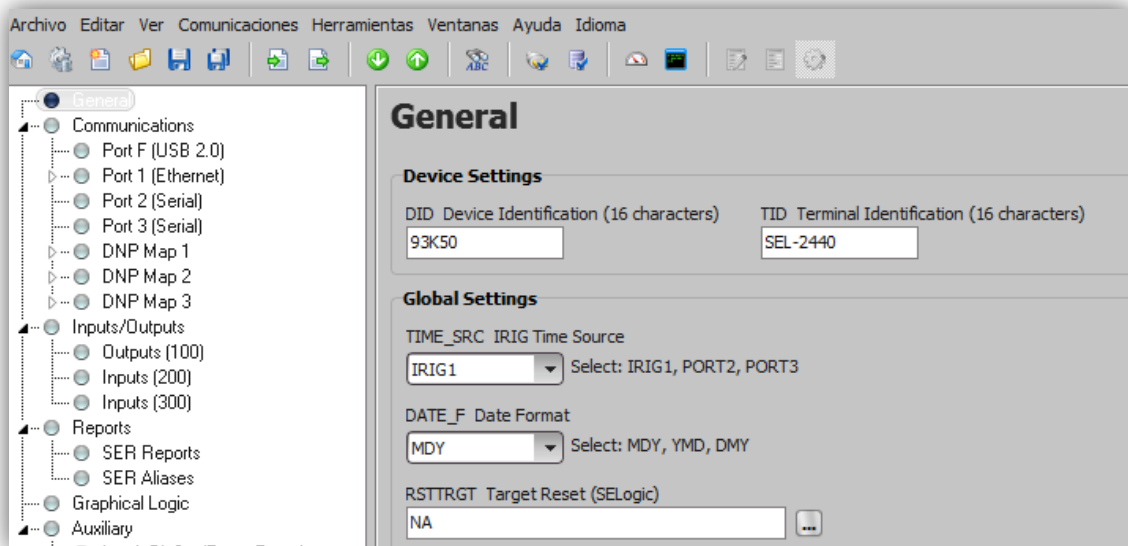
Aquí solo se debe seleccionar el tipo de conexión con el equipo, en este caso lo realice por red (como se muestra en círculo rojo); posteriormente escribí la dirección IP del dispositivo al cual nos queremos conectar (circulo verde), los demás parámetros de comunicación están por default y se da click en aceptar.

Cabe mencionar que debemos estar en el mismo segmento de red para poder obtener la comunicación, por lo tanto en la configuración de área local de la computadora nos pondremos un segmento de 147.249.2.##, verificando que esa dirección esté disponible. En la parte inferior izquierda se puede visualizar el estado de la conexión con el equipo. Una vez conectado, en la parte de Ajustes se dio click en Lectura, y de aquí se bajó el archivo que tiene cargado el dispositivo.



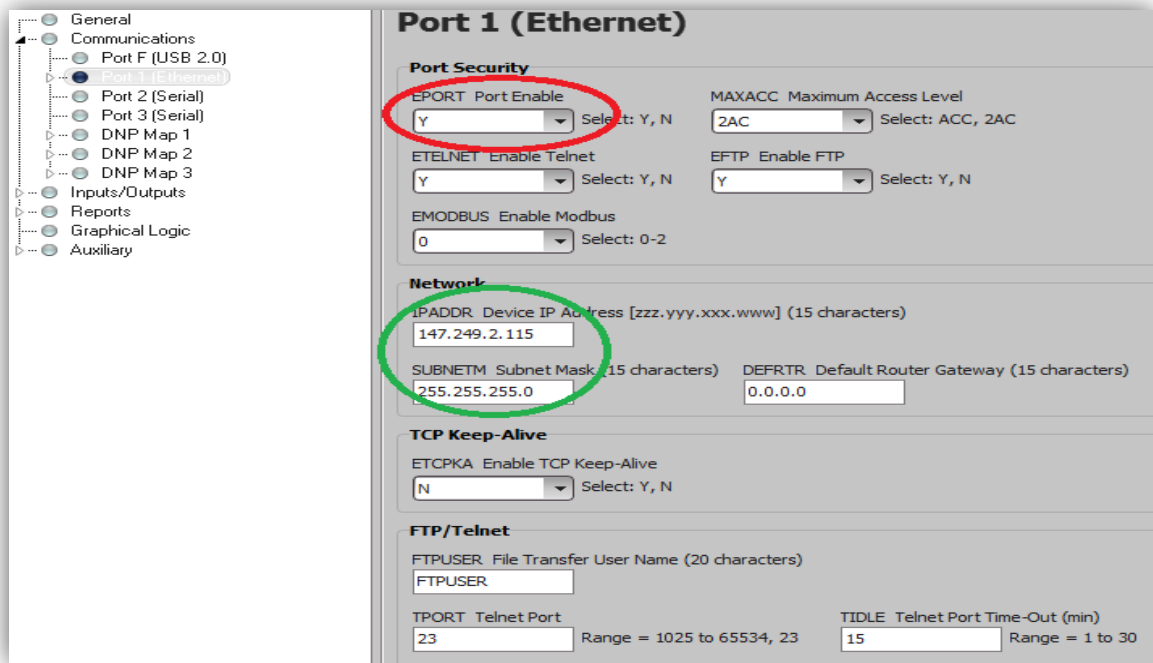
Img.6.1.3 Configuración Programa AcSelerator QuickSet lectura del archivo

Una vez terminada la transacción de datos, me despliega el proyecto que tiene cargado el equipo.



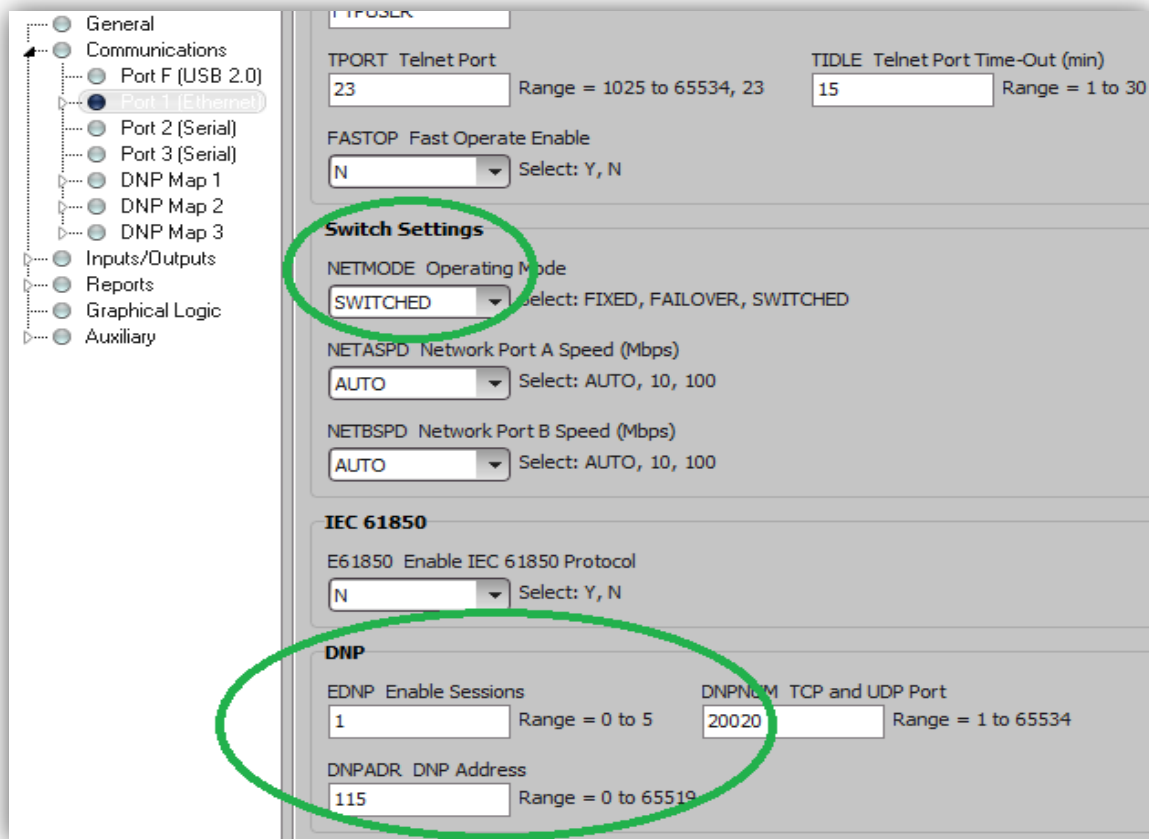
Img.6.1.4 Configuración Programa AcSelerator QuickSet Información del Proyecto

Aquí puedo darle una descripción al dispositivo, por ejemplo, el nombre de la línea o interruptor a supervisar y también modificar el formato de la fecha. Para configurar el equipo respecto a los parámetros de comunicación que deseaba, se despliega el árbol de Comunicaciones y conforme a las características del equipo se configura un puerto serial o un puerto de red, en este caso realicé la configuración de un puerto de red.



*Img.6.1.5 Configuración Programa AcSelerator QuickSet
Puerto de Red*

Al seleccionar el puerto 1 (Ethernet), habilito ese puerto como se muestra en el círculo rojo; en la parte de Network, se escribió la dirección IP y la máscara de red que tendría ese equipo (como se muestra en el círculo verde). Es importante que en la parte de FTP/Telnet, tanto el nombre de usuario como el puerto de comunicación coincidan al momento de leer los ajustes, ya que de no tener ese usuario al momento de leer la configuración marcará un error.



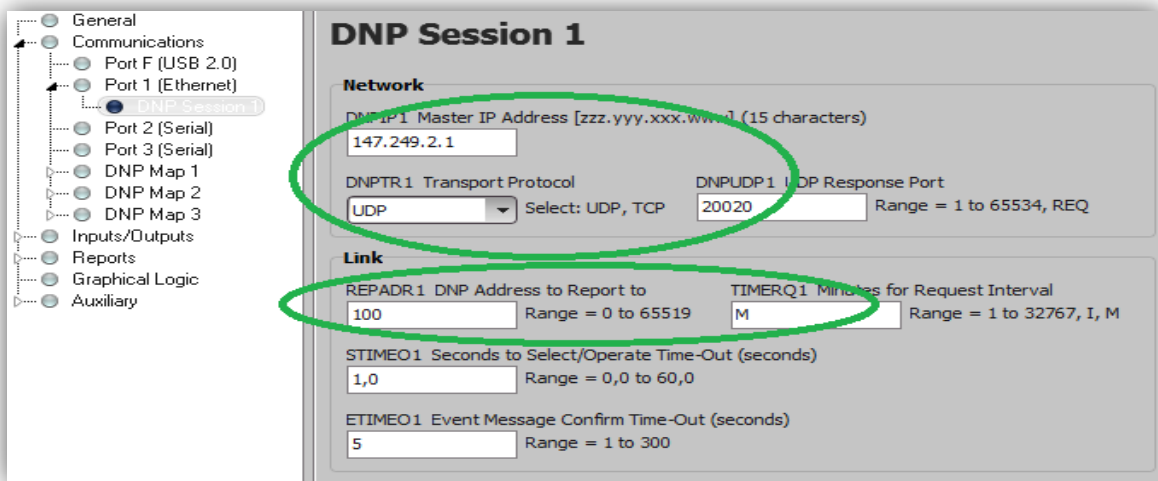
*Img.6.1.6 Configuración Programa AcSelerator QuickSet
Selección del modo de Operación*

Posteriormente en la opción de Switch Settings, selecciono el modo de operación como: SWITCHED, esto quiere decir que los puertos de red del equipo estarán realizando una función de un switch, se escogió esta configuración ya que la conexión es en cascada entre equipos y en el último SEL2440 se regresa un cable de red al switch principal para formar un anillo y en dado caso que falle la comunicación en algún equipo no se pierda otro más.

El protocolo de comunicación que se utiliza es DNP 3.0, por lo cual en la sección de DNP habilité las sesiones necesarias (máximo 5), en este caso el equipo solo le reportará a una maestra, por lo cual, se habilitó una sesión DNP, además es importante tener la dirección DNP del equipo (DNP Address: 115) y el puerto virtual del mismo (Port: 20020), ya que estos datos se configuraran en el SEL3530 (UTR).

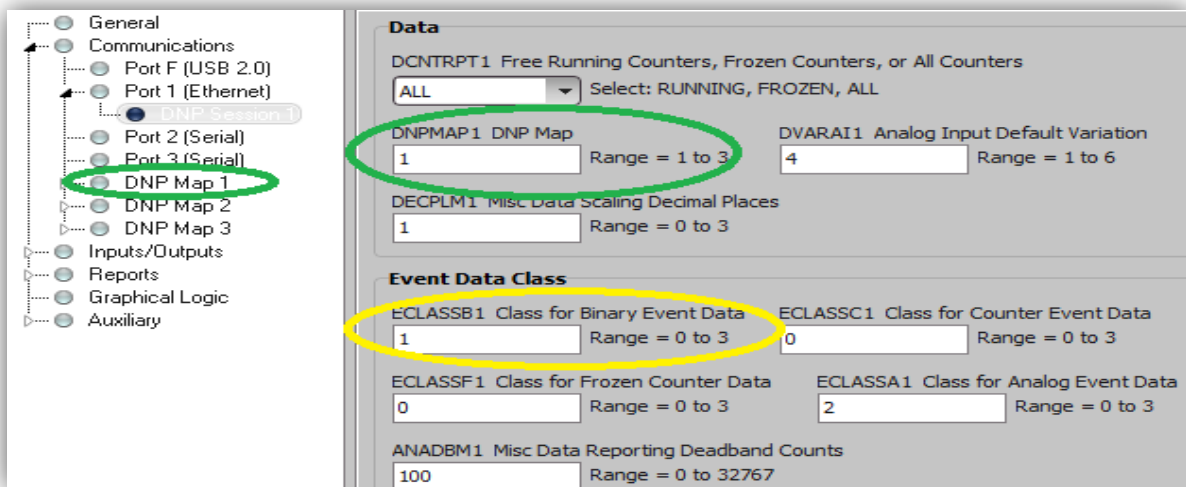
Al habilitar una sesión DNP en el puerto 1 (Ethernet) se necesita configurar sus parámetros de comunicación, por lo cual, se desplegó el árbol del puerto

Ethernet y configuré en Network la dirección IP de la maestra (UTR:147.249.2.1) a la cual el SEL2440 le estará reportando, así mismo, también se pondrá su puerto virtual (Port: 20020), es importante anotar tanto las direcciones y puertos de los esclavos y los maestros, ya que al no configurar correctamente estos datos no se podrá entablar comunicación entre los dispositivos. En la sección de Link se agrega la dirección DNP a la cual le reportará (DNP Address: 100) y para que esté sincronizado el equipo por medio de la maestra simplemente se pone M en la sección de TIMERQ1.



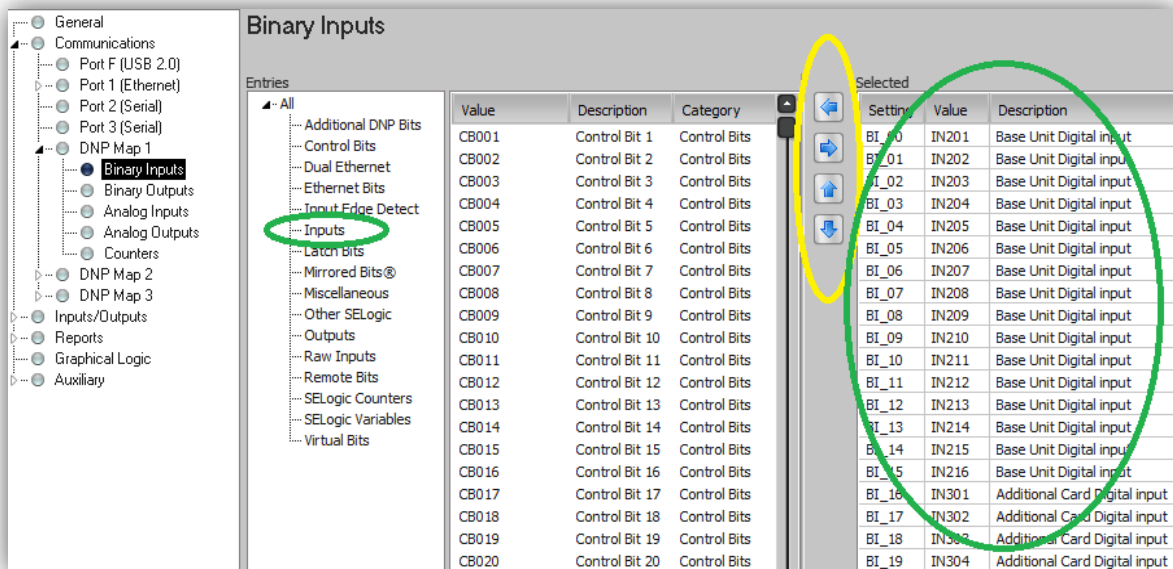
6.1.7 Configuración Programa AcSelerator QuickSet Dirección y Puertos de los Esclavos y Maestros

En la parte de Data seleccioné el mapa DNP a utilizar (donde configuré las entradas y salidas binarias), utilizando el primer mapa. Y verifiqué que la clase para las señales digitales sea 1(circulo amarillo).



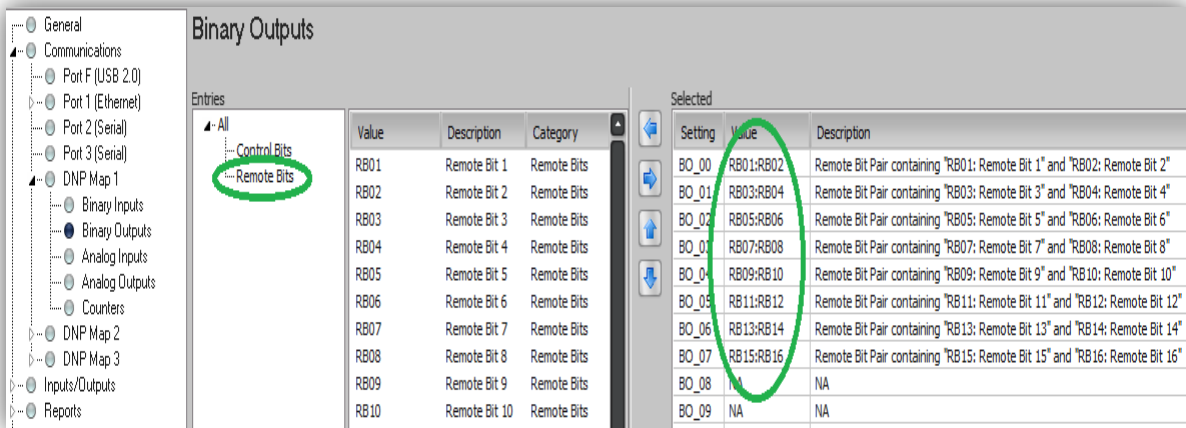
6.1.8 Configuración Programa AcSelerator QuickSet Entradas y Salidas Binarias

Ahora en el árbol de DNP MAP 1 (el que fue habilitado), seleccioné binary input. En esta parte se pueden escoger las variables que nos interesa monitorizar, en este caso son señales digitales, por lo cual, en la columna de entradas tenemos todas las variables posibles a supervisar, para encontrarlas rápidamente selecciono Inputs y nos despliega las variables, para pasarlas a la columna de variables seleccionadas, simplemente elijo la variable de interés y con las flechas las desplazo ya sea para agregarlas o quitarlas. Es importante considerar que en el orden que esté acomodado es como se alarmaría el punto, por lo tanto, debe llevar el orden de IN201...IN216, IN301...IN316 ya que en estos equipos se cuenta hasta con 32 entradas binarias.



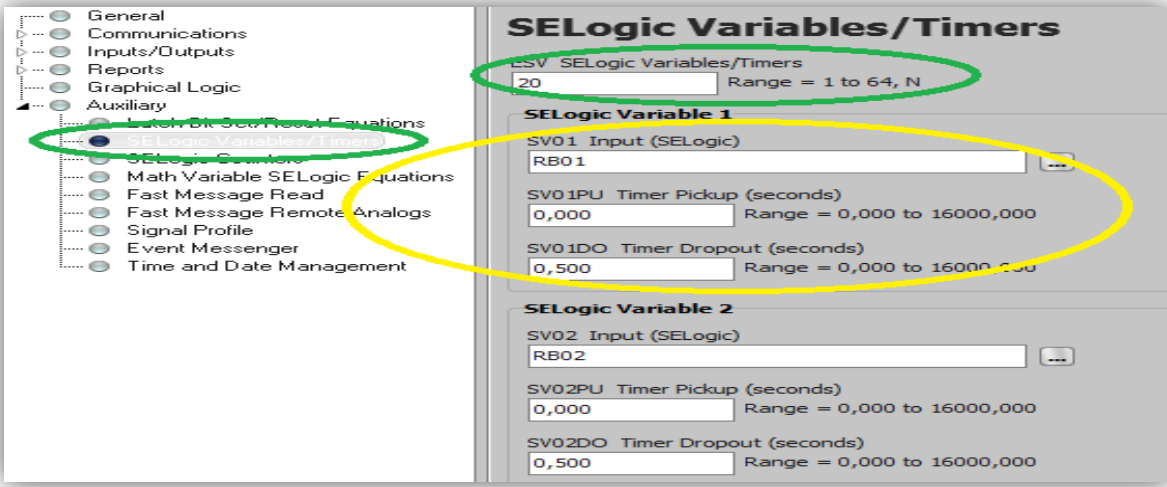
*Img.6.1.9 Configuración Programa AcSelerator QuickSet
Selección del Variables a Monitorear*

Selecciono ahora los binary outputs y ocupo las variables de remote bits; para los controles se utilizarán remote bits dobles, esto quiere decir, que para el control DNP = 0 se deberá tener el orden de apertura y cierre, por lo cual en el equipo para este mismo ejemplo el RB01 se le asignó un contacto de salida y para el RB02 se asignó otro contacto de salida. Estos equipos solo tendrían hasta 8 remote bits dobles.



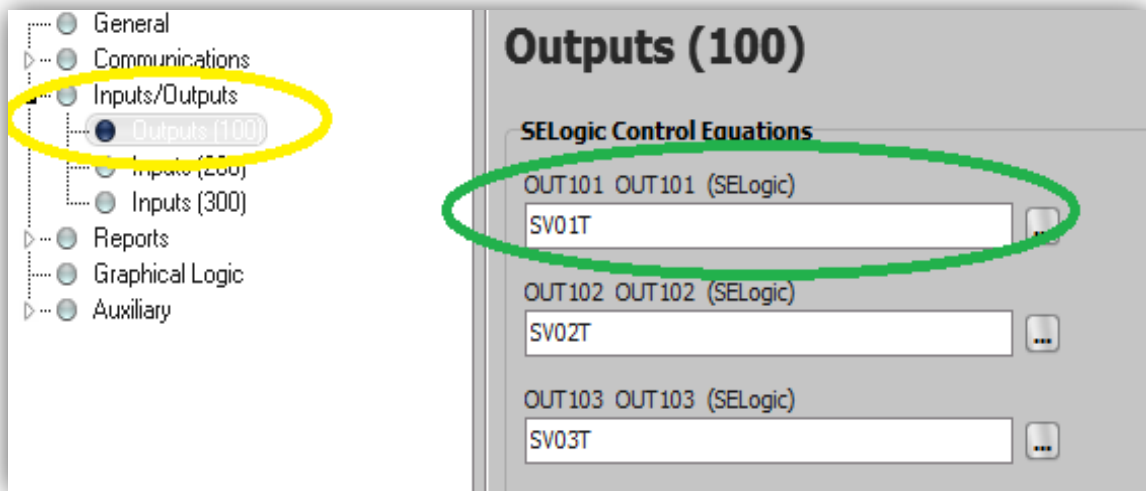
*Img.6.1.10 Configuración Programa AcSelerator QuickSet
Controles*

Ahora para cada remote bit se le debe configurar por cuánto tiempo se cerrará el contacto de salida del equipo; para esto, desde la sección de Auxiliary selecciono SELogic Variables/Timers. Primero requiero habilitar el número de variables, en este caso tengo 20; para la primer variable lógica (SV01) se le asigna el RB01 y se le pondrá un tiempo de acción de 0 a 0.5 segundos. Y posteriormente repetí el procedimiento para tantos remote bits como se tiene en la configuración del equipo.



*Img.6.1.11 Configuración Programa AcSelerator QuickSet
Programación de Tiempo para cada remote bit*

Una vez configuradas todas las variables se les debe asignar el contacto de salida en el equipo, para esto en la sección de Inputs/Outputs los contactos de salida del equipo se encuentran en Outputs (100). Para el contacto OUT101 se le asigna la variable SV01T que a su vez se le configuró el RB01, esto quiere decir, que al mandar una orden de apertura saldrá por el contacto OUT101. Se realizó el mismo procedimiento para el resto de las variables asignándole el contacto de salida deseado.

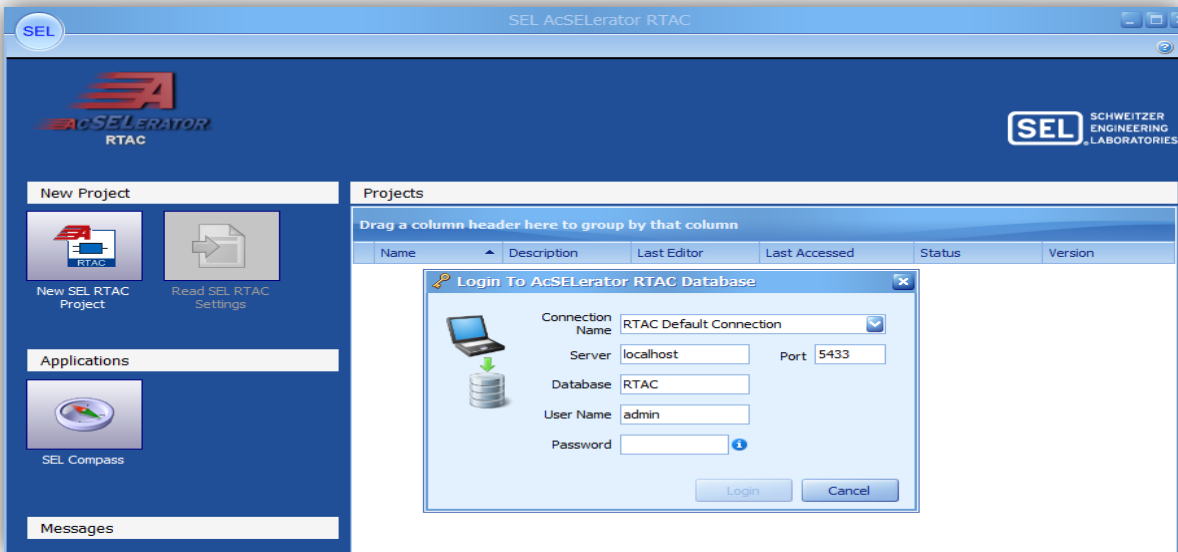


*Img.6.1.12 Configuración Programa AcSelerator QuickSet
Asignación del contacto de Salida*

En la pestaña de Archivo me posicioné en enviar y me cargará las modificaciones hechas al proyecto, ahora si procedo a guardar la configuración del equipo para tener un respaldo del mismo.

6.2 CONFIGURACIÓN DE SEL 3530

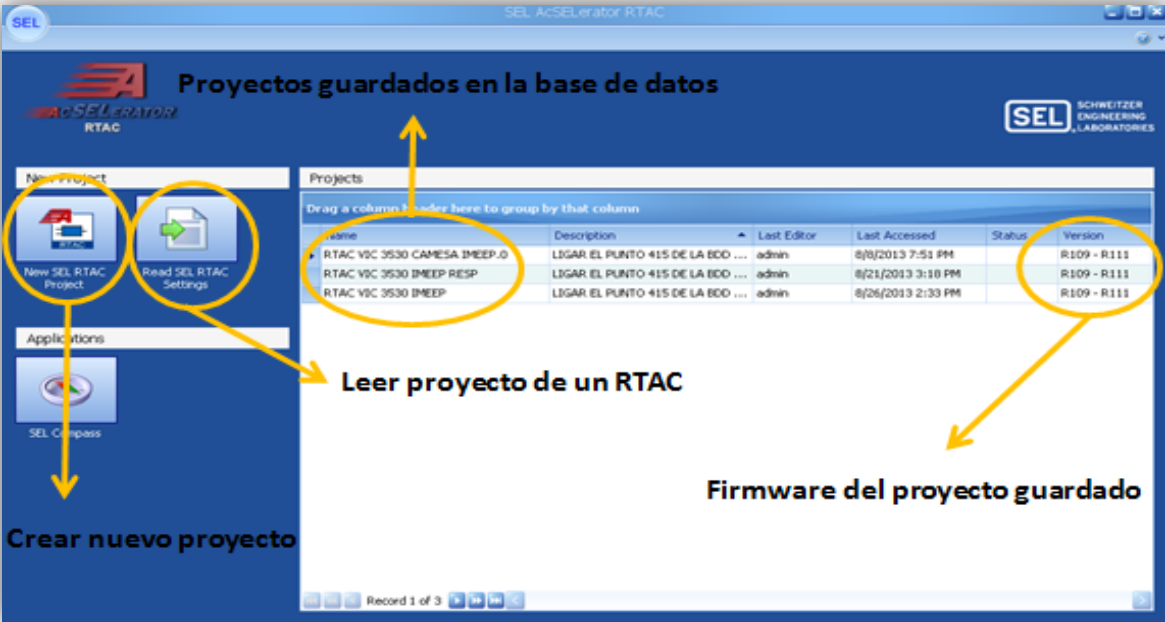
Para poder acceder a los parámetros de fábrica del equipo es necesario instalar el siguiente programa, AcSelerator RTAC, éste lo podemos descargar desde la página <https://www.selinc.com/SEL-5033/>. Una vez instalado puedo proceder a abrir el programa obteniendo lo siguiente:



Img.6.2.1 Programa AcSelerator RTAC

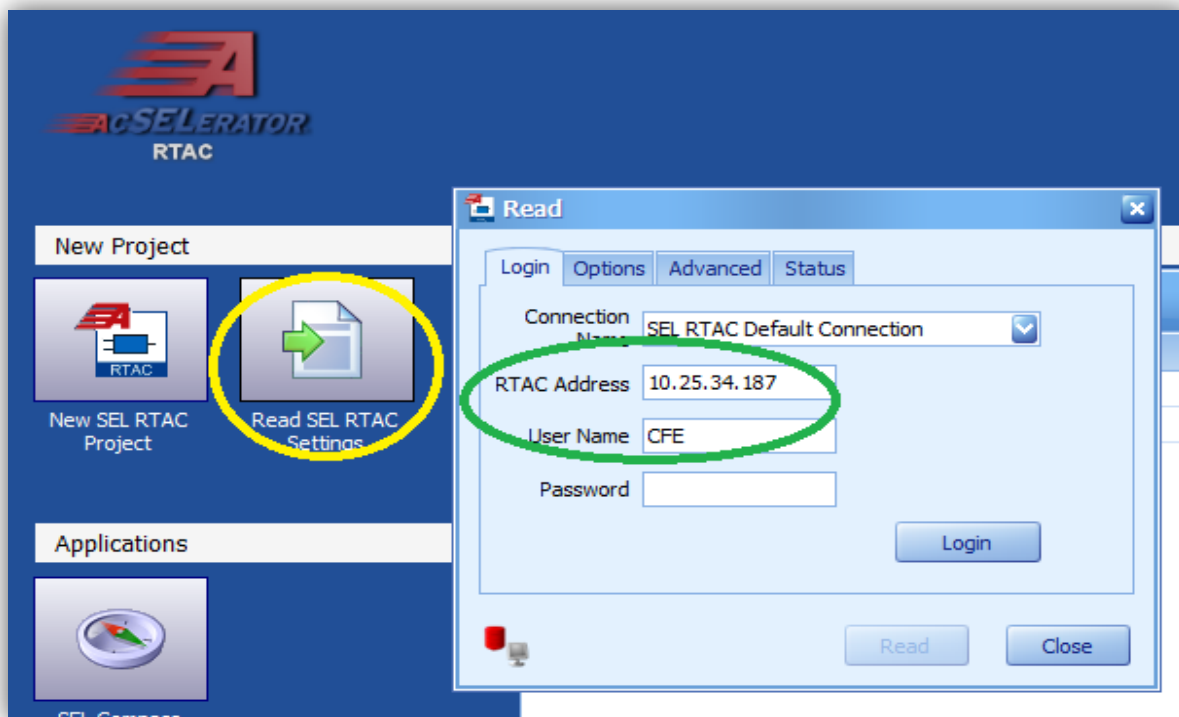
En esta parte necesito escribir el usuario y password

Al ingresar correctamente a la base de datos del RTAC obtuve lo siguiente:



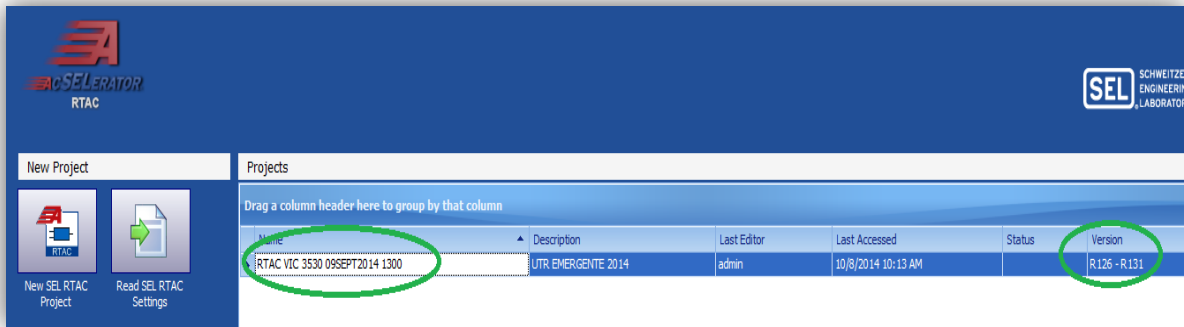
Img.6.2.2 Configuración Programa AcSelerator RTAC
Proyectos Nuevos y Guardados

En esta pantalla se muestran los proyectos guardados que tiene el SEL3530 (UTR), además se puede crear un proyecto nuevo o en su defecto leer la configuración cargada en un equipo. Comenzaré leyendo el proyecto cargado en el equipo para tener la última configuración y además tener un respaldo en caso de requerirlo. La conexión con el equipo la realicé de manera inalámbrica a través de una dirección IP: 10.25.34.187 (la configuración de los puertos del equipo se hace a través de un acceso vía web). Al ingresar nos pide un usuario y una contraseña.



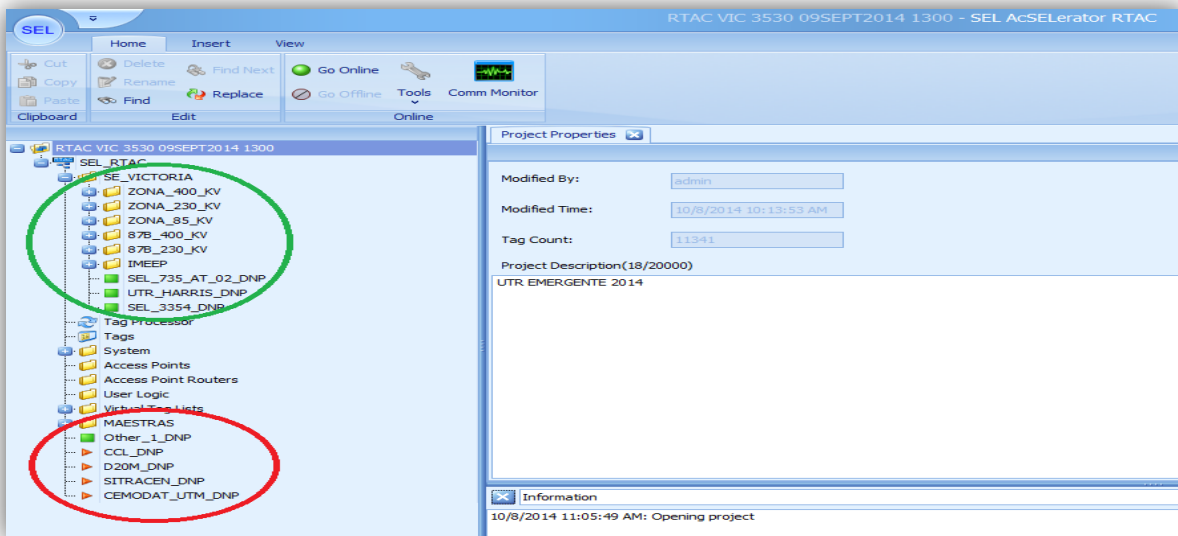
*Img.6.2.3 Configuración Programa AcSelerator RTAC
Lectura Del Proyecto*

Una vez ingresado el usuario y la contraseña correcta damos Read y comenzará a leer la programación que tiene cargada el equipo, al finalizar se guarda el proyecto como muestro a continuación:



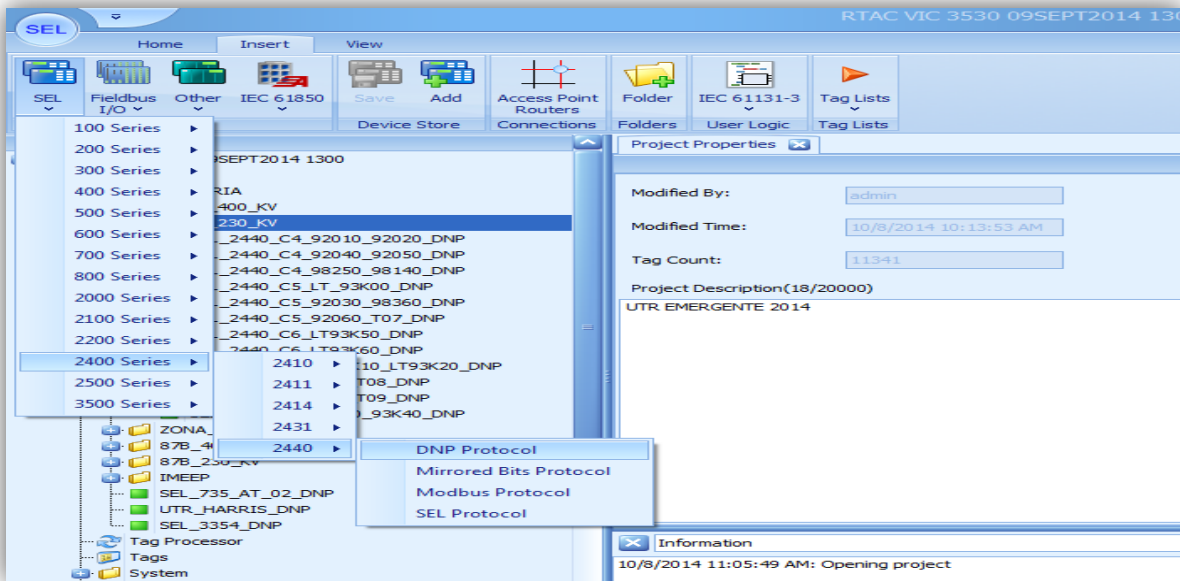
*Img.6.2.4 Configuración Programa AcSelerator RTAC
Nombre y Versión del Proyecto*

Aquí se muestra el nombre del proyecto así como la versión del mismo. Ahora puedo proceder a abrir el proyecto dando doble click y me muestra lo siguiente:



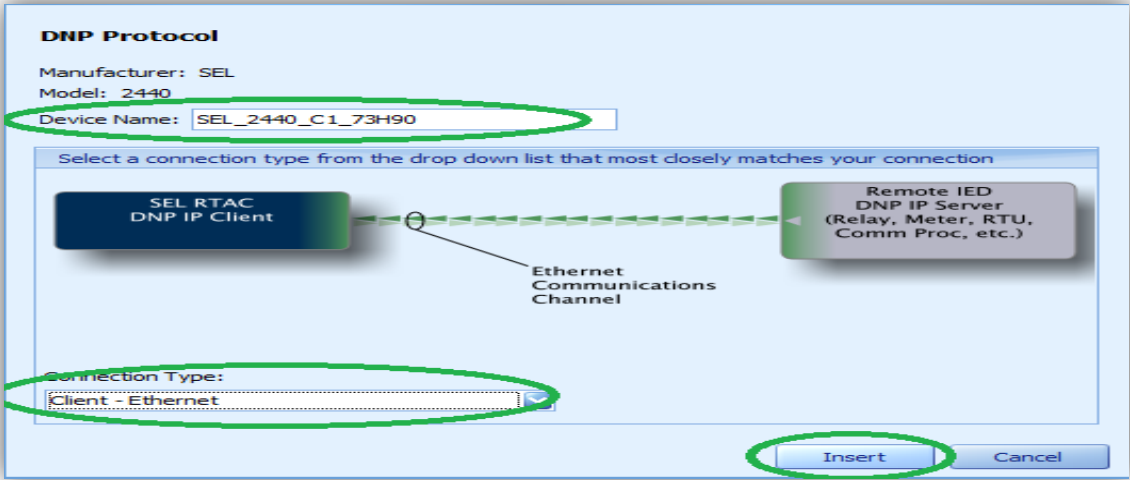
*Img.6.2.5 Configuración Programa AcSelerator RTAC
Añadir dispositivos Esclavos*

En la parte marcada en el círculo verde tengo los dispositivos que le están reportando al SEL3530, y en el círculo rojo la configuración de las maestras, esto quiere decir, que el SEL3530 le reporta a los diferentes centros de control. Para agregar los dispositivos (esclavos) que obtendrán las señales de campo y le reportaran a la UTR selecciono la pestaña de Insert y me marca la opción de agregar equipos SEL y otros equipos que no sean de la marca. En este caso agregue un SEL2440, para esto, en la pestaña de SEL en la serie 2400 seleccioné el modelo del equipo 2440, para posteriormente elegir el protocolo de comunicación, para este ejemplo se hizo utilizando el protocolo de comunicación DNP 3.0.



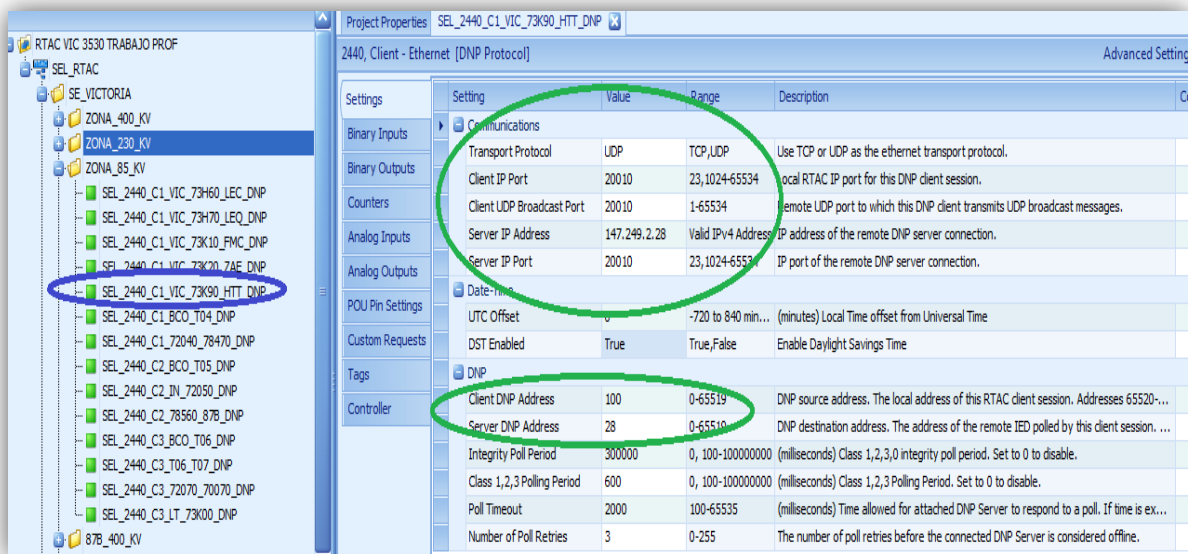
*Img.6.2.6 Configuración Programa AcSelerator RTAC
Selección del Modelo a Agregar*

En esta parte se le puede asignar un nombre al dispositivo, para una rápida referencia escribí el lugar donde se encuentra en el equipo; por ejemplo C1 que hace mención a la Caseta 1 y enseguida el nombre del interruptor, banco o línea a supervisar. Es importante seleccionar el tipo de conexión; en la subestación lo tenemos en tipo cliente-ethernet, significa que la conexión se hace por un cable de red y le reportará a una maestra. Una vez configurado estos parámetros doy click en Insert.



*Img.6.2.7 Configuración Programa AcSelerator RTAC
Establecer Nombre del Dispositivo*

Podemos crear carpetas para agregar los dispositivos esclavos y tener una mejor organización dentro del proyecto, en este caso, se tiene para la tensión de 85 kV una carpeta donde se encuentran todos los equipos asociados a esa tensión, aquí ubicamos el SEL2440 creado, en la parte de Settings configuro los parámetros de comunicación, seleccioné el protocolo de transporte (UDP o TCP), el puerto virtual tanto del SEL2440 como del SEL3530 (para este equipo se tiene que el puerto es 20010 para ambos equipos). También en Server IP Address se pone la dirección IP del SEL2440 (147.249.2.28), además se necesita la dirección DNP del RTAC (DIR: 100) y del SEL2440 (DIR: 28).



Img.6.2.8 Configuración Programa AcSelerator RTAC Organización del Proyecto

Con estos parámetros se puede tener una comunicación correcta entre el SEL2440 y la UTR. Para configurar las entradas binarias selecciono Binary Inputs, y se muestran las 32 entradas digitales que tiene este equipo, ahora se pone la descripción que se tiene en cada entrada, por ejemplo en la IN201 tengo la indicación del interruptor IN73K90, así lo realicé para el resto de las entradas, es importante que todas las entradas en la columna de Enable estén en el estado True, ya que de lo contrario al estar en estado False al momento de alarmarse no lo registraría el equipo.

Project Properties SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP x

2440, Client - Ethernet [DNP Protocol]

Settings

Binary Inputs

Binary Outputs

Counters

Analog Inputs

Analog Outputs

POU Pin Settings

Custom Requests

Tags

Controller

Drag a column header here to group by that column

Enable	Tag Name	Point Number	Tag Type
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.IN_73K90	0	SPS
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.CU_73K91	1	SPS
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.CU_73K99	2	SPS
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.AL_73K90_BP_SF6	3	SPS
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.AL_73K90_MECANISMO_BLOQ	4	SPS
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.AL_73K90_RESORTE_DESC	5	SPS
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.AL_73K90_FVCD_CTO_CIERRE	6	SPS
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.AL_73K90_FLL_DISP_B1	7	SPS
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.AL_73K90_FLL_DISP_B2	8	SPS
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.AL_73K90_FVCD_CTO_CU_MED	9	SPS
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.AL_73K90_FVCA_LOCAL	10	SPS

*Img.6.2.9 Configuración Programa AcSelerator RTAC
Entradas Binarias*

En Binary Outputs están las salidas digitales (controles), aquí también se modificó la descripción de los puntos, para este ejemplo se tiene el control del interruptor 73K90, también se debe tener cuidado en que el control esté en estado True ya que por equipo, por lo general no se utilizan todos los contactos de salida.

Settings

Binary Inputs

Binary Outputs

Counters

Analog Inputs

Analog Outputs

POU Pin Settings

Custom Requests

Tags

Controller

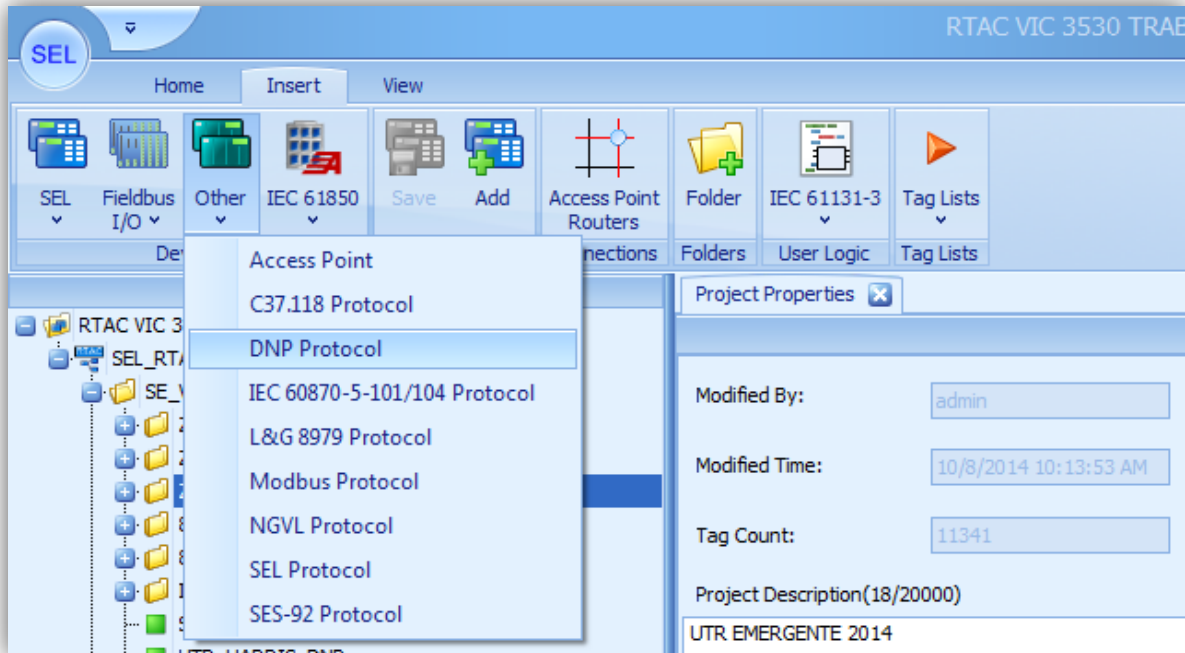
Drag a column header here to group by that column

Enable	Tag Name	Point Number	Tag Type
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.CTRL_IN_73K90.status	0	SPS
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.CTRL_IN_73K90.operPulse	0	operSPC
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.CTRL_IN_73K90.operLatchOn	0	operSPC
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.CTRL_IN_73K90.operLatchOff	0	operSPC
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.CTRL_IN_73K90.operTrip	0	operSPC
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.CTRL_IN_73K90.operClose	0	operSPC
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.CTRL_CU_73K91.status	1	SPS
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.CTRL_CU_73K91.operPulse	1	operSPC
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.CTRL_CU_73K91.operLatchOn	1	operSPC
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.CTRL_CU_73K91.operLatchOff	1	operSPC
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.CTRL_CU_73K91.operTrip	1	operSPC
True	SEL_2440_C1_VIC_73K90_HTTP_DNP.CTRL_CU_73K91.operClose	1	operSPC

*Img.6.2.10 Configuración Programa AcSelerator RTAC
Salidas Binarias*

Con estas configuraciones para el SEL2440 se pueden recibir todas las entradas digitales y se logra realizar mandos sobre el equipo eléctrico.

Para agregar un equipo que no sea de la marca SEL en la pestaña de Insert se selecciona Other y el protocolo de comunicación que se tendrá con el dispositivo a crear. El procedimiento para configurar las señales es muy similar como fue el ejemplo del SEL2440.



*Img.6.2.11 Configuración Programa AcSelerator RTAC
Añadir un Equipo Diferente*

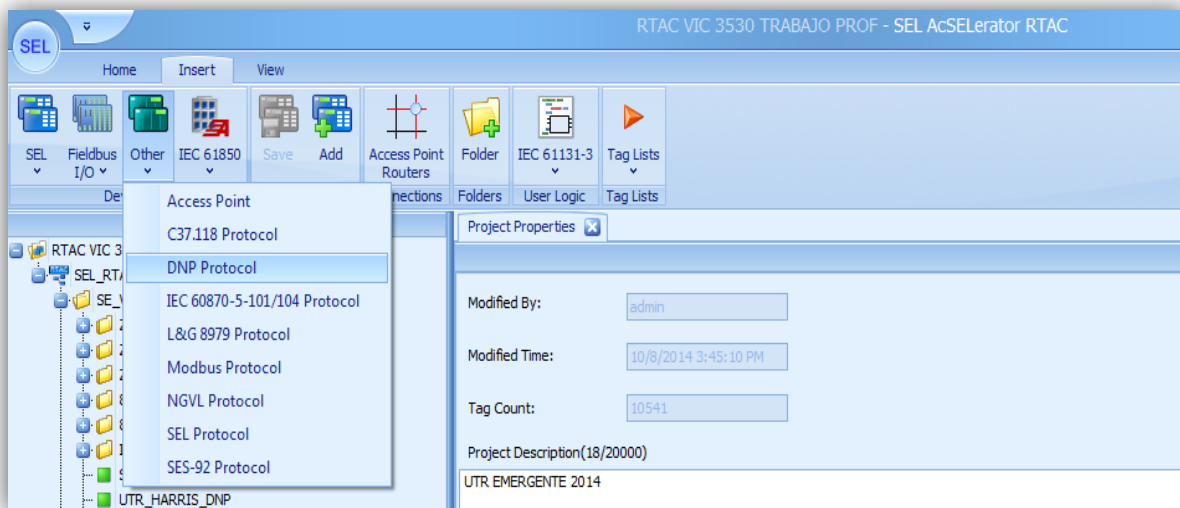
Se pueden agregar tantos dispositivos como sea necesario para poder obtener las señales provenientes de campo.

Ahora se necesita configurar las señales que la UTR le estará reportando a los centros de control o UTM. El SEL3530 (UTR) le reporta a cuatro maestras, en este caso son:

- SITRACEN (ÁREA DE CONTROL CENTRAL [ACC])
- SICRAD (CENTROS DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN [CCD])
- CCL (CONSOLA DE CONTROL LOCAL)
- CEMODAT (CENTRO DE MONITOREO DE ACTIVOS DE TRANSM)

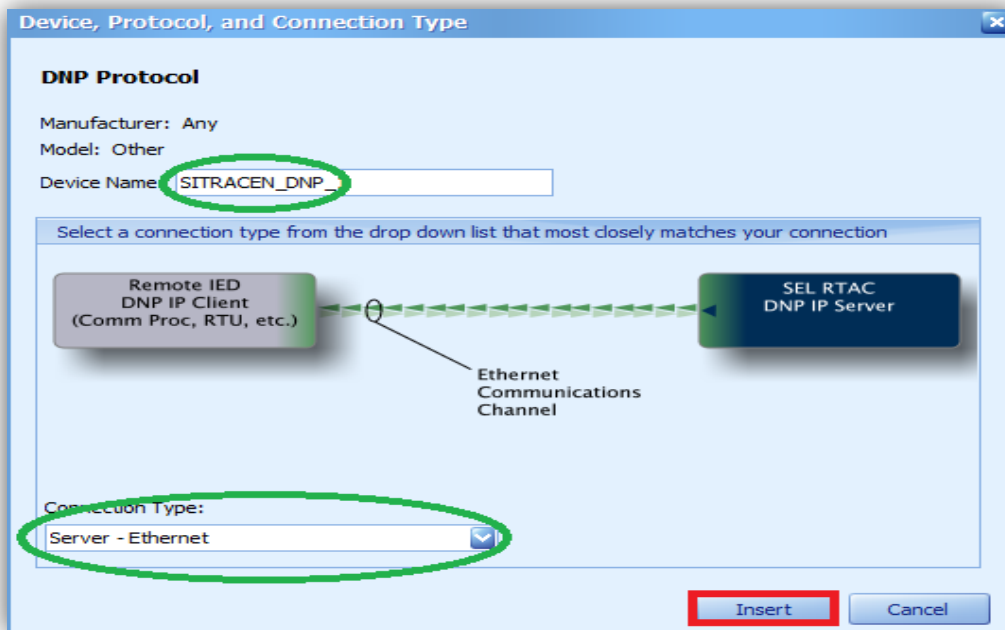
Para las maestras ACC, CCD y CEMODAT es idéntica la base de datos, a diferencia que para la maestra CEMODAT donde solo tenemos señales digitales de entrada y señales analógicas, no cuenta con mandos al equipo eléctrico primario. En el caso de la CCL se tiene una base de datos diferente, aquí se tienen todas las alarmas provenientes de campo, para el resto de las maestras se agrupan algunas alarmas de los equipos y se manda una alarma general.

Primero requería agregar un equipo en donde configure los datos de conexión, para esto en la pestaña de Insert seleccione Othery elegí el protocolo de comunicación que sería DNP.



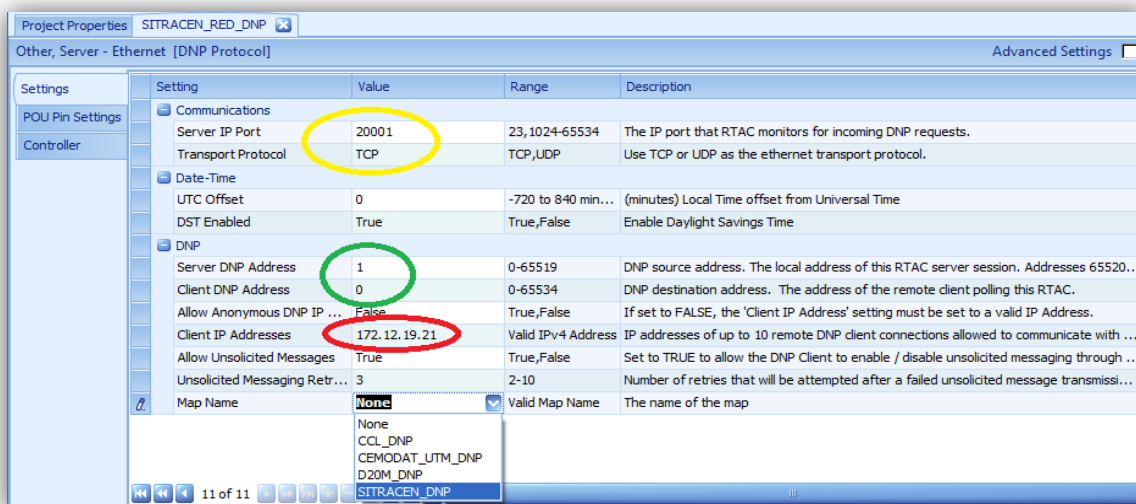
*Img.6.2.12 Configuración Programa AcSelerator RTAC
Selección Protocolo de Comunicación*

Posteriormente puedo agregar el nombre que tendrá este dispositivo, para este ejemplo lo nombré como la maestra SITRACEN. Ahora en el tipo de conexión se eligió la opción de Server-Ethernet, esto quiere decir que la UTR le estará reportando a la UTM por medio de una dirección IP. Le doy la indicación Insert y se agrega el equipo.



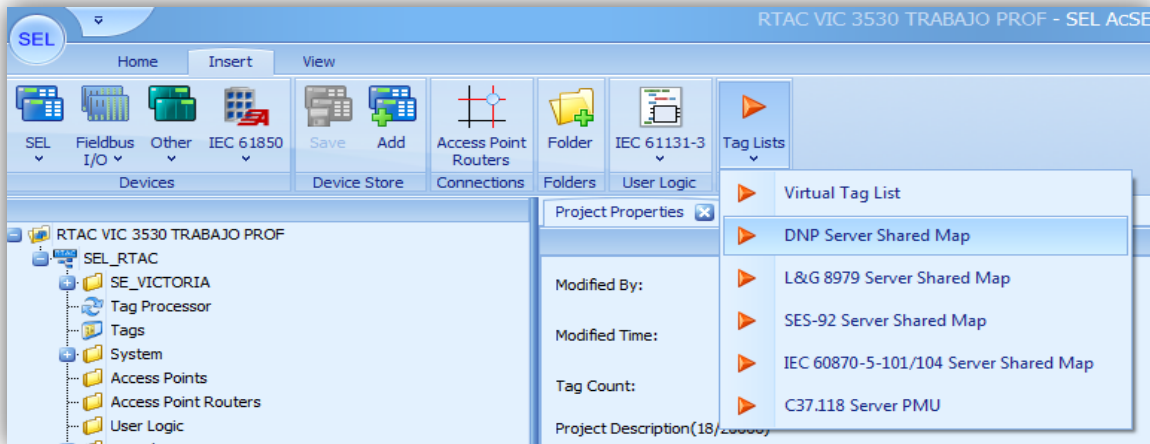
*Img.6.2.13 Configuración Programa AcSelerator RTAC
Elección de la Conexión*

Ahora debo escribir el puerto virtual (IP PORT: 20001) y seleccionar el protocolo de transporte (TCP), además poner la dirección DNP (RTAC: 1, SITRACEN: 0) así como la dirección IP de la maestra (172.12.19.21) y por último seleccionar el mapa en donde tendrá las variables a reportar, en este caso marcará como ninguna ya que aún no he creado dicho mapa, pero crearé un mapa que se llame SITRACEN_DNP el cual es el que elegí.



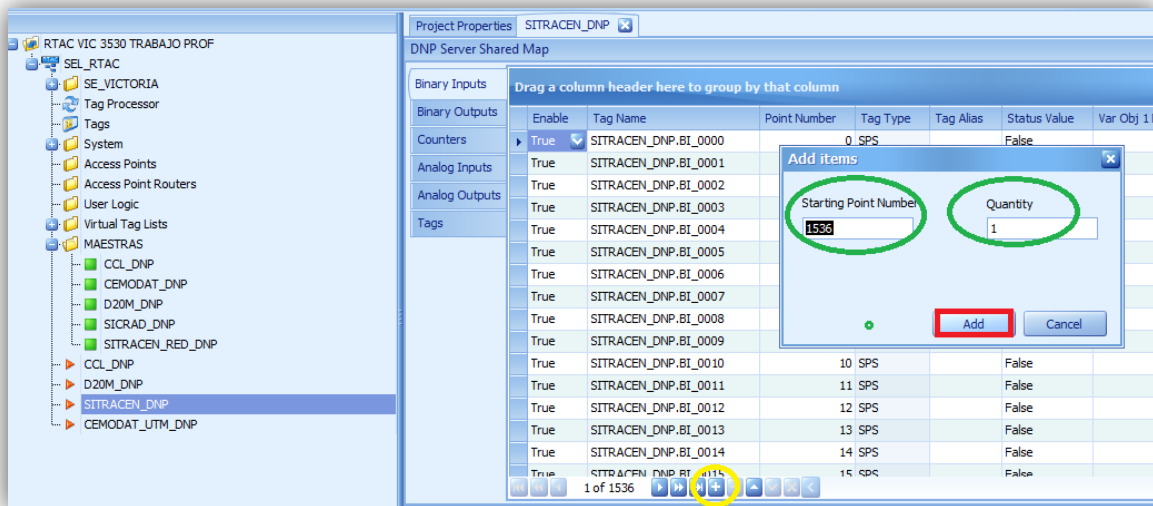
*Img.6.2.14 Configuración Programa AcSelerator RTAC
Puerto Virtual y Protocolo de Transporte*

Para agregar el mapa donde estarían todas las variables a reportar selecciono la pestaña Insert y en Tag List se eligió la opción DNP Server Shared Map, posteriormente necesito escribir un nombre para este mapa, para este ejemplo será SITRACEN_DNP.



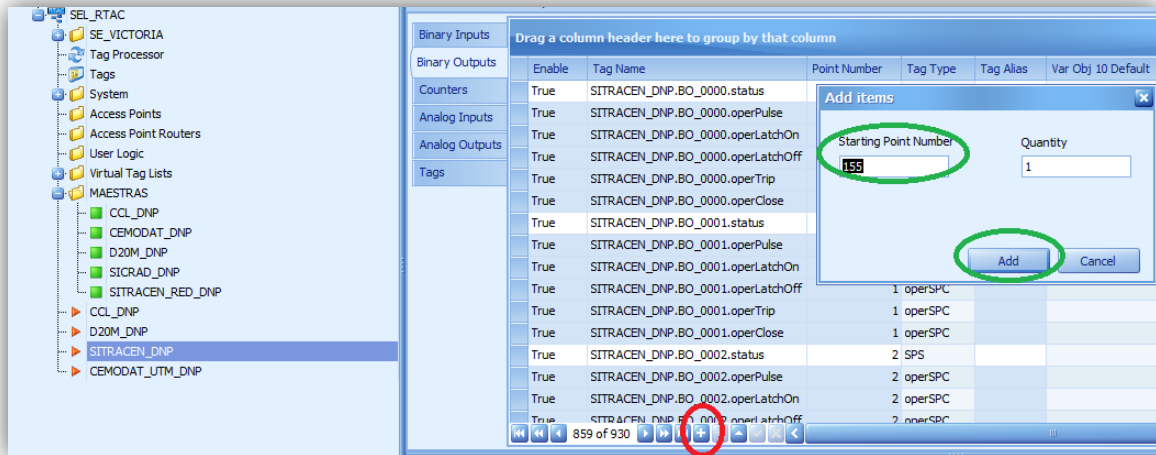
*Img.6.2.13 Configuración Programa AcSelerator RTAC
Elección de la Conexión*

Una vez agregado el mapa lo seleccioné y en la parte de Binary Inputs en la opción de (+) agregué todos los puntos digitales que estaremos reportando a la maestra, para saber cuántos puntos son de la subestación me apoyé en la base de datos de la misma, en este caso lo puntos digitales para la subestación Victoria son 1535 puntos.



*Img.6.2.14 Configuración Programa AcSelerator RTAC
Selección de los puntos de reporte.*

Para las señales analógicas elegí la opción de Analog Inputs y agregue en este caso 222 puntos analógicos. Ahora en Binary Outputs se tienen 155 controles para el equipo eléctrico primario. Con esta información se tendría lista la base de datos que reportaría a la maestra SITRACEN.



Img.6.2.15 Configuración Programa AcSelerator RTAC Puntos para las Señales Analógicas

Efectué el mismo procedimiento para el resto de las maestras, o en su defecto para la maestra SICRAD como es idéntica la base de datos, al momento de elegir el mapa seleccione también el mapa de SITRACEN. En el caso de la CCL y CEMODAT mi punto de partida fue con respecto a la base de datos de cada una.

Al tener todos los mapas de las maestras y agregados todos los dispositivos esclavos se necesita ligar desde el punto de origen hasta la maestra a la cual le reportarían. Para hacer este procedimiento necesito seleccionar la opción de Tag Processor. En esta sección se tendrán todos los mapeos de las maestras por lo cual se deberá tener bien identificado donde comienza y termina un mapeo para una maestra.

Siguiendo el ejemplo para SITRACEN al abrir el Tag Processor ligaríamos los puntos digitales, en la columna de Destination Tag Name pegamos todos los puntos digitales del mapa SITRACEN_DNP, por lo cual comenzaría en el punto SITRACEN_DNP.BI_0000 y terminaría hasta el punto SITRACEN_DNP.BI1535.

Ahora siguiendo la base de datos de la subestación tengo que para los primeros puntos digitales son las indicaciones de los interruptores de 400 kV, por lo tanto, en la columna de Source Expression para el primer punto digital tenemos que es la indicación del interruptor A3660, entonces esta señalización la obtuve del dispositivo creado anteriormente, para este caso sería el SEL_2440_1_CASETA8_DNP, en este esclavo en las entradas digitales copiaría el punto IN201 que tiene la descripción del interruptor A3660 y la pegaría en la columna de Source Expression en el mismo renglón que esta SITRACEN_DNP.BI_0000, esto significa que al momento de presentarse un cambio de estado en la entrada IN201 del SEL_2440 lo reflejaría a la maestra SITRACEN.

Es importante tener la base de datos de las maestras ya que sin esta información no se podría ligar con certeza y se tendría una señalización errónea de todos los equipos que tiene la subestación. Se realiza el mismo procedimiento para el resto de las señales digitales.

Build	Destination Tag Name	DT Data Type	Source Expression	SE Data Type
True	SITRACEN_DNP.BI_0000	SPS	SEL_2440_1_CASETA8_DNP.INDI_INT_54_A3660	SPS
True	SITRACEN_DNP.BI_0001	SPS	SEL_2440_1_CASETA8_DNP.INDIC_INT_54_66TA_A8610	SPS
True	SITRACEN_DNP.BI_0002	SPS	SEL_2440_1_CASETA8_1_DNP.INDI_INT_54_A3180	SPS
True	SITRACEN_DNP.BI_0003	SPS	SEL_2440_1_CASETA8_1_DNP.INDIC_INT_54_18TB_A8820	SPS
True	SITRACEN_DNP.BI_0004	SPS	SEL_2440_1_CASETA8_2_DNP.INDI_INT_54_A3810	SPS
True	SITRACEN_DNP.BI_0005	SPS	SEL_2440_1_CASETA8_2_DNP.INDIC_INT_54_81TC_A8130	SPS
True	SITRACEN_DNP.BI_0006	SPS	SEL_2440_1_CASETA8_3_DNP.INDI_INT_54_A3820	SPS
True	SITRACEN_DNP.BI_0007	SPS	SEL_2440_1_CASETA8_3_DNP.INDIC_INT_54_A0820	SPS
True	SITRACEN_DNP.BI_0008	SPS	SEL_2440_1_CASETA8_4_DNP.INDI_INT_54_T421A_A2010	SPS
True	SITRACEN_DNP.BI_0009	SPS	NOT_SPS (SEL_2440_1_CASETA8_5_DNP.INDI_INT_54_T421B_A2020)	SPS
True	SITRACEN_DNP.BI_0010	SPS	SEL_2440_1_CASETA8_6_DNP.INDI_INT_54_T421C_A2030	SPS
True	SITRACEN_DNP.BI_0011	SPS	NOT_SPS (UTR_HARRIS_DNP.IN_53_TECAMAC_93K10)	SPS
True	SITRACEN_DNP.BI_0012	SPS	NOT_SPS (UTR_HARRIS_DNP.IN_53_NORT_1_93K50)	SPS

Img.6.2.16 Configuración Programa AcSelerator RTAC Controles

Para los controles se hace de manera inversa, esto quiere decir que en la columna de Destination Tag Name irían los puntos digitales de salida de los dispositivos creados, para el primer control tenemos el mando sobre el interruptor A3660, por lo tanto para la apertura selecciono el punto con la terminación operTrip. Ahora en la columna de Source Expression van los puntos digitales de salida de las maestras, sería el mapa de la CCL y el de SITRACEN ya que de la maestra CEMODAT no se tienen controles sobre el equipo eléctrico primario.

El mando de un interruptor se puede hacer desde SITRACEN o de la CCL, entonces necesito poner una expresión lógica que nos permita hacer esta operación, en este caso sería la expresión OR_operSPC y entre paréntesis pondría el control tanto de la maestra SITRACEN como de la maestra CCL, para este interruptor tengo que en ambas maestras es el punto DNP 0, y como sería la apertura del interruptor A3660 también debo seleccionar la terminación operTrip de ambas maestras. Para el cierre se pone la terminación operClose.

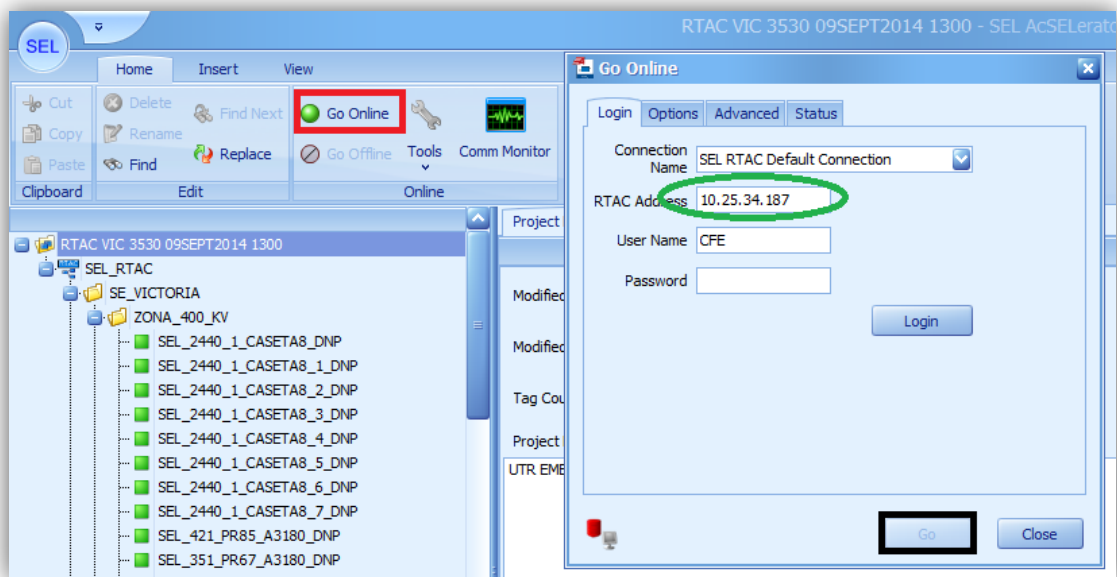
Para el control de las cuchillas solo se puede hacer desde la CCL, por tal motivo solo se mapea el mando de la consola como se muestra en la imagen.

Build	Destination Tag Name	DT Data Type	Source Expression	SE Data Type
True	SEL_2440_1_CASETA8_DNP.INT_54_A3660.operTrip	OPERSPC	OR_operSPC(CCL_DNP.BO_0000.operTrip, SITRACEN_DNP.BO_0000.operTrip)	OPERSPC
True	SEL_2440_1_CASETA8_DNP.INT_54_A3660.operClose	OPERSPC	OR_operSPC(CCL_DNP.BO_0000.operClose, SITRACEN_DNP.BO_0000.operClose)	OPERSPC
True	SEL_2440_1_CASETA8_DNP.CUCH_94B_A3661.operTrip	OPERSPC	CCL_DNP.BO_0001.operTrip	OPERSPC
True	SEL_2440_1_CASETA8_DNP.CUCH_94B_A3661.operClose	OPERSPC	CCL_DNP.BO_0001.operClose	OPERSPC
True	SEL_2440_1_CASETA8_DNP.CUCH_94S_A3663.operTrip	OPERSPC	CCL_DNP.BO_0002.operTrip	OPERSPC
True	SEL_2440_1_CASETA8_DNP.CUCH_94S_A3663.operClose	OPERSPC	CCL_DNP.BO_0002.operClose	OPERSPC
True	SEL_2440_1_CASETA8_DNP.INT_54_66TA_A8610.operTrip	OPERSPC	OR_operSPC(CCL_DNP.BO_0003.operTrip, SITRACEN_DNP.BO_0001.operTrip)	OPERSPC
True	SEL_2440_1_CASETA8_DNP.INT_54_66TA_A8610.operClose	OPERSPC	OR_operSPC(CCL_DNP.BO_0003.operClose, SITRACEN_DNP.BO_0001.operClose)	OPERSPC
True	SEL_2440_1_CASETA8_DNP.CUCH_94E_A8611.operTrip	OPERSPC	CCL_DNP.BO_0004.operTrip	OPERSPC
True	SEL_2440_1_CASETA8_DNP.CUCH_94E_A8611.operClose	OPERSPC	CCL_DNP.BO_0004.operClose	OPERSPC
True	SEL_2440_1_CASETA8_DNP.CUCH_94E_A8612.operTrip	OPERSPC	CCL_DNP.BO_0005.operTrip	OPERSPC
True	SEL_2440_1_CASETA8_DNP.CUCH_94E_A8612.operClose	OPERSPC	CCL_DNP.BO_0005.operClose	OPERSPC

*Img.6.2.17 Configuración Programa AcSelerator RTAC
Control de las Cuchillas*

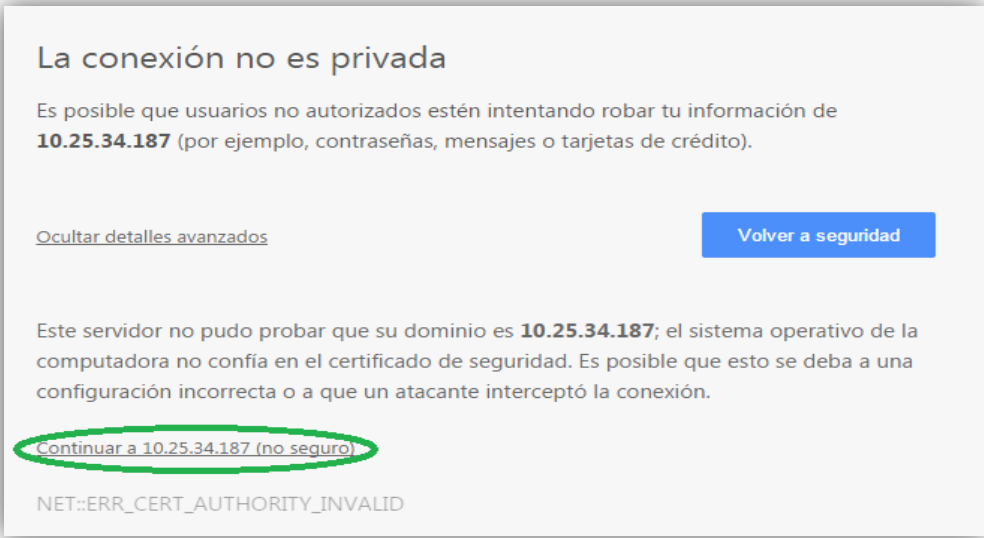
En el caso de los puntos analógicos se hace el mismo procedimiento que para los puntos digitales, solo se debe tener cuidado al ligar los puntos con respecto a la base de datos.

Una vez terminado de agregar los esclavos y hacer el mapeo respectivo de todas las maestras se procederá a cargar la información a la UTR, para esto selecciono la pestaña de Home y le indico Go Online, aquí necesito verificar que la dirección del RTAC sea: 10.25.34.187, que tenga el usuario: CFE y escribir la contraseña correcta. Posteriormente doy Go y empezará a cargar la información al SEL3530.



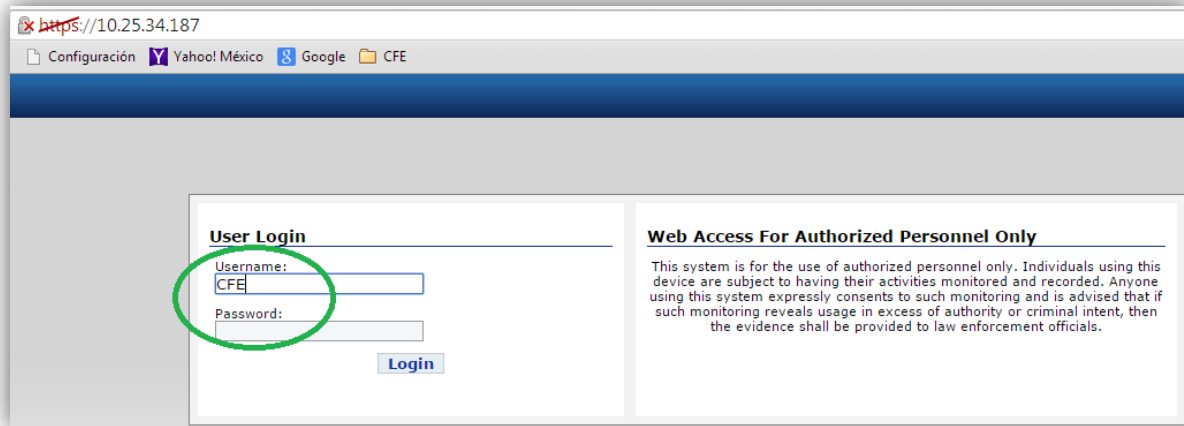
*Img.6.2.18 Configuración Programa AcSelerator RTAC
Carga de la Información a la UTR*

Además de utilizar el software para configurar el equipo, se tiene un acceso por medio de una interfaz web, donde configuraremos la conectividad de los puertos ethernet, así como los usuarios y contraseñas para su acceso vía web, para entrar debemos abrir el explorador de internet y ponemos la dirección <https://10.25.34.187/> y daremos click en continuar.



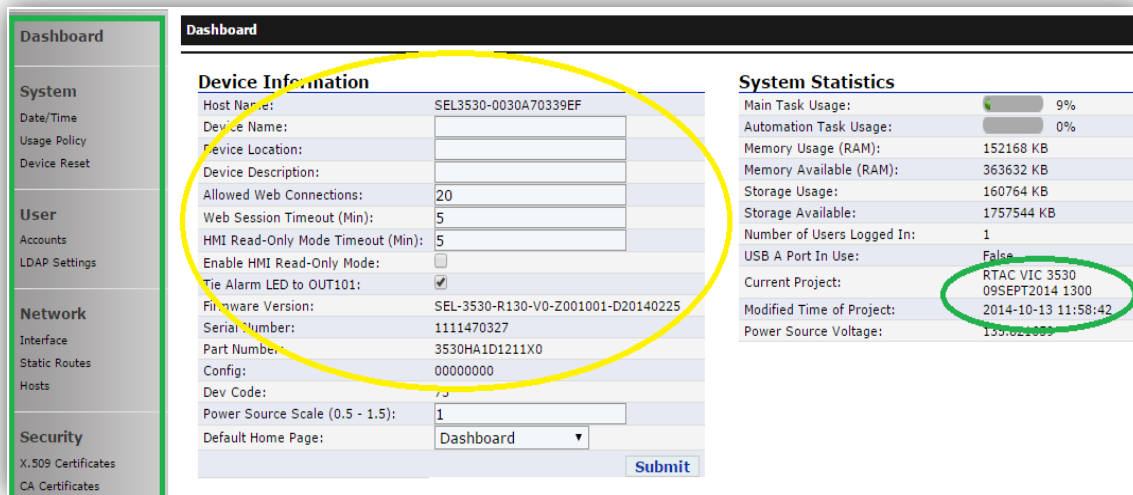
Img.6.2.19 Configuración Interfaz Web

A continuación pondremos Username: CFE y la contraseña como se muestra en la imagen:



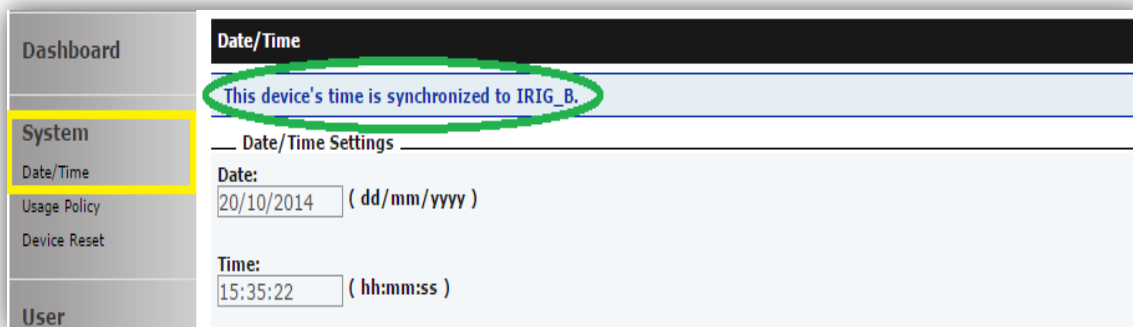
Img.6.2.20 Configuración Interfaz Web
Datos de Identificación

Aquí se muestra la página principal de la interfaz web en la cual podemos observar en la parte izquierda las diferentes opciones de configuración, también tenemos en la parte central los parámetros de configuración del SEL3530, en esta sección podemos poner un nombre al equipo así como la ubicación física, además se puede modificar el número de sesiones vía web (máx. 20) y el tiempo en el cual pueden estar habilitadas dichas sesiones (5 min.). En la parte derecha de la imagen se muestran las estadísticas del sistema como por ejemplo el proyecto que tiene cargado el equipo y la última fecha que se hizo tal proceso.



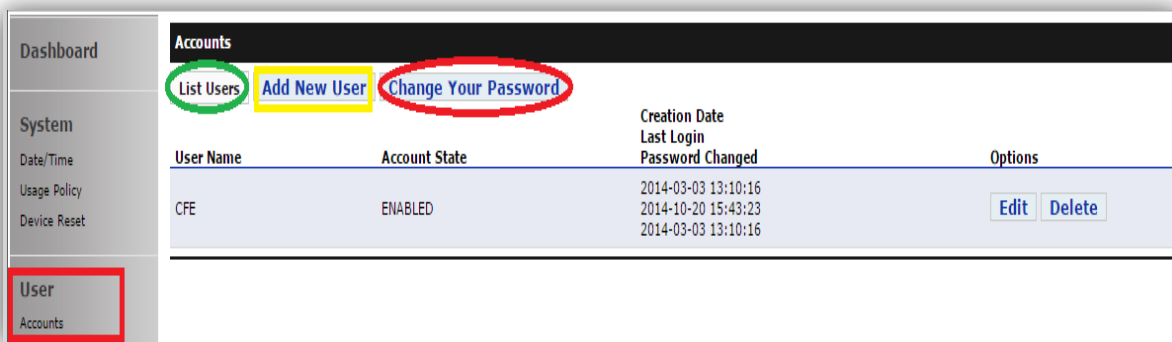
Img.6.2.21 Interfaz Web Panel Principal

Ahora en la sección de System opción Date/Time podemos configurar la hora y fecha del equipo, así como validar si el equipo se encuentra sincronizado a una fuente externa de tiempo. Como podemos observar el dispositivo se encuentra sincronizado por IRIG-B, por lo cual no podemos modificar manualmente la hora o fecha.



*Img.6.2.22 Configuración Interfaz Web
Validación de la sincronización*

En el apartado de User opción Accounts podemos dar de alta a los usuarios con sus respectivas contraseñas, en la columna List Users tenemos a todos los usuarios que están dados de alta, en este caso solo tenemos a un solo usuario, pero podemos agregar más cuentas seleccionando la pestaña de Add New User. También podemos modificar las contraseñas de cada una de las cuentas agregadas dando en la opción de Change your Password.



*Img.6.2.23 Configuración Interfaz Web
Alta de Usuarios*

Posteriormente seleccionaremos Network opción Interface, aquí se configuraran los ajustes de red para los diferentes puertos Ethernet. En este equipo se tienen dos puertos Ethernet en la parte posterior y un puerto Ethernet en la parte frontal así como un puerto USB. Para configurar los parámetros de los diferentes puertos de red seleccionaremos la opción de Edit y escribiremos la dirección IP que tendrá el puerto. Por lo tanto se tiene que para el puerto ETH_1 se tendrá la dirección IP para la maestra SITRACEN, mientras que para el puerto ETH_2 se tendrá la IP para la red local de la subestación, a su vez en ETH_F se tendrá el acceso remoto para el dispositivo.

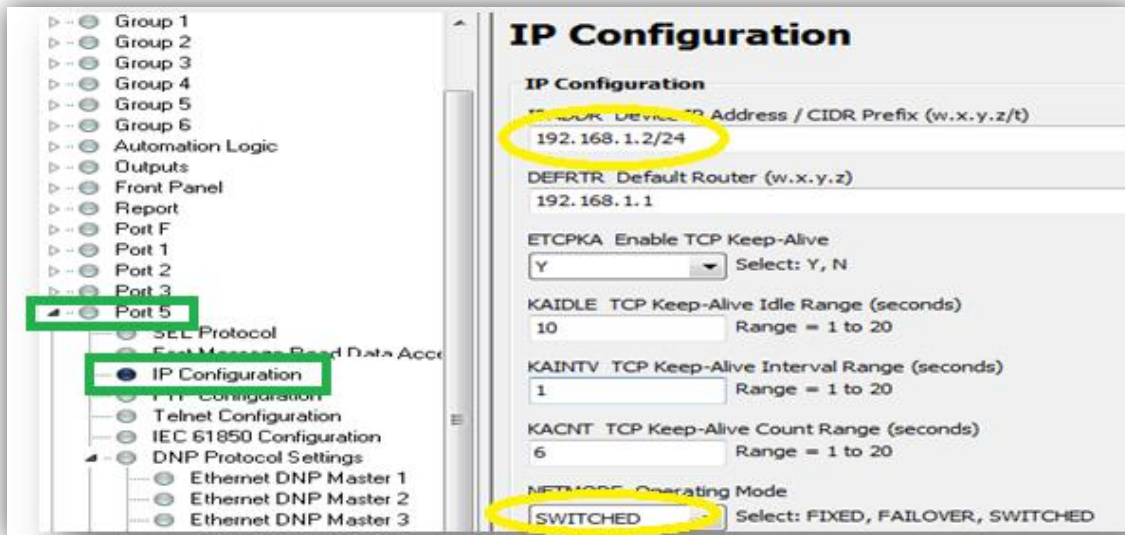
Status	Interface Name	IP Address	Default Gateway
	Eth_01	172.12.15.41/28	172.12.15.46
	Eth_02	147.249.2.1/24	
	Eth_F	10.25.34.187/24	10.25.34.190
	USB_B1	172.29.131.1/24	

*Img.6.2.24 Configuración Interfaz Web
Ajustes de red*

Una vez haciendo estas modificaciones al equipo y teniendo el cableado correcto se tendrá comunicación a través de los diferentes puertos.

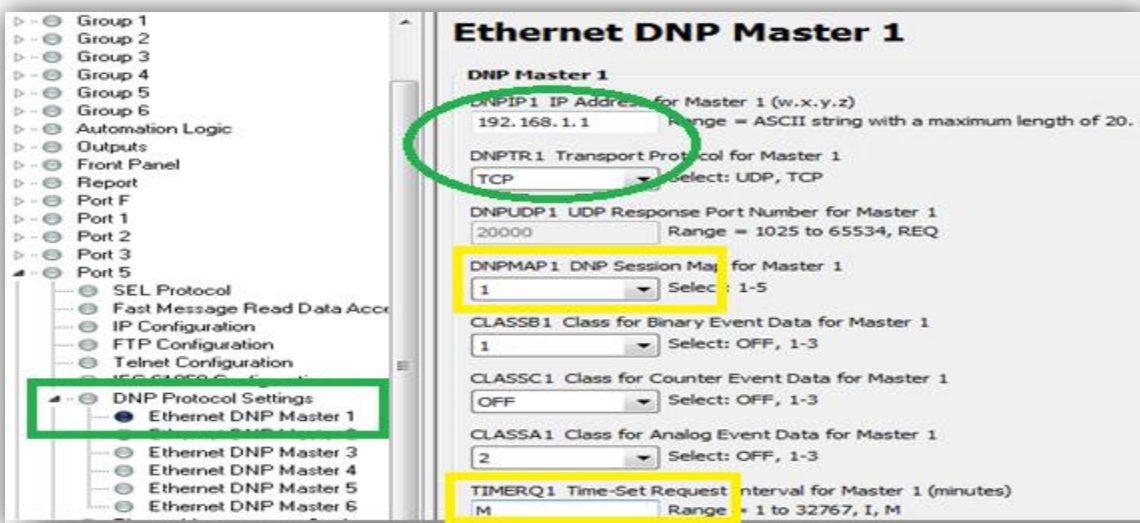
6.3 CONFIGURACIÓN DE SEL 421 Y SEL 351

Para configurar estas protecciones se harán primero en el equipo SEL3530, se modificaran los parámetros de comunicación, cambiando dirección IP, puerto virtual, dirección DNP tanto de la maestra como el esclavo, básicamente se modifican los parámetros para equipos marca SEL, en estas protecciones solo se modificaran las señales digitales de entrada, tantas alarmas como sea necesario programar. Para ambos equipos se realiza la siguiente configuración, el puerto físico será el 5 destinado para red. Seleccionando ese puerto e IP Configuration pondremos la dirección IP del dispositivo.



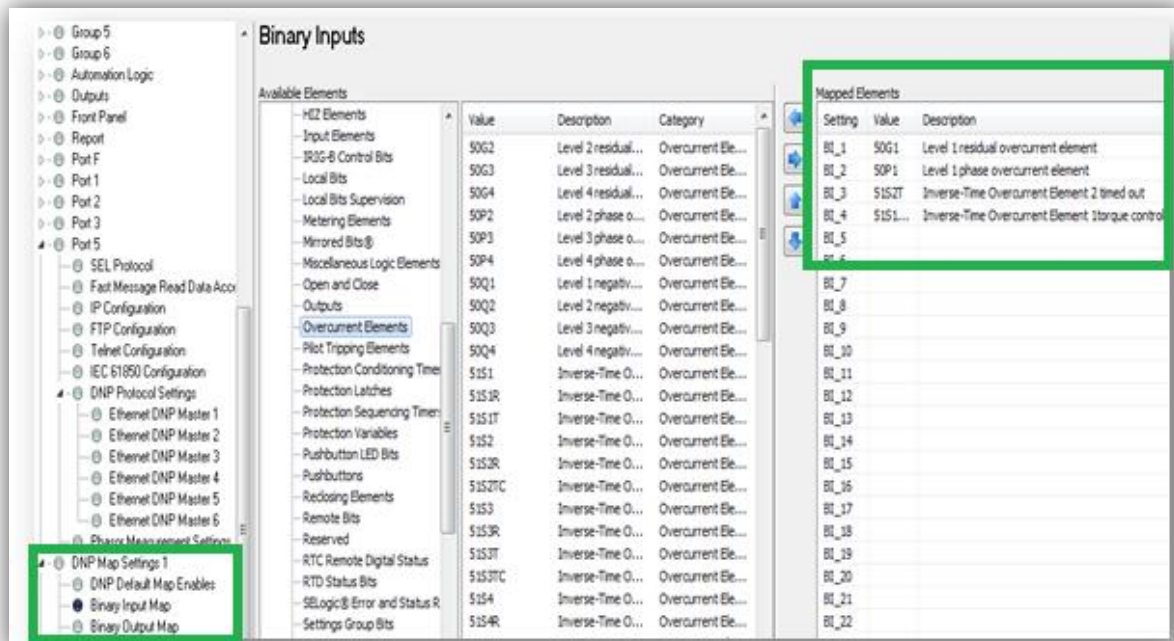
Img.6.3.1 Configuración SEL 421 Y 351

Ahora en DNP Protocol Settings habilitaremos todas las sesiones necesarias, éstas les reportarán a las diferentes maestras a agregar, por ejemplo SEL3530 u otro dispositivo. Además se pondrá la dirección DNP y el puerto virtual. Para la primer sesión nos ubicamos en Ethernet DNP Master 1, aquí escribiremos la dirección IP de la maestra a la cual le reportaremos, seleccionamos ya sea UDP o TCP, ahora en DNPMAP1 seleccionaremos el mapeo donde se encuentren las variables de interés, si se tienen más sesiones y se quiere reportar los mismos puntos, se podrá seleccionar el mismo mapa. También pondremos que nos sincronice la maestra.



Img.6.3.2 Configuración SEL 421 Y 351 Habilitar Sesiones

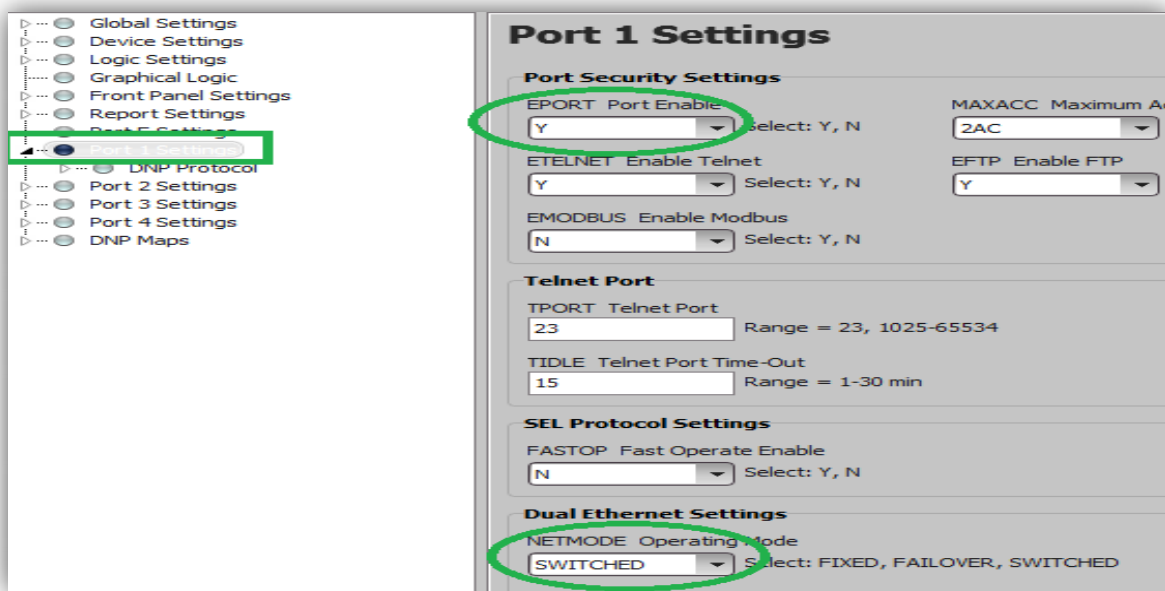
En este ejemplo se mapearán las alarmas en DNP Map Settings 1, posteriormente en DNP Default Map Enables habilitaremos la entradas de interés en este caso solo serán entradas digitales. Ahora en Binary Input Map, para el caso de un SEL351 buscamos la variable de interés y la pasamos a la columna de elementos mapeados. Para el caso de un SEL421 es el mismo procedimiento solo cambiarán las variables.



Img.6.3.3 Configuración SEL 421 Y 351 Map Settings

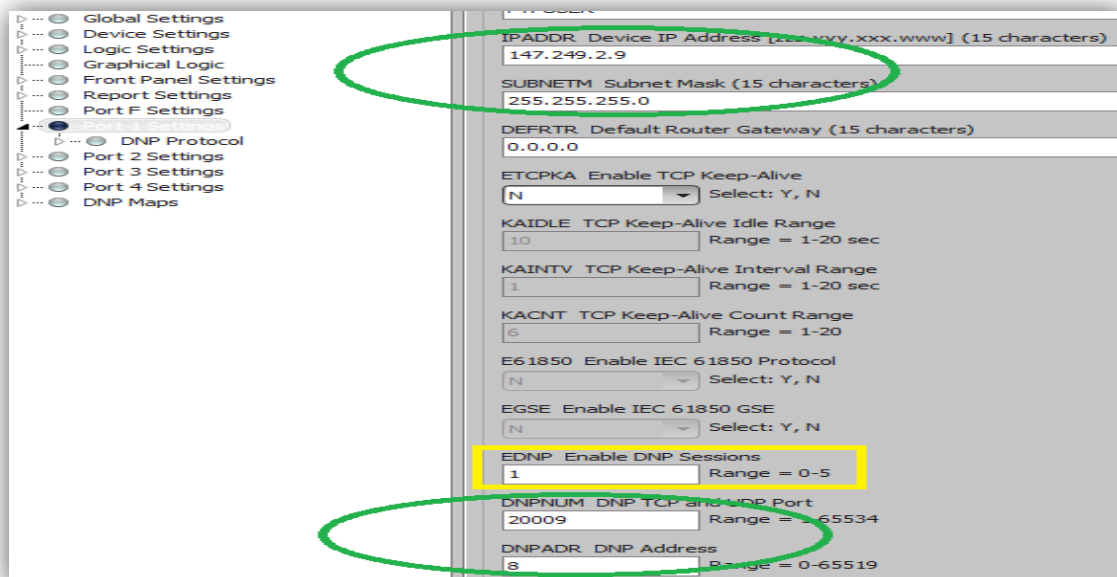
6.4 CONFIGURACIÓN DE SEL 2411

Para tener comunicación con este equipo también utilizaremos el programa AcSelerator QuickSet, nos conectaremos de la misma forma solo cambiando la dirección IP del dispositivo, leeremos lo cargado en el equipo y lo primero que configuraremos es el puerto 1 (Ethernet). Aquí habilitaremos este puerto y lo pondremos en modo SWITCHED, los demás parámetros son para la comunicación por red (están por default).



Img.6.4.1 Configuración SEL 2411

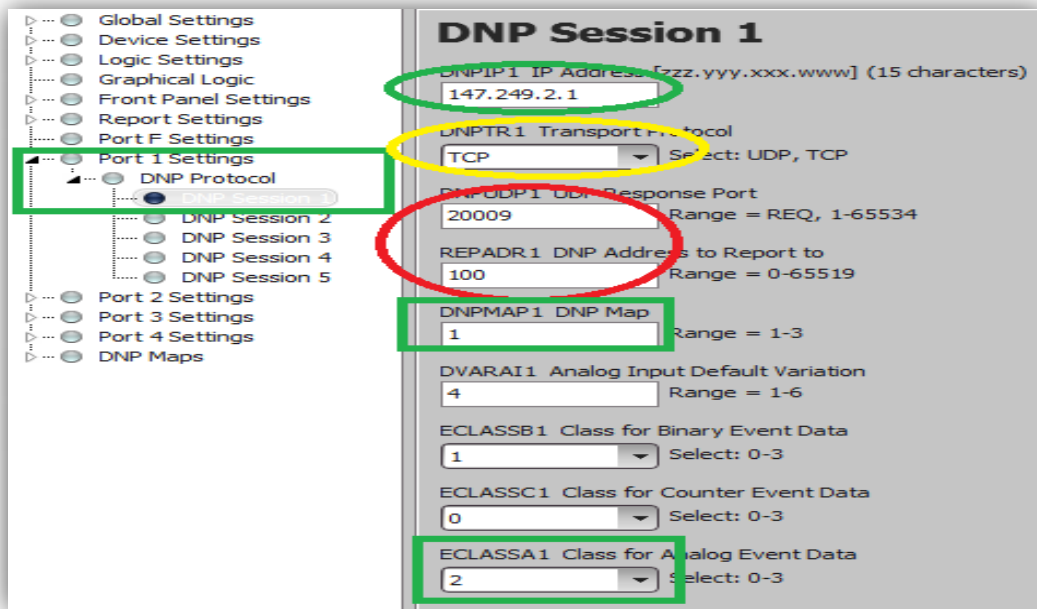
En la parte inferior de la configuración del puerto 1 en la opción de Ethernet Settings pondremos la dirección IP que tendrá el SEL2411 así como su máscara de red, además habilitaremos las sesiones DNP a utilizar, en este caso solo será una sesión, también pondremos el puerto virtual (Port: 20009) y su dirección DNP (DNP Address: 8).



Img.6.4.2 Configuración SEL 2411 Selección de las señales de Interés.

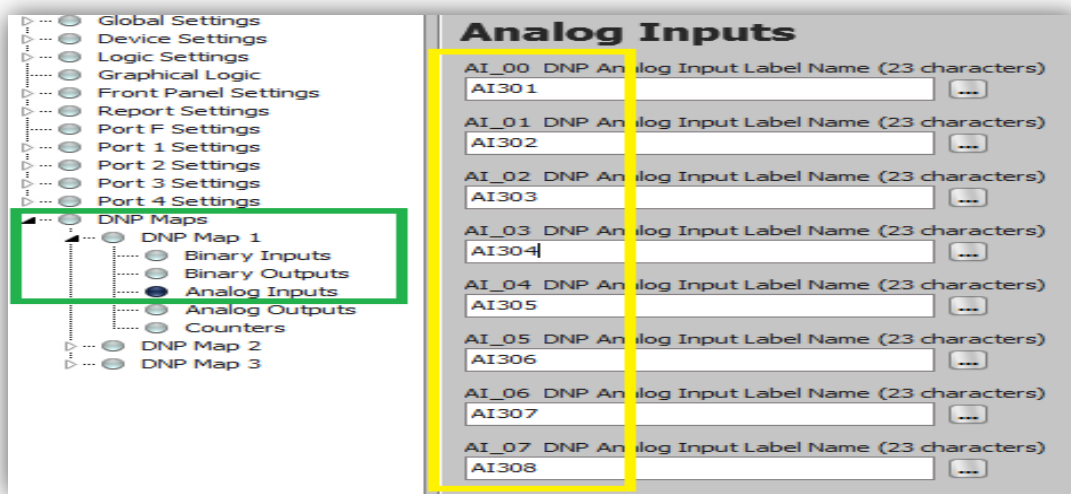
Ahora desplegamos el árbol del puerto 1 así como también el árbol de DNP Protocol, en este caso como solo habilitamos una sola sesión DNP aparecerá habilitado DNP Session 1. En esta parte escribiremos la dirección IP al equipo a reportar (IP Address: 147.249.2.1), escogeremos el protocolo de transporte (TCP), pondremos el puerto virtual (Port: 2009) y la dirección DNP del maestro (DNP Address: 100).

Posteriormente seleccionaremos el mapa DNP que utilizaremos para hacer el mapeo de las señales de interés (DNP MAP: 1) y en el protocolo DNP tenemos que la clase 2 la usamos para los eventos de las señales analógicas por lo cual seleccionaremos la clase 2.



*Img.6.4.3 Configuración SEL 2411
Señales Analógicas*

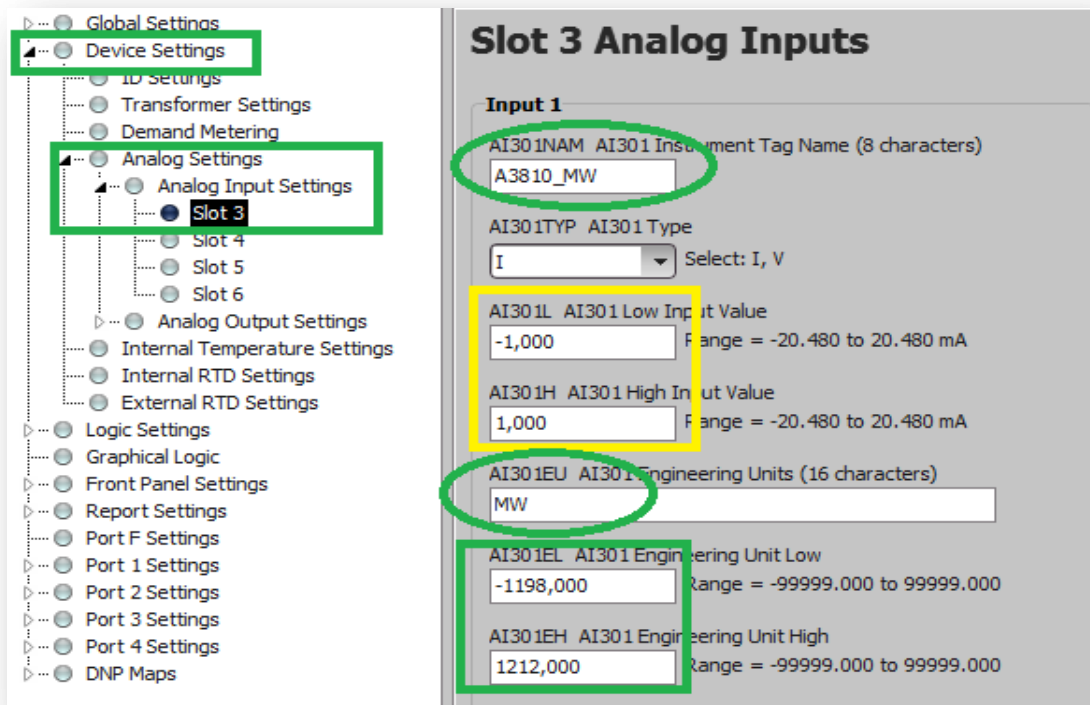
En la sección DNP Maps seleccionamos Analog Inputs y aquí habilitaremos las entradas que sean necesarias, el equipo tiene hasta para 32 señales analógicas, les pondremos una descripción para identificarlas.



*Img.6.4.4 Configuración SEL 2411
Slots del Equipo*

Ahora desplegamos el árbol de la configuración del dispositivo y seleccionamos la configuración de las señales analógicas, aquí se muestran los Slots (conectores) que tiene el equipo, se tienen 4 slots cada uno para 8 señales diferentes, por lo tanto se tienen hasta 32 señales analógicas. Comenzaremos seleccionando el primer conector y nos muestra la primera señal analógica, aquí le pondremos una descripción de la señal (Tag Name: A3810_MW), seleccionaremos el tipo de señal (I:corriente).

En la casilla de Low/High Input Value pondremos el rango que tiene el transductor, en este caso se tiene (+/-) 1 mA. En las unidades de ingeniería se pondrá una descripción de la variable (MW) y se pondrá la escala mínima y máxima para este punto (-1198 a 1212). Para sacar la escala depende de la relación de transformación de corriente y de potencial (RTC, RTP) del equipo de interés.



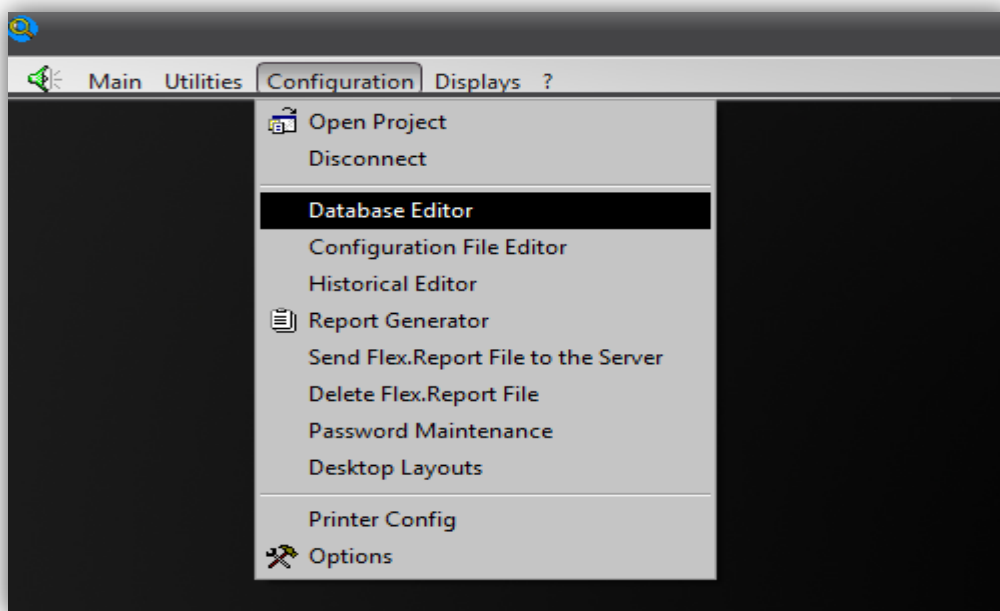
Img.6.4.5. Configuración Equipo SEL 2411

Una vez terminada la configuración para la señal se conectara al equipo y se le enviará la información.

6.5 CONFIGURACIÓN CONSOLA DE CONTROL LOCAL

Además de reportar toda la información de la subestación eléctrica a los diferentes centros de control, el operador de la subestación eléctrica también debe de poder visualizar el estado del equipo eléctrico primario, alarmas, mediciones, etc., para esto en la subestación se tiene una Consola de Control Local (CCL) donde puede observar todos los estados del equipo. En S.E. Victoria se tiene una consola marca Integratec, para poder configurar las señales digitales, mediciones y mandos necesitamos el software Flex.Builder y Flex.View, estos programas vienen con la licencia que se adquirió para la CCL.

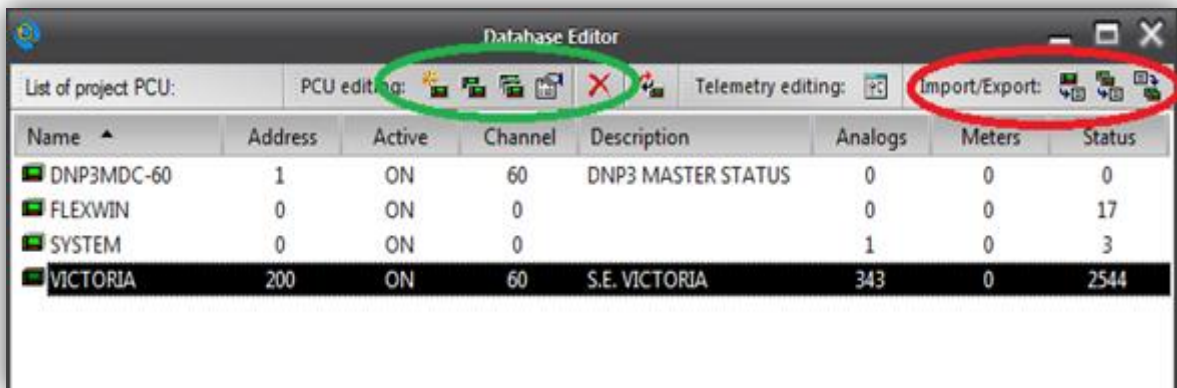
Una vez instalados dichos programas en una PC, procederemos a abrir el programa Flex.View y para poder acceder a la base de datos de la CCL seleccionaremos Configuración y posteriormente Database Editor como se muestra en la imagen.



Img.6.5.1 Programa Flex View Acceso a la Base de Datos

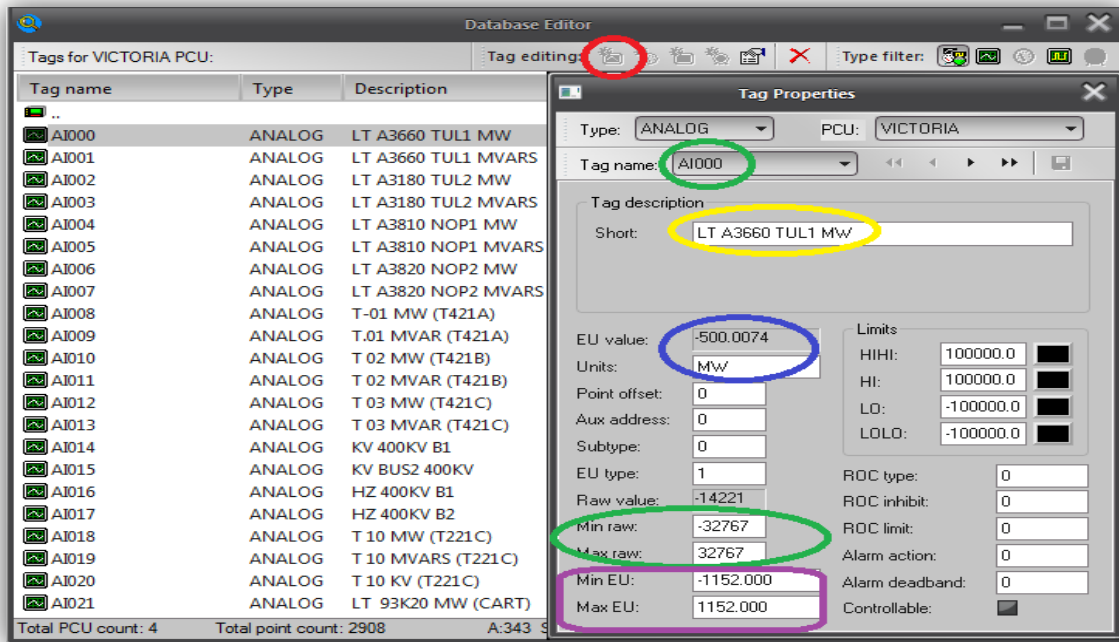
Al abrir el editor de la base de datos nos muestra una lista de los proyectos que se tienen cargados en la CCL, para modificar la base de datos de la consola seleccionaremos la opción de VICTORIA, en la parte superior en la sección de PCU editing podemos agregar un nuevo proyecto o en su defecto se puede hacer una copia de uno ya creado, asu vez podemos eliminar un proyecto no deseado.

En la sección Import/Export se puede al seleccionar un proyecto guardar un archivo en formato .CSV, o en su defecto se puede guardar todos los proyectos en un archivo con la misma extensión. Además se puede importar el archivo .csv a la base de datos de la consola. Como se puede observar se tienen 343 puntos analógicos y 2544 puntos digitales para la CCL.



Img.6.5.2 Programa Flex View Selección del Archivo a Importar

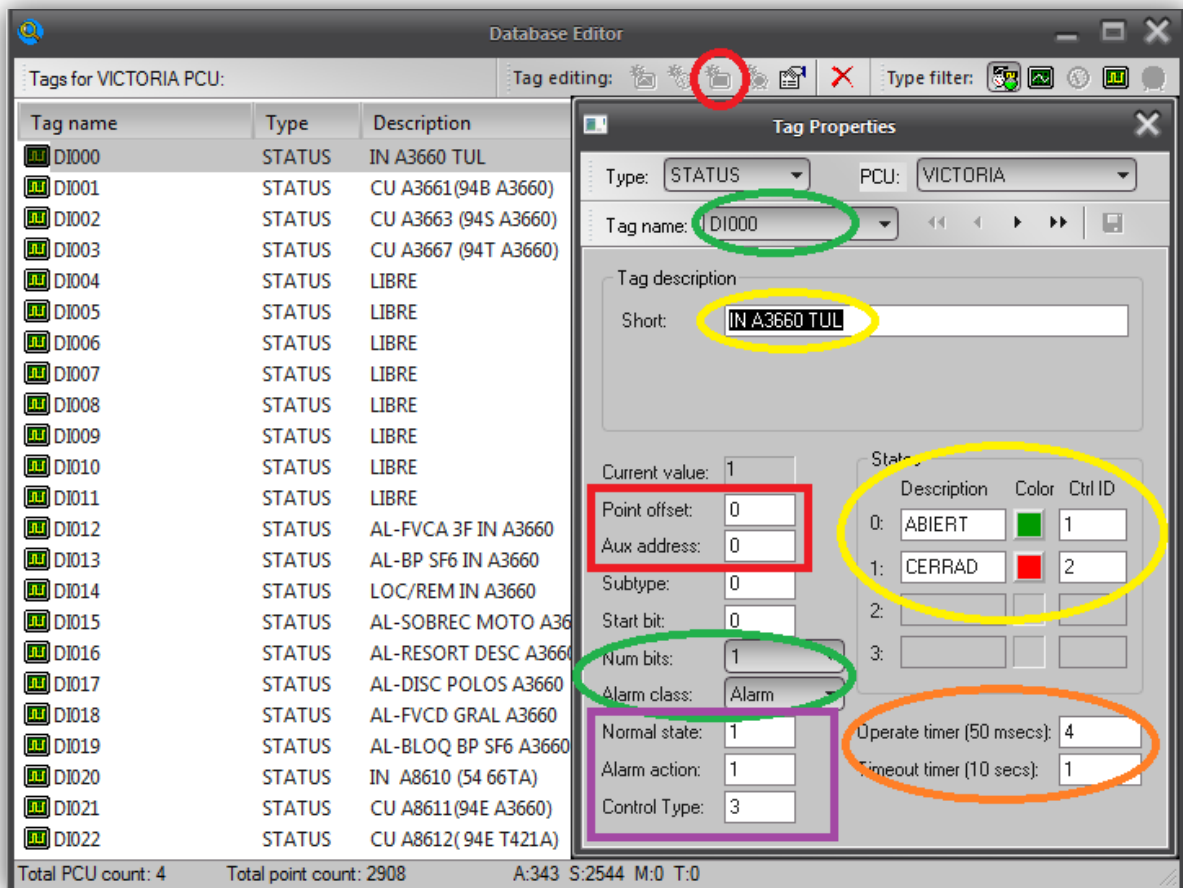
Al abrir la base de datos de Victoria nos despliega en orden ascendente todos los puntos analógicos que tiene cargados la consola, para agregar más puntos analógicos en la sección de Tag editing seleccionamos la opción de Add Analog y nos abre una pantalla en donde modificaremos los siguientes parametros: en Tag name se pondra el número consecutivo al último punto agregado, para este ejemplo se tiene que es el primer punto analogico, por lo tanto ponemos AI000, ahora en la sección Tag description se pondrá una descripción del punto (LT A3660 TUL1 MW), se tienen hasta 20 caracteres para poner una descripción. Es importante que en la casilla Point offset sea el mismo número que el Tag name.



Img.6.5.3 Programa Flex View Añadir las Escalas Mínima y Máxima

En este ejemplo ya se tiene agregado el punto por lo cual se ve reflejada una medición de -500.0074 MW como se muestra en la casilla EU value, como se tiene configurada la comunicación por el protocolo DNP se tiene unas cuentas máximas de 32767 y unas cuentas mínimas de -32767 que es lo que tenemos configurado en la sección Min raw y Max raw, ahora la escala mínima y máxima se pone en el renglón Min EU y Max EU respectivamente(-1152 a 1152).

Para agregar una señal digital en la sección Tag editing selecciono Add Status y me despliega una pantalla en donde debo llenar lo siguiente: en Tag name creare el punto digital, en este ejemplo es el primer punto digital por lo cual tenemos DI000, este número también debe de corresponder con Point offset. También se tendrá hasta 20 caracteres para la descripción de la señal, en este caso se tiene una indicación de un interruptor, por lo cual, tendre que agregar un control para la apertura y cierre del equipo, el control se pone en la sección de Aux adres siendo el primer punto que es cero, en caso de una alarma en esta parte se le pondrá un -1 que significa que no tendrá control alguno.

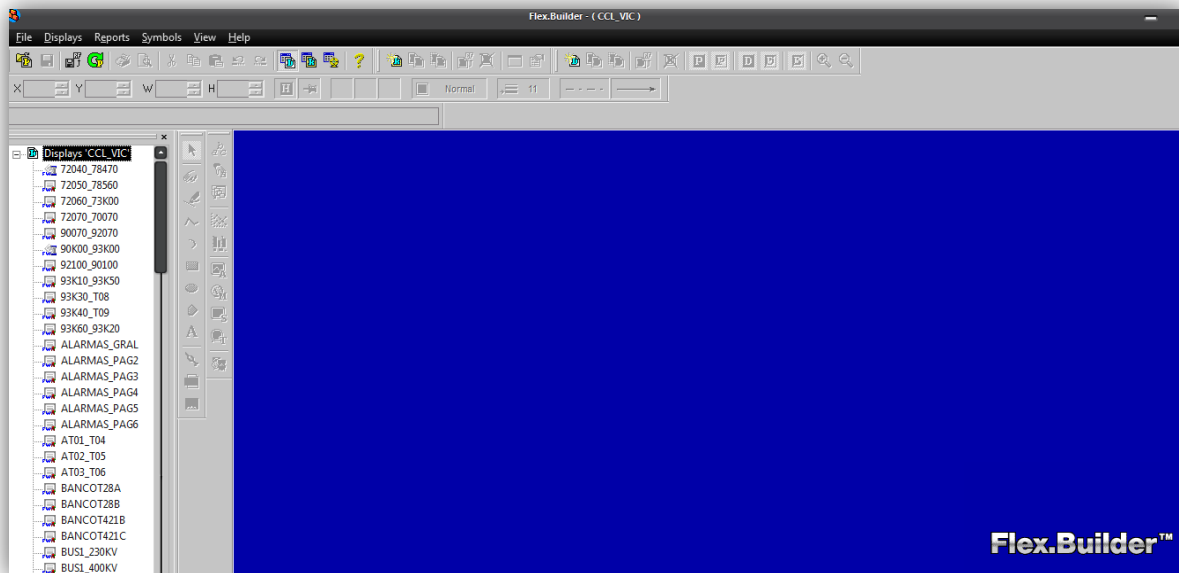


Img.6.5.4 Programa Flex View Añadir una Señal Digital

Se manejan señales de dos estados por lo cual en Num bits se le pone 1, esto está ligado con la sección de States donde tenemos 0: abierto (verde), 1: cerrado (rojo).

En la casilla Alarm class selecciono la opción de alarma, esto es para que al momento de presentarse un cambio de estado diferente al normal (Normal state: 1 (cerrado)) llegue a activarse la señal digital (Alarm action:1). Para realizar la función del control además de poner la dirección auxiliar (Aux address) debo poner en Control Type la opción 3 (manda un pulso por un determinado tiempo), ahora requiero configurar el tiempo del pulso, esto lo hago en la sección Operate timer, al poner la opción de 4 quiere decir que mandara un pulso por 200 ms. Además se le asigna un tiempo en donde debe de recibir el cambio de estado de la señal, de forma contraria mandaría una alarma donde indique que el mando no fue exitoso, este tiempo es de 10 seg. y se le pone en Timeout timer.

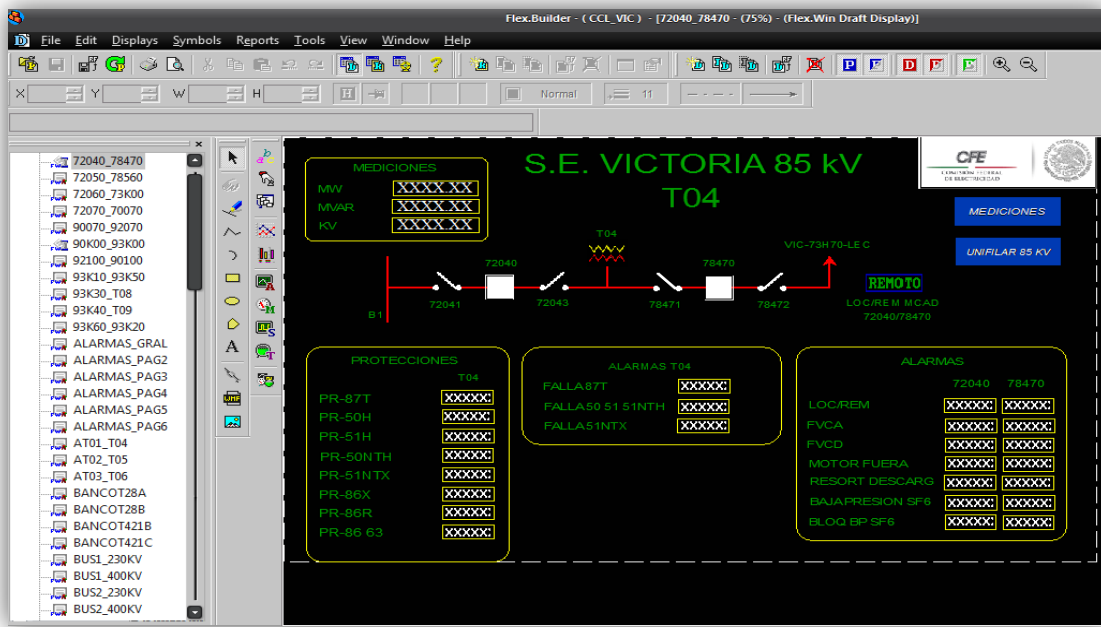
Para el caso de una alarma solo cambiara la descripción de normal: 0, alarma: 1 y además no se le pondra un tipo de control y una dirección auxliar. Es importante tener todas las bases de datos de las diferentes maestras ya que con esta información puedo dar de alta todas las señales de interés en una manera correcta.



Img.6.5.5 Programa Flex Builder

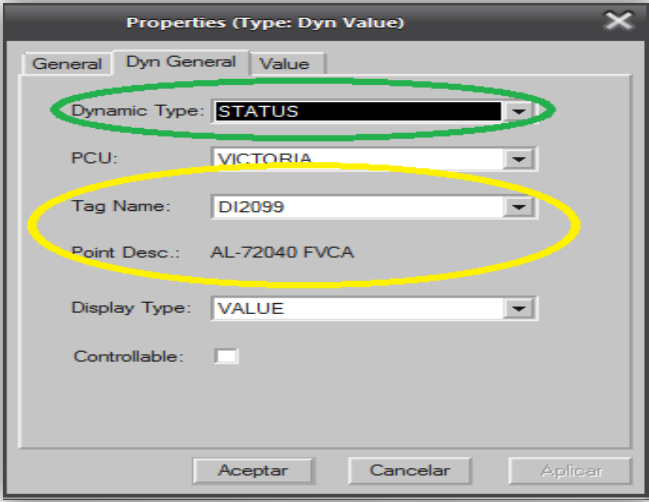
Para hacer los graficos (desplegados de pantallas de alarmas) necesito abrir el programa Flex.Builder, la forma de agregar graficos es muy similar al programa de Paint por lo cual su manejo es muy sencillo.

Para hacer los desplegados puedo abrir uno ya creado y lo iré modificando conforme a las variables de interes, en este ejemplo abrí el de la bahia 72040_78470.



Img.6.5.6 Programa Flex Builder Representación Gráfica de las Alarmas

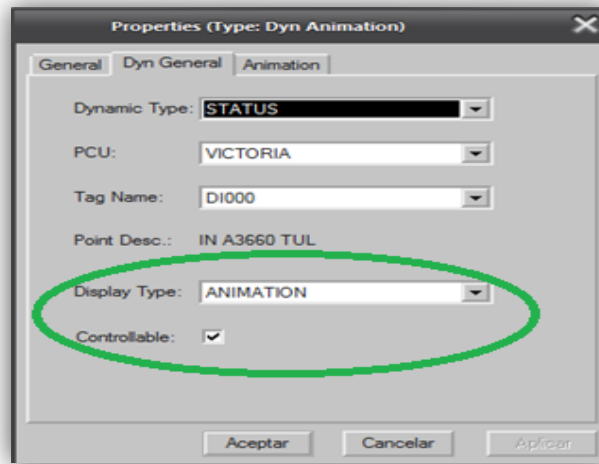
Para modificar las alarmas con respecto a la descripción que tenemos en la pantalla selecciono XXXXXXXX obteniendo lo siguiente:



Img.6.5.7 Programa Flex Builder Modificación de las Alarmas

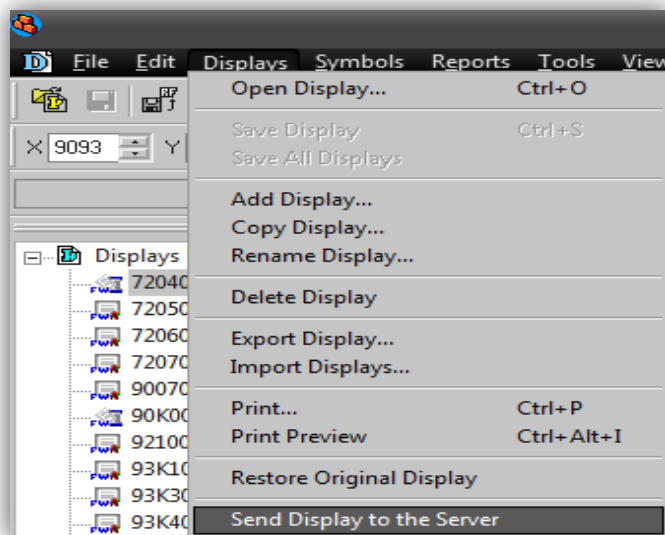
En la casilla de Dynamic Type elegí el tipo de señal (analógica, digital), verifique que sea el PCU de VICTORIA y en la opción de Tag name escogí el punto digital, para esto nuevamente es importante tener la base de datos de la CCL.

En el caso de tener un control la única diferencia que tengo es en la opción de Display Type siendo una animación, además selecciono la casilla de controlable para poder hacer el mando.



Img.6.5.8 Programa Flex Builder Elección del tipo de señal

Una vez terminadas todas las modificaciones guardaré el archivo y en la pestaña de Displays selecciono la opción de Send Display to the Server.



Img.6.5.9 Programa Flex Builder

Se elaboran todas las pantallas que sean necesarias para cada bahía de la subestación eléctrica Victoria, con estos desplegados el operador tendrá la herramienta necesaria para tomar decisiones en caso de ocurrir algún evento.

CONCLUSIONES

Al ingresar al departamento de control desconocía el funcionamiento de las unidades terminales remotas y de cómo es que se envía la información a los diferentes centros de operación ubicados en todo el valle de México, primeramente adquirí conocimientos de como está compuesta una UTR y que funciones son las que realiza, también se aprendió a cómo alambrear cada una de las diferentes señales provenientes del equipo eléctrico primario como por ejemplo: alarmas de interruptores, alarmas de cuchillas, mandos de apertura y cierre, alarmas y protecciones de los bancos de transformación y de las líneas de transmisión.

Además aprendí a cómo configurar cada uno de los equipos de control e identificar que protocolo de comunicación se utiliza para poder comunicar los diferentes equipos que adquieren las señales del equipo eléctrico primario con las unidades terminales remotas y a su vez éstas con las unidades terminales maestras.

No sólo es importante saber como vienen las señales digitales o analógicas del equipo eléctrico o cómo tener conocimiento para configurar los diversos equipos que se tienen instalados, si no también, se debe saber que pruebas se realizan a cada circuito, banco o línea. Por eso el control supervisorio es de vital importancia ya que muestra las condiciones en que está funcionando el equipo eléctrico primario y en caso de un evento o alguna falla en el sistema eléctrico nacional el operador en turno tenga todo el conocimiento de cuál fue la causa de la falla y así poder restablecer de manera óptima el sistema.

GLOSARIO

Alimentador. Es el circuito conectado a una sola estación, que suministra energía eléctrica a subestaciones distribuidoras o directamente a los usuarios.

Área de Control. Es la entidad que tiene a su cargo el control y la operación de un conjunto de centrales generadoras, subestaciones y líneas de transmisión dentro de un área geográfica determinada por el grupo director del CENACE.

Centro de distribución. Es la entidad constituida para la operación de un grupo definido de subestaciones y circuitos de distribución, en voltajes menores de 69 KV.

Centro de generación. Es la entidad constituida para la operación de un grupo de unidades generadoras y otras instalaciones encomendadas.

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Es el encargado de realizar el envío de energía eléctrica y la operación y control del Sistema Eléctrico Nacional con continuidad y calidad; cuenta con ocho áreas de control mediante las cuales monitorean las instalaciones eléctricas que brindan el servicio al país para suministrar ininterrumpidamente la energía eléctrica.

Comisión Federal de Electricidad (CFE). Es un organismo descentralizado de la Administración Pública Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propio, que tiene por objeto la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, así como la generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica para la prestación del servicio público y la realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que se requieran para el cumplimiento de su objeto, de conformidad con lo dispuesto en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, la Ley Federal de las Entidades Paraestatales y demás ordenamientos aplicables.

Cuchillas. Son los dispositivos cuya función consiste en conectar y desconectar un equipo sin carga.

Cuchillas de apertura con carga. Son las que están diseñadas para interrumpir corrientes de carga hasta valores nominales.

Cuchillas de puesta a tierra. Son las que sirven para conectar a tierra un equipo.

Disparo. Es la apertura automática de un dispositivo por funcionamiento de la protección para desconectar uno o varios elementos del Sistema Eléctrico Nacional.

Disturbio. Es la alteración de las condiciones normales del SEN originada por caso fortuito o fuerza mayor, generalmente breve y peligrosa, de las condiciones normales del Sistema Eléctrico Nacional o de una de sus partes y que produce una interrupción en el servicio de energía eléctrica o disminuye la confiabilidad de la operación.

Disponibilidad. Característica que tienen las unidades generadoras de energía eléctrica, de producir potencia a su plena capacidad en el momento preciso en que el despacho de carga se lo demande.

Emergencia. Condición operativa de algún elemento del SEN considerada de alto riesgo y que pudiera de generar en un accidente o disturbio.

Energizar. Significa permitir que el equipo adquiera potencial eléctrico.

Equipo vivo. Es el que está energizado.

Equipo muerto. Es el que no está energizado.

Fibra Óptica. Medio de transmisión empleado habitualmente en redes de datos; un hilo muy fino de material transparente, vidrio o materiales plásticos, por el que se envían pulsos de luz que representan los datos a transferir.

Ingeniería de Control. Es la rama de la ingeniería que se basa en el uso de elementos sistemáticos como controladores relacionados con tecnologías de ayuda por computador, para el control industrial de maquinaria y procesos reduciendo la necesidad de intervención humana.

Interruptor. Es el equipo para cerrar y abrir circuitos eléctricos, con o sin carga o con corriente de falla.

Librar. Es dejar un equipo sin potencial eléctrico, vapor, agua a presión y sin otros fluidos peligrosos para el personal, aislando completamente el resto del equipo mediante interruptores, cuchillas, fusibles, válvulas y otros dispositivos, asegurándose además contra la posibilidad de que accidental o equivocadamente pueda quedar energizado o a presión, valiéndose para ello, de bloqueos y colocación de tarjetas auxiliares.

Licencia. Es la autorización especial que se concede a un trabajador para que éste y/o el personal a sus órdenes se protejan, observen o ejecuten un trabajo en relación con un equipo o parte de él, o en equipos cercanos, “en estos casos se dice que el equipo estará en licencia”.

Línea de transmisión. Es el elemento de transporte de energía entre dos instalaciones del Sistema Eléctrico.

Maniobra. Se entenderá como lo hecho por un Operador, directamente o a control remoto, para accionar algún elemento que pueda o no cambiar el estado y/o el funcionamiento de un sistema, sea eléctrico, neumático, hidráulico o de cualquier otra índole.

Operador. Es el trabajador cuya función principal es la de operar el equipo o sistema a su cargo y vigilar eficaz y constantemente su funcionamiento.

Red Eléctrica. Es una red interconectada que tiene el propósito de suministrar electricidad de los proveedores hasta los consumidores. Sus principales operaciones son las de generar, transmitir y distribuir electricidad. Se conforma por tres componentes principales, las plantas generadoras que producen electricidad de combustibles fósiles (carbón, gas natural, biomasa) o combustibles no fósiles (eólica, solar, nuclear, hidráulica); las líneas de transmisión que llevan la electricidad de las plantas generadoras a los centros de demanda y los transformadores que reducen el voltaje para que las líneas de distribución puedan entregar la energía al consumidor final.

Red troncal. Es el conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión y estaciones eléctricas que debido a su función y/o ubicación, se consideran de importancia vital para el Sistema Eléctrico Nacional.

Relatorio. Es el documento oficial en el cual se deben de anotar los sucesos de la operación.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Es el conjunto de instalaciones destinadas a la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica de servicio público en toda la República, estén o no interconectadas.

Subestación. Parte de un sistema de potencia, instalada en un lugar dado, que incluye principalmente interruptores de las líneas de transmisión y de distribución, su caseta de control y que también puede incluir transformadores.

Subestación Eléctrica. Instalación destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para facilitar el transporte y distribución de la energía eléctrica; su equipo principal es el transformador.

Unidad Terminal Maestra. Es el conjunto de equipos y programas, que procesan información procedente de las unidades terminales remotas, unidades maestras y otros medios, que utilice el Operador para el desempeño de sus funciones y que se encuentran ubicados en los centros de operación de los niveles jerárquicos.

Unidad Terminal Remota. Es el conjunto de dispositivos electrónicos que reciben, transmiten y ejecutan los comandos solicitados por las unidades maestras y que se encuentran ubicadas en las instalaciones del SEN.

MESOGRAFÍA

<https://www.selinc.com/SEL-2440/?LangType=1034>

<https://www.selinc.com/SEL-2411/>

<https://www.selinc.com/SEL-3530/?LangType=1034>

<https://www.selinc.com/SEL-2407/?LangType=1034>

<https://www.selinc.com/SEL-421/>

<https://www.selinc.com/SEL-351/>

CENACE,CFE."REGLAS DE DESPACHO Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL"