



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ARAGÓN

**“MODERNIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN
REMEDIOS POR EL DEPARTAMENTO DE
CONTROL DE COMISIÓN FEDERAL DE
ELECTRICIDAD”**

**INFORME DE EJERCICIO PROFESIONAL
PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

P R E S E N T A:

PEDRO CARRASCO MISETE.

A S E S O R:

ING. JOEL GARCÍA ZARRÁGA.

México, Julio 2015.





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS.

A mi esposa e hijo, por el amor, comprensión, apoyo incondicional que siempre me ha dado, por su bondad y sacrificio que me inspiraron a ser mejor para ustedes y en especial en este tiempo que pase realizando el trabajo, gracias corazones.

A mis padres y hermanos por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A la FES Aragón y maestros quienes nunca desistieron al enseñarme y por sus conocimientos que me transmitieron en mi carrera estudiantil.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	I
OBJETIVO.....	II
CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.....	1
1.1 ANTECEDENTES CFE.....	1
1.2 OBJETIVOS ESTRATEGICOS CFE.....	4
1.3 MISIÓN.....	4
1.4 VISIÓN.....	4
1.5 ORGANIGRAMA CFE.....	5
1.6 DEPARTAMENTO DE CONTROL.....	7
CAPÍTULO 2: ANTECEDENTES SUBESTACIÓN REMEDIOS.....	9
2.1 LOCALIZACIÓN.....	9
2.2 CARACTERISTICAS DE LA S.E.....	11
2.2.1 DIAGRAMAS UNIFILARES.....	15
2.2.2 EQUIPO DE CONTROL.....	19
2.3 SISTEMA DE INFORMACIÓN Y CONTROL LOCAL DE ESTACIÓN (SICLE).....	22
2.3.1 ESQUEMAS DE CONTROL SUPERVISORIO.....	27
2.3.2 SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA).....	28
2.3.3 ELEMENTOS DE SISTEMA SCADA EN CFE.....	30
2.3.3.1 UNIDAD TERMINAL REMOTA (UTR.).....	30
2.3.3.2 CANALES DE COMUNICACIÓN.....	31
2.3.3.3 UNIDAD TERMINAL MAESTRA. (UTM).....	32
2.3.3.4 INTERFAZ HOMBRE MAQUINA (IHM).....	32
2.3.3.5 MÓDULOS DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS (MCAD).....	33
2.3.3.6 PROTOCOLO DE COMUNICACIONES.....	33
2.3.3.7 BASES DE DATOS.....	34
2.3.4 CONFIGURACIÓN DE UN SISTEMA TRADICIONAL.....	34
CAPÍTULO 3: DESCRIPCIÓN DE TRABAJOS DESARROLLADOS.....	42
3.1 PERFIL DEL PUESTO.....	42
3.2 MODERNIZACIÓN SICLE.....	44
3.3 TRABAJOS REALIZADOS EN LA MODERNIZACIÓN.....	60
3.3.1 PRUEBAS FAT.....	72

3.3.2	PRUEBAS PRE OPERATIVAS EN SITIO (SAT)	91
3.3.3	REPORTE FOTOGRAFICO.	98
4.	CONCLUSIONES.	101
	BIBLIOGRAFÍA.	102
	GLOSARIO.....	103

INTRODUCCIÓN.

Este reporte contiene información de mi experiencia como profesionista pasante en la industria Eléctrica Nacional dentro del Departamento de Control, Sector Poniente de Comisión Federal Electricidad de la Zona de Transmisión Metropolitana; relacionada en el manejo, mantenimiento de equipo eléctrico y electrónico; así como su modernización de dichos equipos en el transcurso de 3 años continuos.

Dentro del Sector Poniente al cual estoy asignado cuenta con ocho Subestaciones siendo las siguientes:

- S.E. REMEDIOS 23KV/85KV/230KV
- S.E. AZCAPOTZALCO 23KV/230KV
- S.E. POLANCO 23KV/230KV
- S.E. HUIXQUILUCAN 23KV/230KV
- S.E. BOSQUES 230KV
- S.E. TECAMACHALCO 23KV/230KV
- S.E. CONTADERO 23KV/230KV
- S.E. TREN SUBURBANO(TIPO CLIENTE)

4 de estas 8 Subestaciones Eléctricas (Remedios, Azcapotzalco, Polanco, Tecamachalco) se modernizaron y se planea la modernización de Huixquilucan; así como la ampliación de la Subestación Remedios en la zona de 23KV con 12 nuevos alimentadores.

Esto después de que CFE tomara el control debido a la extinción de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro en 2009, dándose a la tarea de la modernización de equipo viejo y obsoleto que acrecentaba riesgos y una mala calidad del servicio eléctrico en la zona Centro del país; así también era necesario la homologación de los componentes del sistema eléctrico con forme a las normas establecidas por la por CFE (**CFE 00200-02-1995** referente a Diagramas Unifilares de Arreglos para Subestaciones y **CFE G0000-34** de para la implementación de un SICLE). Por lo cual se llevo a cabo el remplazo de equipo viejo por nuevo en dichas subestaciones para que sean operadas de forma remota y así evitar riesgos de trabajo; de esta forma se busca tener un sistema eléctrico más eficiente y con menor tiempo de interrupción eléctrica.

El trabajo se basa en la modernización de la Subestación Remedios, que comenzó su primera etapa en el año 2011 con la modernización de la zona de 230 KV/ 23KV y su segunda etapa con la modernización de la zona 85KV en 2013.

Por parte del departamento de Control se encargo de la modernización y automatización del sistema del control supervisorio para lo cual la Unidad Terminal Remota (UTR) fue sustituida por un Servidor SCADA*, el sistema SCADA que es el encargado de monitorear los estados de los interruptores cuchillas y mediciones, así como Dispositivos Inteligentes (DEI's).

Toda la Información recabada por el Servidor SCADA, es enviada al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) que es donde se encuentra la Unidad Terminal Maestra (UTM).

El sistema SCADA es parte del SICLE, que es un Sistema de Control y Adquisición de Datos basados en "subsistemas" localizados en forma distribuida. Y sus siglas significan Sistema de Información y Control Local de Estación. Por lo cual a cada modernización realizada en las Subestaciones se les denomina SICLE.

Estos años de experiencia laboral en el área eléctrica y en el mantenimiento de equipo eléctrico-electrónico, me han dado el criterio de conocer y manejar equipo electrónico especializado que es parte fundamental en áreas energéticas donde su aplicación es importante para la protección, eficiencia, automatización y visualización de procesos de la generación, transporte y distribución de la energía.

OBJETIVO.

Modernizar una Subestación Convencional hacia una Subestación Automatizada controlada a través de un sistema SCADA, para difundir entre la comunidad estudiantil de la carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica y carreras afines el tipo de equipo que se usa actualmente en el Sector Eléctrico Mexicano y de las actividades laborales que debe desarrollar un Ingeniero en este sector.

*SCADA. **S**upervisory **C**ontrol **A**nd **D**ata **A**cquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos)

CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.

1.1 ANTECEDENTES CFE.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es una empresa paraestatal, encargada de controlar, generar, transmitir y comercializar energía eléctrica en todo el territorio mexicano.

La generación de energía eléctrica inició en México a fines del siglo XIX. La primera planta generadora que se instaló en el país (1879) estuvo en León, Guanajuato, y era utilizada por la fábrica textil “La Americana”. Casi inmediatamente se extendió esta forma de generar electricidad dentro de la producción minera y, marginalmente, para la iluminación residencial y pública.

En 1889 operaba la primera planta hidroeléctrica en Batopilas (Chihuahua) y extendió sus redes de distribución hacia mercados urbanos y comerciales donde la población era de mayor capacidad económica. No obstante, durante el régimen de Porfirio Díaz se otorgó al sector eléctrico el carácter de servicio público, colocándose las primeras 40 lámparas "de arco" en la Plaza de la Constitución, cien más en la Alameda Central y comenzó la iluminación de la entonces calle de Reforma y de algunas otras vías de la Ciudad de México.

Algunas compañías internacionales con gran capacidad vinieron a crear filiales, como The Mexican Light and Power Company, de origen canadiense, en el centro del país; el consorcio The American and Foreign Power Company, con tres sistemas interconectados en el norte de México, y la Compañía Eléctrica de Chápala, en el occidente.

A inicios del siglo XX México contaba con una capacidad de 31 MW, propiedad de empresas privadas. Para 1910 eran 50 MW, de los cuales 80% los generaba The Mexican Light and Power Company, con el primer gran proyecto hidroeléctrico: la planta Necaxa, en Puebla. Las tres compañías eléctricas tenían las concesiones e instalaciones de la mayor parte de las pequeñas plantas que sólo funcionaban en sus regiones.

En ese período se dio el primer esfuerzo para ordenar la industria eléctrica con la creación de la Comisión Nacional para el Fomento y Control de la Industria de Generación y Fuerza, conocida posteriormente como Comisión Nacional de Fuerza

Motriz. Fue el 2 de diciembre de 1933 cuando se decretó que la generación y distribución de electricidad son actividades de utilidad pública.

En 1937 México tenía 18.3 millones de habitantes, de los cuales únicamente siete millones contaban con electricidad, proporcionada con serias dificultades por tres empresas privadas. En ese momento las interrupciones de luz eran constantes y las tarifas muy elevadas, debido a que esas empresas se enfocaban a los mercados urbanos más redituables, sin contemplar a las poblaciones rurales, donde habitaba más de 62% de la población. La capacidad instalada de generación eléctrica en el país era de 629.0 MW.

Para dar respuesta a esa situación que no permitía el desarrollo del país, el gobierno federal creó, el 14 de agosto de 1937, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que tendría por objeto organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales. (Ley promulgada en la Ciudad de Mérida, Yucatán el 14 de agosto de 1937 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de agosto de 1937).

La CFE comenzó a construir plantas generadoras y ampliar las redes de transmisión y distribución, beneficiando a más mexicanos al posibilitar el bombeo de agua de riego y la molienda, así como mayor alumbrado público y electrificación de comunidades.

Los primeros proyectos de generación de energía eléctrica de CFE se realizaron en Teloapan (Guerrero), Pátzcuaro (Michoacán), Suchiate y Xía (Oaxaca), y Ures y Altar (Sonora). El primer gran proyecto hidroeléctrico se inició en 1938 con la construcción de los canales, caminos y carreteras de lo que después se convirtió en el Sistema Hidroeléctrico Ixtapantongo, en el Estado de México, que posteriormente fue nombrado Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán.

En 1938 CFE tenía apenas una capacidad de 64 kW, misma que, en ocho años, aumentó hasta alcanzar 45,594 kW. Entonces, las compañías privadas dejaron de invertir y CFE se vio obligada a generar energía para que estas la distribuyeran en sus redes, mediante la reventa. Hacia 1960 la CFE aportaba ya el 54% de los 2,308 MW de capacidad instalada, la empresa Mexican Light el 25%, la American and Foreign el 12%, y el resto de las compañías 9%.

Sin embargo, a pesar de los esfuerzos de generación y electrificación, para esas fechas apenas 44% de la población contaba con electricidad. Por eso el presidente Adolfo López Mateos decidió nacionalizar la industria eléctrica, el 27 de septiembre

de 1960. Para 1961 la capacidad total instalada en el país ascendía a 3,250 MW. CFE vendía 25% de la energía que producía y su participación en la propiedad de centrales generadoras de electricidad pasó de cero a 54%.

En esa década la inversión pública se destinó en más de 50% a obras de infraestructura. Se construyeron importantes centros generadores, entre ellos los de Infiernillo y Temascal, y se instalaron otras plantas generadoras alcanzando, en 1971, una capacidad instalada de 7,874 MW. Al finalizar esa década se superó el reto de sostener el ritmo de crecimiento al instalarse, entre 1970 y 1980, centrales generadoras que dieron una capacidad instalada de 17,360 MW.

Cabe mencionar que en los inicios de la industria eléctrica mexicana operaban varios sistemas aislados, con características técnicas diferentes, llegando a coexistir casi 30 voltajes de distribución, siete de alta tensión para líneas de transmisión y dos frecuencias eléctricas de 50 y 60 Hertz.

Esta situación dificultaba el suministro de electricidad, por lo que CFE definió y unificó los criterios técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional, normalizando los voltajes de operación, con la finalidad de estandarizar los equipos, reducir sus costos y los tiempos de fabricación, almacenaje e inventariado. Posteriormente se unificaron las frecuencias a 60 Hertz y CFE integró los sistemas de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional.

A inicios del año 2000 se tenía ya una capacidad instalada de generación de 35,385 MW, cobertura del servicio eléctrico del 94.70% a nivel nacional, una red de transmisión y distribución de 614,653 kms, lo que equivale a más de 15 vueltas completas a la Tierra y más de 18.6 millones de usuarios, incorporando casi un millón cada año. A partir octubre de 2009, CFE es la encargada de brindar el servicio eléctrico en todo el país, ya que el 11 de octubre de 2009, la Secretaría de Energía anunció que la CFE se encargaría del suministro eléctrico que proporcionaba la extinta LyFC. Por su parte, la CFE aseguró que el servicio de energía eléctrica en los estados de Hidalgo, Puebla, Morelos, Estado de México y la Ciudad de México está plenamente garantizado.

El servicio al cliente es prioridad para la empresa, por lo que se utiliza la tecnología para ser más eficiente, y se continúa la expansión del servicio, aprovechando las mejores tecnologías para brindar el servicio aún en zonas remotas y comunidades dispersas. CFE es reconocida como una de las mayores empresas eléctricas del mundo, y aún mantiene integrados todos los procesos del servicio eléctrico.

1.2 OBJETIVOS ESTRATEGICOS CFE.

Mantener a la CFE como la empresa del servicio público de energía eléctrica más importante a nivel nacional. Operar sobre las bases de los indicadores internacionales en materia de productividad, competitividad y tecnología. Ser reconocida por nuestros usuarios como una empresa de excelencia que se preocupa por el medio ambiente, y que está orientada al servicio al cliente. Elevar la productividad y optimizar los recursos para reducir los costos y aumentar la eficiencia de la empresa, así como promover la alta calificación y el desarrollo profesional de los trabajadores.

1.3 MISIÓN.

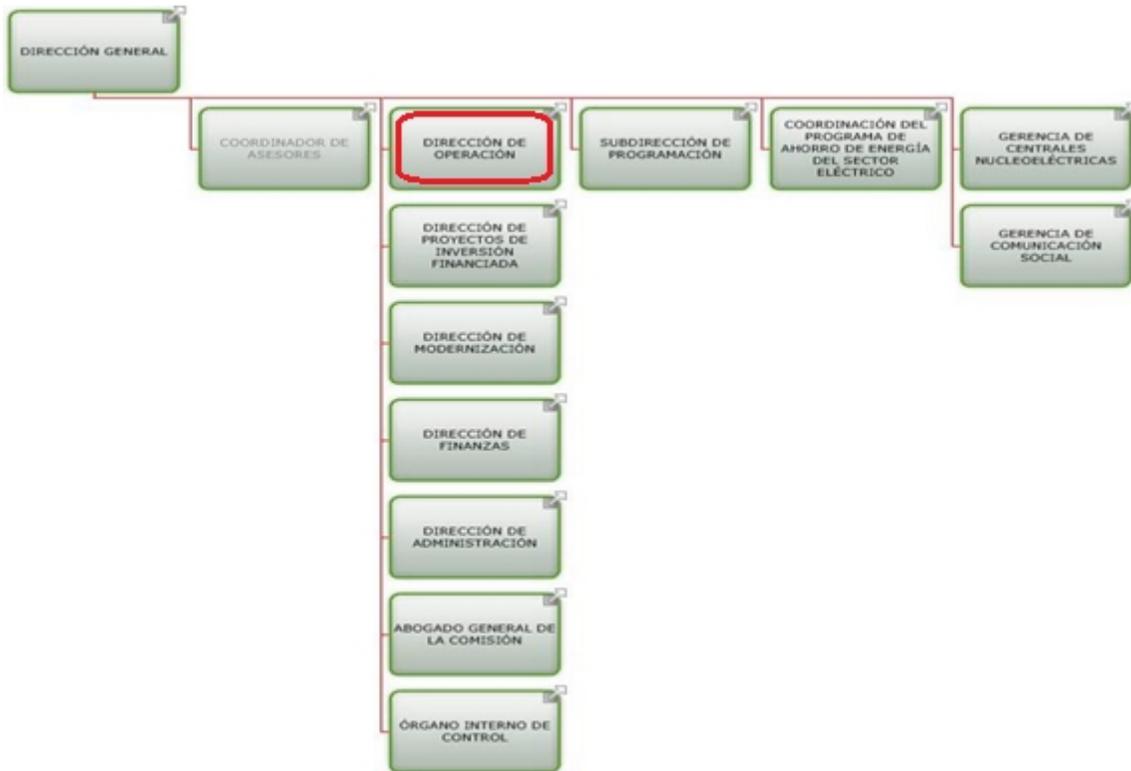
Asegurar el servicio público de energía eléctrica en un marco de competencia y actualidad tecnológica, en condiciones de cantidad, calidad y precio, con la adecuada diversificación de las fuentes de energía.

- Optimizar el uso de la infraestructura física, comercial y de los recursos humanos.
- Proporcionar atención de excelencia a nuestros clientes.
- Proteger el medio ambiente, promover el desarrollo social, respetar los valores de las poblaciones donde se ubica la infraestructura y se realizan las obras de electrificación.

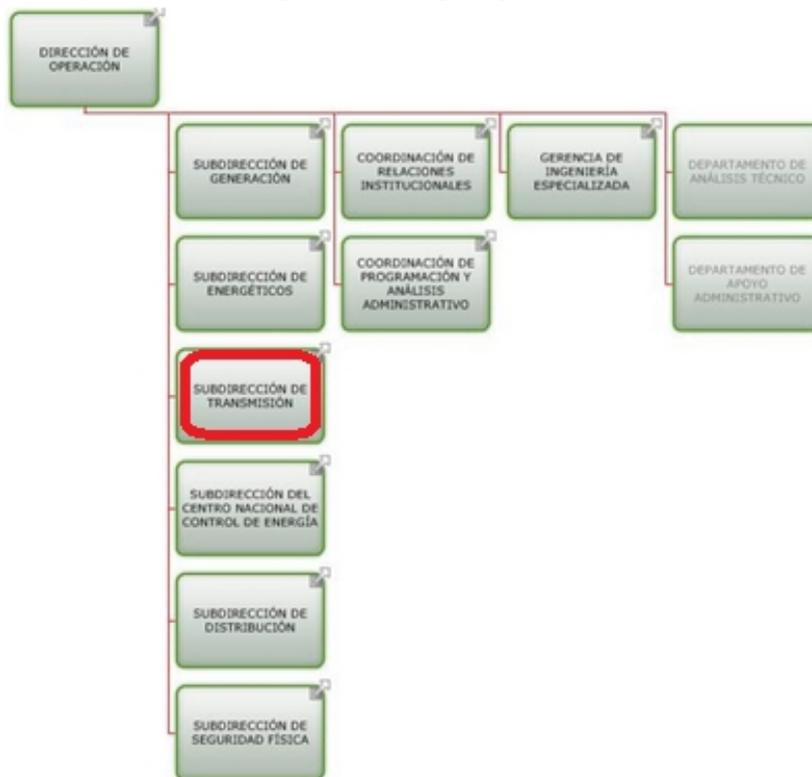
1.4 VISIÓN

La CFE es una empresa rentable de clase mundial que participa competitivamente en la satisfacción de la demanda del servicio público de energía eléctrica nacional e internacional; optimiza el uso de su infraestructura; está a la vanguardia tecnológicamente, y tiene una imagen de excelencia, industria limpia y recursos humanos altamente calificados.

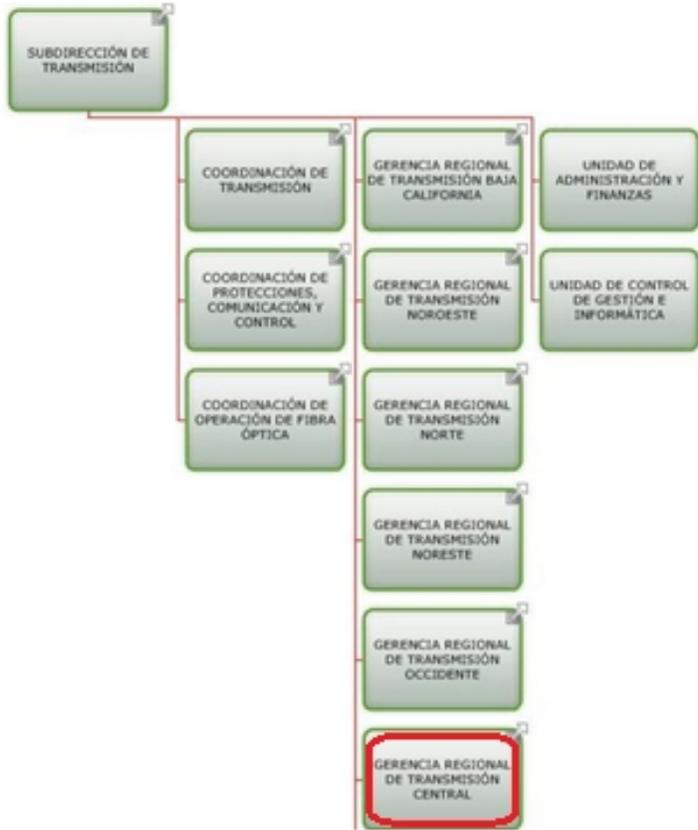
1.5 ORGANIGRAMA CFE.



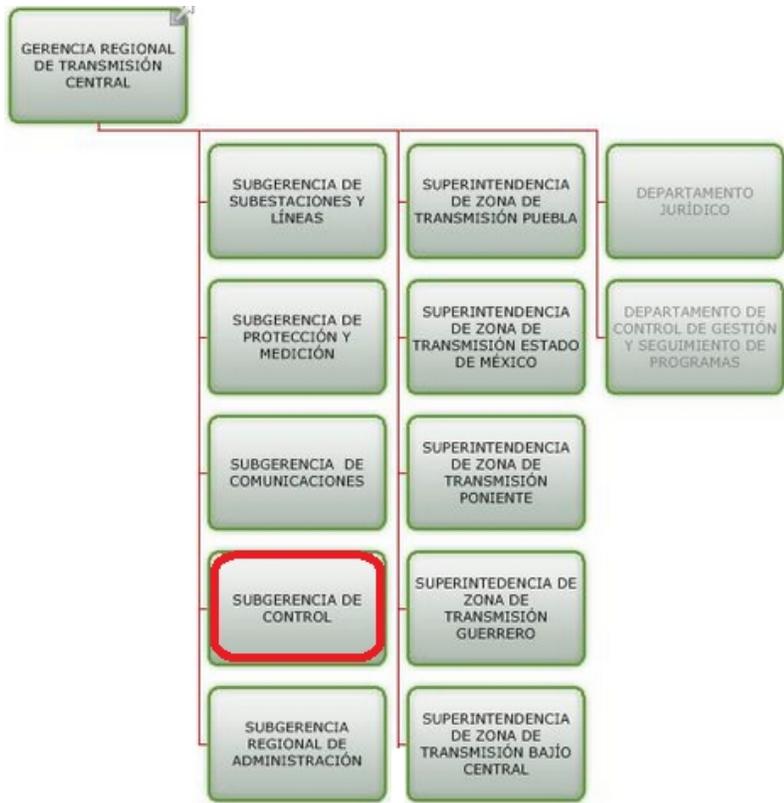
Organigrama 1. Dirección General. Febrero 2015, por la Unidad de Desarrollo Organizacional y Evaluación CFE
Del cual se desprenden los siguientes organigramas.



Organigrama 2. Dirección de Operación. Febrero 2015, por la Unidad de Desarrollo Organizacional y Evaluación CFE



Organigrama 3. Subdirección de Transmisión. Febrero 2015, por la Unidad de Desarrollo Organizacional y Evaluación CFE



Organigrama 4. GRTC. Febrero 2015, por la Unidad de Desarrollo Organizacional y Evaluación CFE

1.6 DEPARTAMENTO DE CONTROL.

El departamento de control es parte de la Subdirección de Control que se desprende de la Subdirección de Transmisión, perteneciente a la Gerencia Regional de Transmisión Central, y es la encargada de Coordinar la aplicación de las políticas, estrategias y especificaciones en control, Coordina el análisis de las estadísticas de falla de comportamiento de equipos y sistemas de control para identificar anticipadamente problemáticas futuras y desarrollar alternativas de solución en corto plazo.

La ingeniería de control ha desempeñado un papel importante en el avance de la industrialización, ya que proporcionan el funcionamiento óptimo de sistemas dinámicos, liberando la complejidad de muchas rutinas, de las tareas manuales repetitivas, disminuir los errores humanos y abaratar los costos de producción.

La generación de energía eléctrica, la transmisión y distribución a crecido conforme a la demanda del país lo solicita, y como consecuencia de lo mismo estos sistemas han crecido en complejidad tanto en mantenimiento como en su operación. Por lo anterior se avisto en la necesidad de controlar estas instalaciones en forma remota y centralizar esta información en un lugar adecuado.

Las funciones de control son usadas continuamente en una subestación y son parte fundamental dentro de las funciones requeridas de un Sistema de Automatización de Subestaciones. El punto de partida o requisito principal para que las funciones de control tengan lugar, es el correcto desenvolvimiento de las funciones de monitoreo y supervisión.

Por lo cual el departamento de control surgió de esta necesidad adoptando el modelo de control supervisorio que fue diseñado con la finalidad de obtener la información y control de las instalaciones de un sistema eléctrico a control remoto desde una central como estación maestra, mediante la cual se pueden ejecutar controles para la apertura o cierres de interruptores, adquisición de señales analógicas como voltajes, amperes, kilowatts, y adquisición digital como señalización de estados que guardan los interruptores y/o cuchillas, al igual que obtenemos la información de alarmas y protecciones de los diferentes dispositivos que cuenta la subestación. Todo esto con el fin de proporcionar un mejor servicio y a su vez prever fallas en las subestaciones.

El departamento de Control es el encargado de explotar toda la información que puede ser obtenida de los diferentes equipos que se encuentran dentro de una instalación, entiéndase: Interruptores, Cuchillas, Transformadores, Relevadores de Protección, Equipo de Comunicaciones, etc.

La explotación de la información puede ser de manera automática a través de un sistema SCADA o simplemente proveer el medio para la conexión con los diferentes equipos de manera remota.

Se encarga también de asegurar la disponibilidad de servicios propios tanto de directa como de alterna, dando mantenimiento preventivo a los cargadores de batería y verificando el arranque automático de la planta de emergencia así como la transferencia entre el transformador de servicios propios y la máquina de emergencia y viceversa.

Las funciones de control generalmente son desarrolladas a través de la interfaz Hombre – Máquina (IHM) y pueden ser realizadas localmente en un nivel de bahía y de subestación o remotamente en un nivel de superior.

A través de estas funciones el operador adquiere la capacidad de controlar todos los estados del proceso de transformación y distribución de energía para lograr que dicho proceso se realice en condiciones óptimas y fáciles sin poner en riesgo al personal de estación. El llevar a cabo la instalación de un Sistema de Control Supervisorio en las instalaciones de CFE otorga claramente al personal operativo las siguientes ventajas:

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

CAPÍTULO 2: ANTECEDENTES SUBESTACIÓN REMEDIOS.

La S.E. Remedios es del tipo intemperie y fue puesta en servicio en Septiembre de 1964 por la extinta compañía Luz y Fuerza del Centro y Comisión Federal de Electricidad asume la responsabilidad de la instalación en Octubre de 2009.

Las Subestaciones Eléctricas son los componentes de los Sistemas Eléctricos de Potencia en donde se modifican los parámetros de tensión y corriente de acuerdo a las necesidades del medio, sirven además de punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Derivado de la importancia que tiene la operación de las Subestaciones de Potencia, así como la diversidad y complejidad de actividades que intervienen en este proceso, se hace necesario el establecimiento de métodos de trabajos normalizados que garanticen una operación confiable de estas instalaciones.

2.1 LOCALIZACIÓN.

La S.E. Remedios se encuentra ubicada en el municipio de Naucalpan de Juárez Estado de México, av. Alcanfores s/n col. Jardines de San Mateo, C.P. 53240 a una latitud de 19°29'15.570" al Norte y una longitud de 99°15'5.649" al Oeste.

Se tiene acceso vía terrestre a la Subestación Eléctrica, viniendo de la av. Manuel Ávila Camacho (Periférico Norte) de norte a sur o de sur a norte, se tiene que tomar la salida para la Av. Lomas Verdes con dirección al parque de Naucalli, terminando el parque se incorporan a la calle boulevard de la Santa Cruz, se regresa en U en el primer retorno hasta llegar a la Av. Alcanfores, llegando ahí se incorpora a la derecha sobre esa avenida se recorren 600 mts. Aproximadamente para llegar al predio de la instalación que se encuentra del lado izquierdo.

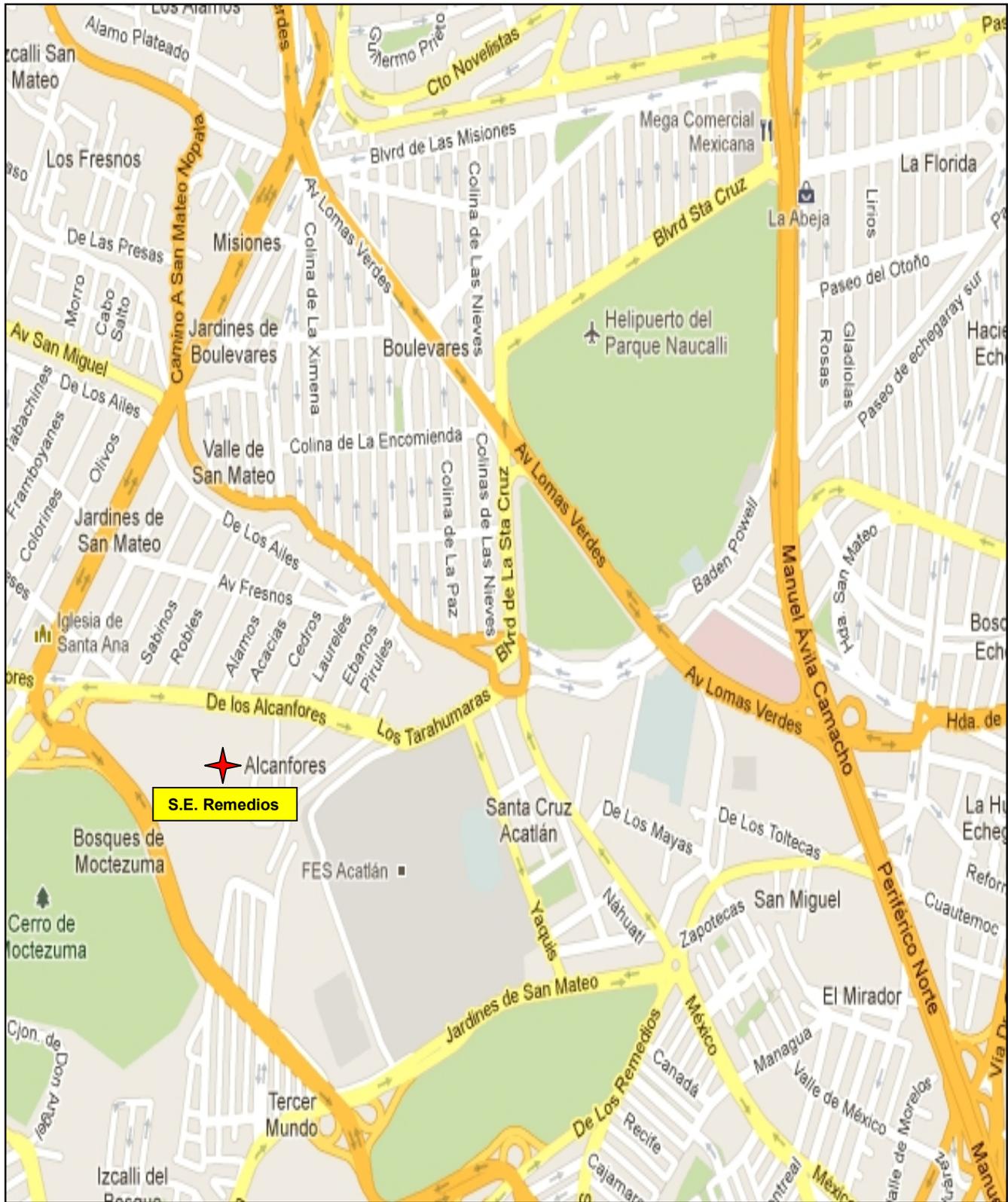


Ilustración 1. Google Maps 2015.

La S.E. Remedios también se encarga de reducir el nivel de tensión de 230 KV's a los voltajes de 85 y 23 KV's, siendo el voltaje de 85 KV's el más importante por la zona industrial que alimenta y las subestaciones del Proceso de Distribución a las que les entrega la energía.

RED 85KV

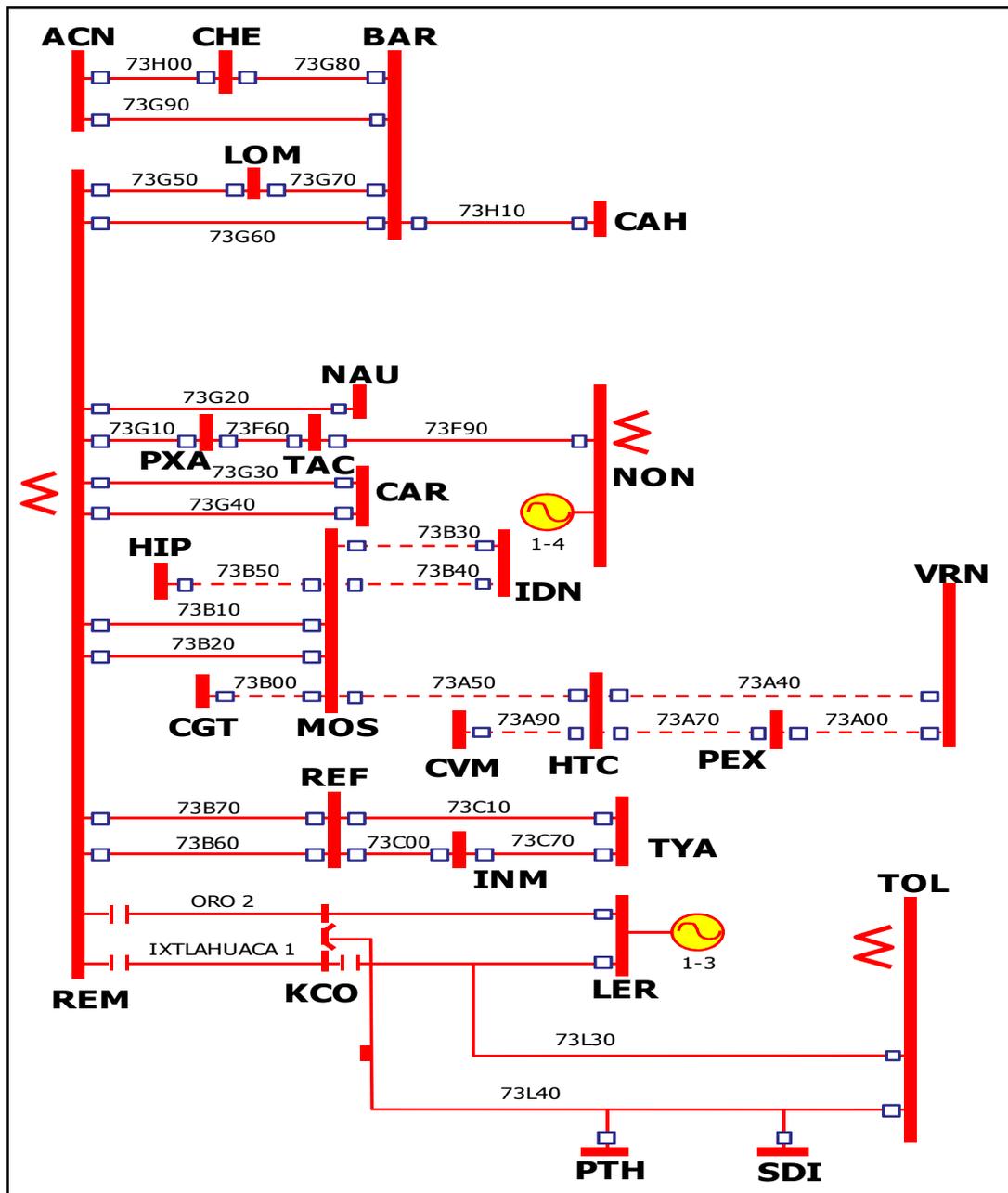


Ilustración 3. Parte de anillo 85kv. Distribución CFE

El voltaje de 23kV's se entrega directamente a la red de distribución para alimentar de energía eléctrica a gran parte de la zona del municipio de Naucalpan y Huixquilucan.

La subestación entro en operación en la década de los 60 con una carga de 744 MVA. La capacidad eléctrica de la S.E. Remedios actual está determinada por las características de los bancos de transformación.

Se cuenta con 9 bancos de transformación trifásicos, 6 de ellos cuentan con una capacidad de 100 MVA por cada uno, una relación de 230/85 KV's y una conexión de estrella-delta. Los otros 3 con una capacidad de 60 MVA por cada uno, una relación de 230/23 KV's y una conexión de estrella-estrella; teniendo con esto una capacidad total instalada de 780 KV's y una relación de transformación de 230/85/23 KV's.

El arreglo con el que cuenta la S.E. Remedios del lado de 230 y 85 KV's es de doble barra con interruptor de amarre y del lado de 23 KV's es en anillo. Tiene un total de 11 Líneas de Transmisión de 230 KV's, 10 Líneas de Sub-transmisión de 85 KV's y 12 Alimentadores de 23 KV's.

Líneas de Transmisión de 230 KV's

- 1.- REM-93G00-ELV (El Vidrio)
- 2.- REM-93G10-LVE (Lomas Verdes)
- 3.- REM-93G20-CFD (Cofradía)
- 4.- REM-93G30-AZC 1 (Azcapotzalco 1)
- 5.- REM-93G40-AZC 2 (Azcapotzalco 2)
- 6.- REM-93G50-TDK (Toluca Dos Mil)
- 7.- REM-93G60-CTD (Contadero)
- 8.- REM-93G70-HQL (Huixquilucan)
- 9.- REM-93210-NOP 1 (Nopala 1)
- 10.- REM-93220-NOP 2 (Nopala 2)
- 11.- REM-93230-NOP 3 (Nopala 3)

Líneas de Sub-transmisión de 85 KV's

- 1.- REM-73G10-PXA (Pemex-Azcapotzalco)
2. - REM-73G20-NAU (Naucalpan)
- 3.- REM-73G30-CAR 1 (Careaga 1)
- 4.- REM-73G40-CAR 2 (Careaga 2)
- 5.- REM-73G50-LOM (La Loma)
- 6.- REM-73G60-BAR (Barrientos)
- 7.- REM-73B10-MOS 1 (Morales 1)
- 8.- REM-73B20-MOS 2 (Morales 2)
- 9.- REM-73B60-REF 1 (Reforma 1)
- 10.- REM-73B70-REF 2 (Reforma 2)

Alimentadores de 23 KV's

- 1.- REM-53010-San Mateo
- 2.- REM-53020-Lomas Verdes
- 3.- REM-53030-Las Huertas
- 4.- REM-53040-Naucalpan Centro
- 5.- REM-53050-Lomas de San Agustín
- 6.- REM-53060-Totolinga
- 7.- REM-53070-San Luis Tlailco
- 8.- REM-53080-Colonial Satélite
- 9.- REM-53090-Los Remedios
- 10.- REM-53110-Cd. Satélite Poniente
- 11.- REM-53120-Boulevares
- 12.- REM-53130-Cd. Satélite Oriente

2.2.1 DIAGRAMAS UNIFILARES.

Diagrama unifilar de equipo eléctrico.

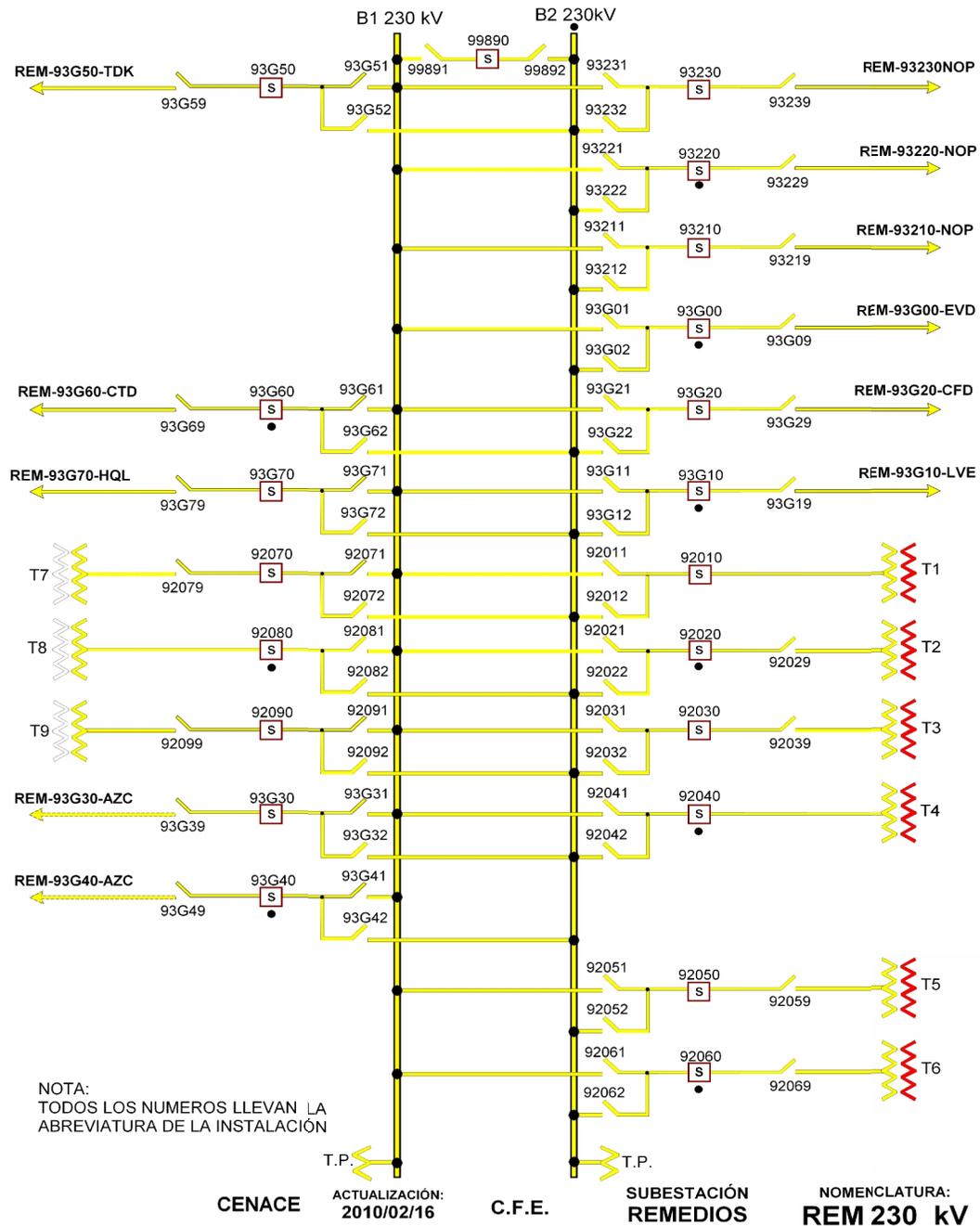
El diagrama unifilar de equipo eléctrico primario, debe presentar la nomenclatura y las características principales del equipo eléctrico, así como la disposición de los buses/barras colectoras y las bahías de líneas de equipos. Se presentará respetando la localización y arreglo físico de los equipos dentro de la instalación.

La nomenclatura utilizada en la subestación esta normada de acuerdo a CFE apegada a la normativa ANSI, descrita a continuación:

Nomenclatura.	Aplicación.
5	Tensiones menores de 44 KV.
7	Tensiones mayores a 44KV y hasta 161KV.
9	Tensiones mayores a 161 KV y hasta 230 KV.
A	Tensiones de 400 KV.

“DIAGRAMAS UNIFILARES DE LA S.E. REMEDIOS”

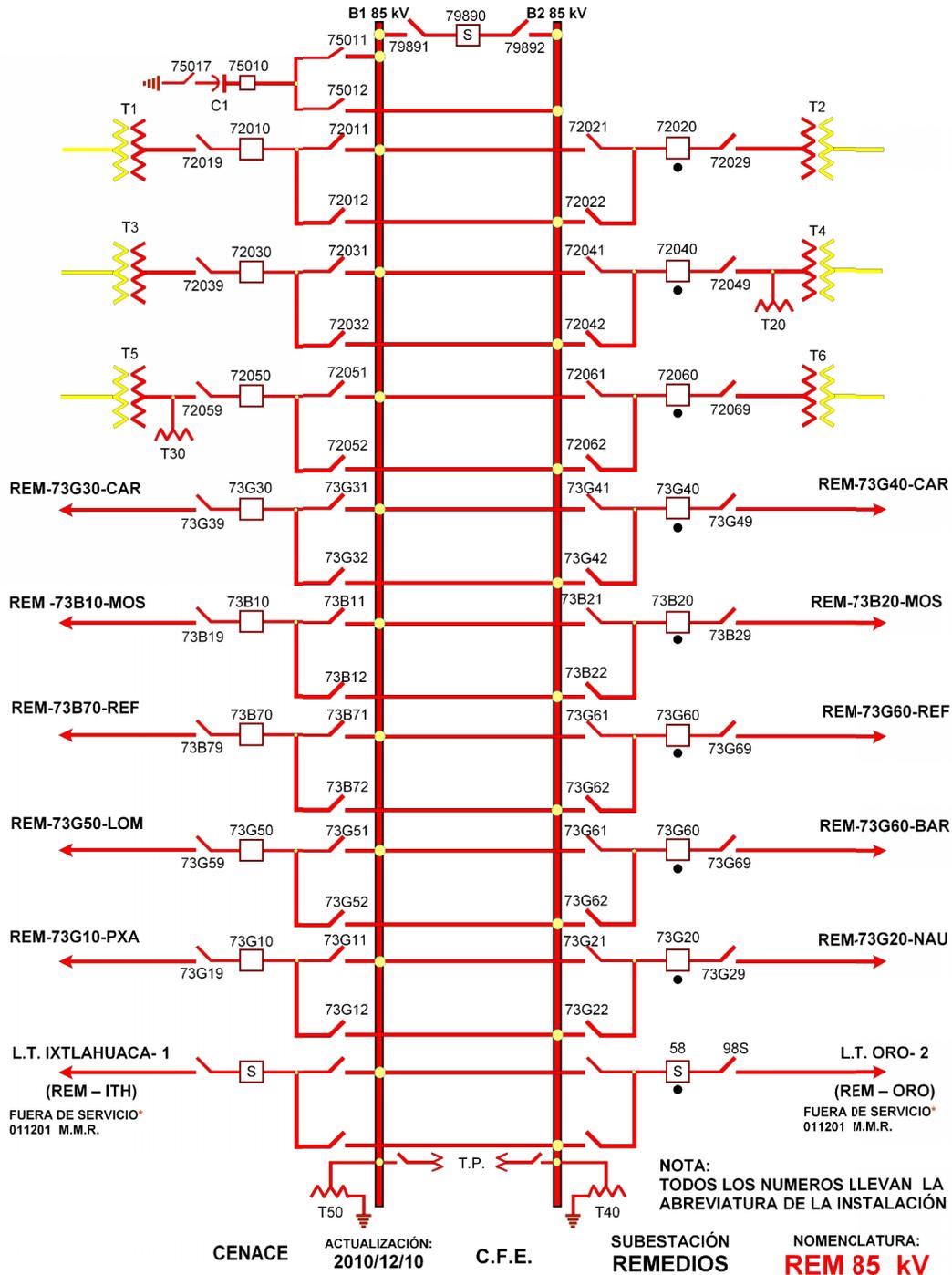
Diagramas de 230 kV. Con Nomenclatura Actual.



Unifilar 1. Diagrama Subestación Remedios 230kV. 2010, por el CENACE.

“DIAGRAMAS UNIFILARES DE LA S.E. REMEDIOS”

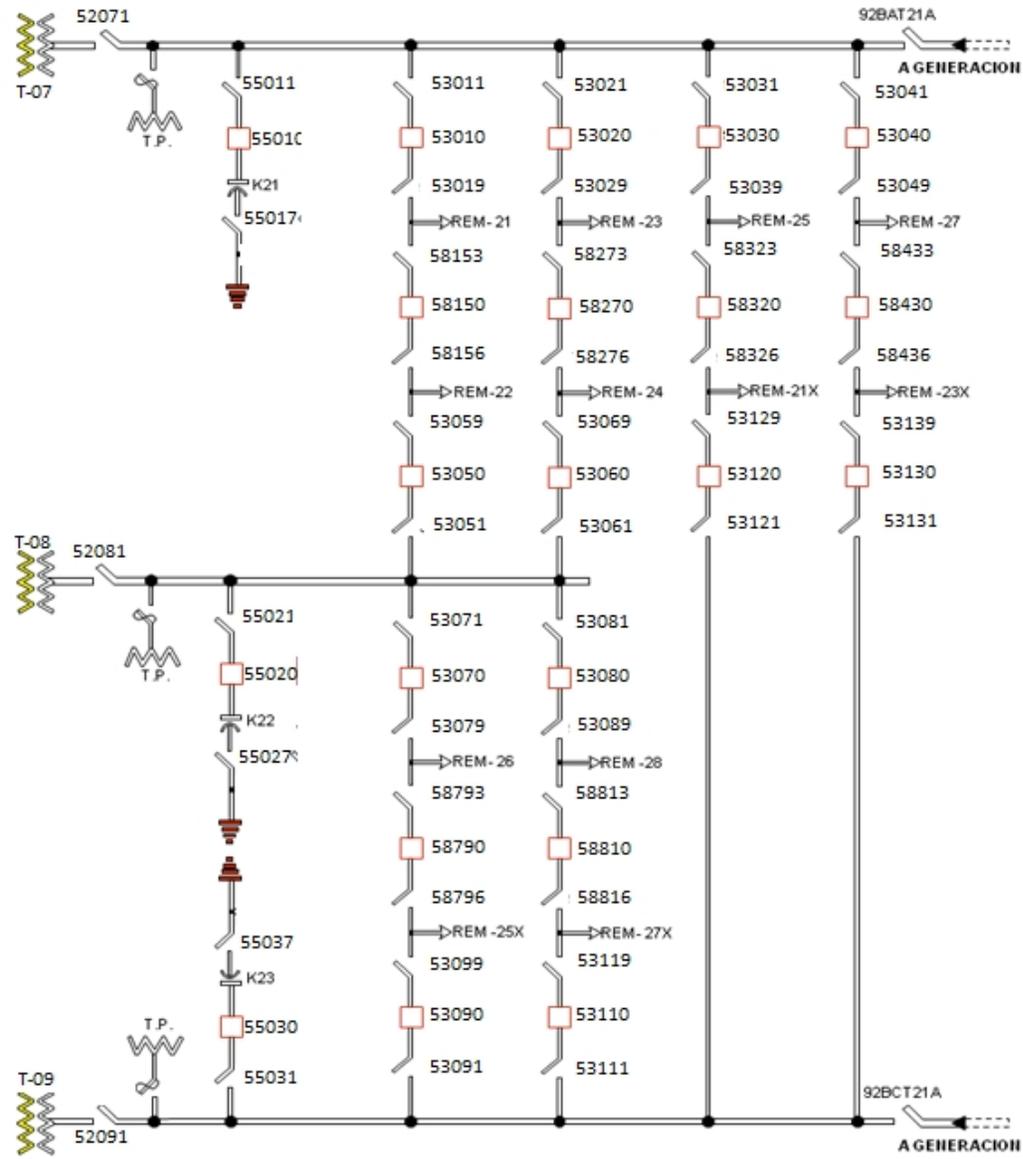
Diagramas de 85 kV. Con Nomenclatura Actual.



Unifilar 2. Diagrama Subestación Remedios 85kV. 2010, por el CENACE.

“DIAGRAMAS UNIFILARES DE LA S.E. REMEDIOS”

Diagramas de 23 kV. Con Nomenclatura Actual.



NOTA:
AL NOMBRE DE LOS EQUIPOS LE SIGUE EL
NOMBRE DEL CIRCUITO AL QUE PERTENECE

ACTUALIZACIÓN: 2006/11/10 **REVISOR:** G.V.C. **DIBUJO:** M.G.B. **SUBESTACIÓN:** REMEDIOS **NOMENCLATURA:** REM 23 kV

Unifilar 3. Diagrama Subestación Remedios 23kV. 2014 Distribución, actualización Pedro Carrasco.

2.2.2 EQUIPO DE CONTROL.

El departamento de control se encarga de obtener toda la información de los equipos eléctrico primario, equipo de protecciones, comunicaciones para que sea monitoreada a través de Unidades Terminales Remotas, SICLE's.

Como una definición muy simple podemos decir que los equipos de control nos permite realizar funciones de protección, medición y supervisión, pero con la gran ventaja de que se incluye todo un sistema de comunicaciones entre la Subestación, la Red de Potencia y los niveles jerárquicos con la finalidad de optimizar el manejo de los recursos de capital y reducir los costos de operación y mantenimiento con una mínima intervención de operadores.

Para estos fines se incluyen elementos inteligentes que permiten obtener acceso local y remoto al Sistema de Potencia y con esto poseer la capacidad de realizar funciones manuales, remotas o automáticas y obtener registros de todos los fenómenos que ocurren en la Red Eléctrica.

La automatización de subestaciones requiere ser manejada desde 3 niveles diferentes, con el afán de tener un control jerárquico exhaustivo de todos los componentes, tanto de campo, como de control y supervisión ya en los niveles superiores; los niveles establecidos son:

- Nivel 0.- Equipo de Potencia (equipo de patio)
- Nivel 1.- Nivel de Bahía
- Nivel 2.- Nivel de Estación.

- *Nivel 0* comprende:
 - Conexiones de cableado físico hacia el equipo primario.
 - Switch auxiliares que indican la posición de los instrumentos de interrupción.
 - Relés de control con bobinas asociadas para transferir comandos en operaciones de interrupción mecánica; o DEI's.
 - Conexión de transformadores de corriente o de potencial convencional o electro – ópticos para mediciones de voltaje y corriente.
 - Sensores para medición de magnitudes no eléctricas como: densidad de gas, presión de gas y aceite, temperaturas, vibraciones, etc. que proveen al sistema de automatización señales eléctricas o mensajes seriales para su aprovechamiento.

➤ Nivel 1 comprende:

Físicamente el nivel de bahía se encuentra cerca del equipo de campo. Podemos identificar dos casos importantes:

- En el caso de equipo de medio voltaje, el nivel de bahía es el cubículo de medio voltaje, dentro del cual se puede incorporar DEI's de control y protección con el objetivo de ahorrar materiales que en vano se utilizaría en la instalación de otro cubículo para DEI's. Los DEI incorporados en la IHM pueden ser utilizados directamente para la operación correcta de la bahía.

➤ Nivel 2 comprende:

- El nivel de estación utiliza a la interfaz hombre – máquina (IHM) como el lugar central para la operación de la subestación. Este nivel esta generalmente ubicado en una sala central protegida contra la interferencia electromagnética generada por el equipo de campo. En este nivel se encuentran ubicados elementos como: hardware para propósitos generales, pantallas de visualización de información e impresoras; este equipo requiere de la alimentación de corriente alterna (CA) que debe ser suministrada desde una fuente ininterrumpida de potencia (UPS), así como también necesita operar en condiciones ambientales adecuadas (principalmente la temperatura). Entonces, todo el manejo general y las funciones de supervisión como registro e impresión de eventos, archivo y almacenamiento de datos históricos, está ubicado en el nivel de estación, así como las funciones automáticas de nivel de estación más completas pueden ser fácilmente implementadas en poderosos computadores de propósitos generales, que no necesitan más que la capacidad de instalar el software adecuado y manejarlo con la rapidez requerida.

Los equipos con los que contaba la subestación Remedios antes de ser modernizada era una UTR clásica que no trabaja con Subsistemas, los equipos eran los siguientes.

La S.E. Remedios era telecontrolada mediante 2 UTR SAINCO Modelo SAITEL 2000 una para el área de 230/85(REM A) y otra para el área 23(REM B); reportando a 2 maestras SICRAD Y SITRACEN por protocolo CONITEL.

Imagen 1

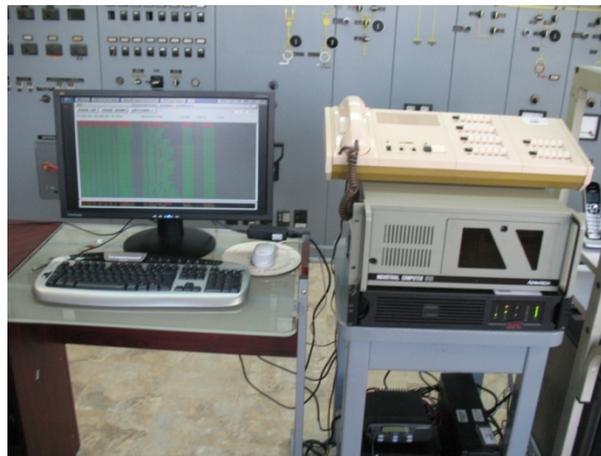


Imagen 2



Se contaba con una Consola de Control Local de marca ADVANTECH que contaba con un mímico grafico para el Control Remoto de Interruptor y Cuchillas de la Subestación.

Imagen 3



Dada su antigüedad en noviembre de 2011 se comienza con la remodelación de dicha UTR así como también de toda la S.E. mediante un SICLE para que la obtención de la información pudiera ser de manera digital, o analógica a través de un sistema SCADA y proveer el medio para la conexión con los diferentes centros de despacho de energía eléctrica CENACE.

El llevar a cabo la instalación de un Sistema de Control Supervisorio en las instalaciones de CFE otorga claramente al personal operativo las siguientes ventajas:

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

La evolución en estos sistemas hizo cambiar la anterior tipo de remota por una nueva que es conocida como Servidor SCADA que si cuenta con subsistemas y otras cualidades que se describirán a continuación:

SICLE, es un sistema de control y adquisición de datos basados en “subsistemas” localizados en forma distribuida. Y sus siglas significan Sistema de Información y Control Local de Estación. Los Subsistemas, son sistemas que pueden ser inteligentes o no, pero que realizan la misma función y el resultado de su actividad lo entregan a un sistema más grande en este caso al SICLE.

Algunos ejemplos de Subsistemas son:

- Subsistemas Remotos (SSR) y/o MCAD.
- Cadena de Multimedidores.
- Cadena de Relevadores(Protecciones) GE Y SEL
- Cadena de equipos de Monitoreo de Gases en Transformadores como Calisto y Dynamics.

2.3 SISTEMA DE INFORMACIÓN Y CONTROL LOCAL DE ESTACIÓN (SICLE).

Considerando los crecimientos y requerimientos de la demanda eléctrica, se genera la necesidad de contar con un "Sistema de Información y Control local de Estación " (SICLE), que permita la operación Local y Remota de los equipos asociados a una Instalación Eléctrica, así como la integración de las funciones de información, supervisión, protección, medición, registro de eventos, comunicaciones, etc. Los cuales coadyuvan al aprovechamiento de recursos y al manejo estadístico e histórico de los procesos, obteniendo un valor agregado con la conveniente explotación de información dentro de los programas de crecimiento, modernización y mantenimiento en nuestras instalaciones eléctricas.

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 supervisorio. La mayoría de estos, sin embargo, eran de una u otra clase (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 monitoreaba 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.

El concepto de SICLE (Sistema de Información y Control Local de Estación) surge aproximadamente en febrero de 1994 como un esfuerzo de CFE para integrar en un solo sistema de información varias tecnologías que anteriormente se encontraban divorciadas. Los sistemas tradicionales de Control Supervisorio concentran los datos de las instalaciones (Subestaciones, Plantas, etc.), adquiridos a través de UTRs, en Estaciones Maestras basadas en computadoras localizadas en los Centros de Control como se muestra la figura 1.

Con esta herramienta el personal puede tomar acertadas decisiones con respecto a la operación del Sistema Eléctrico e incluso enviar comandos de Apertura/Cierre sobre los interruptores de potencia de las Subestaciones.

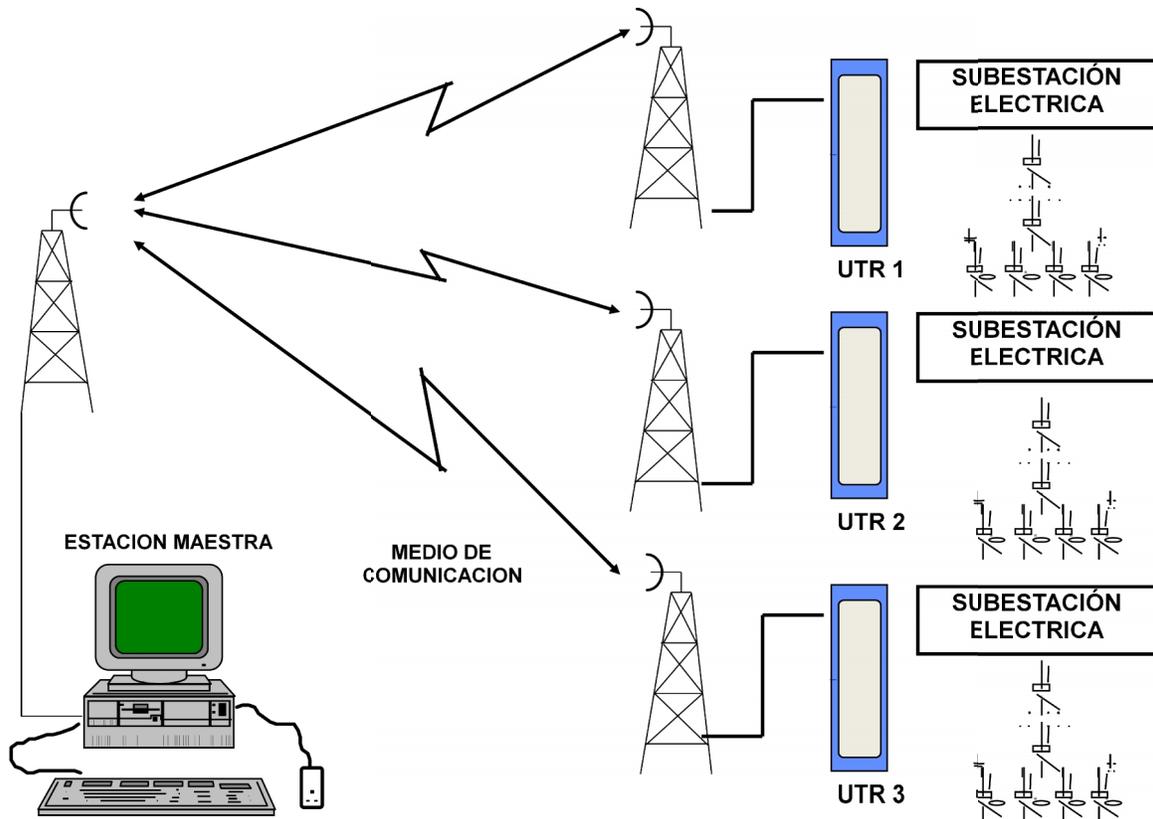


Figura 1 SICLE simple, de Pedro Carrasco.

Dentro del equipamiento estándar de una Subestación se encuentran los OPGs (también llamados Registradores de Fallas), Relevadores de Protección Electrónicos, Localizadores de Fallas, Registradores de Eventos y, más recientemente, los PLC's y Multi-Medidores. Todos estos equipos están dotados con puertos de comunicación que permiten su conexión con computadoras o equipos de procesamiento de datos para su configuración y así poder ajustarlos y recolectar los datos que nos ofrecen por medio de Computadores portátiles en forma local.

Dicho esto, podemos ahora concebir al SICLE como el concepto que pretende integrar toda esta gama de dispositivos, con sus funciones e información inherentes, en un solo sistema, mejorando en gran medida a los esquemas tradicionales de Control Supervisorio.

No podemos decir que se trata de algo nuevo, ya que siguen vigentes todos los principios de la Teoría del Control Supervisorio tradicional, pero sí destacar las

ventajas que se obtienen al integrar todos los equipos inteligentes instalados en las Subestaciones en un solo sistema de información y control.

La totalidad de las funciones de un sistema de Control Supervisorio tradicional (monitoreo y control remoto de subestaciones) son solamente un sub-conjunto de las funciones del SICLE.

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 hidro-eléctrica 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 (Supervisory Control And Data Acquisition). 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 Interface 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. Rara vez el tiempo de entrega es menor de 2 años.

No obstante los diferentes tipos de control supervisorio, podemos afirmar que todos comparten los fundamentos de la teoría del control supervisorio y que cada tipo no es más que una sofisticación de su predecesor. 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". Como se muestra en la figura 2:

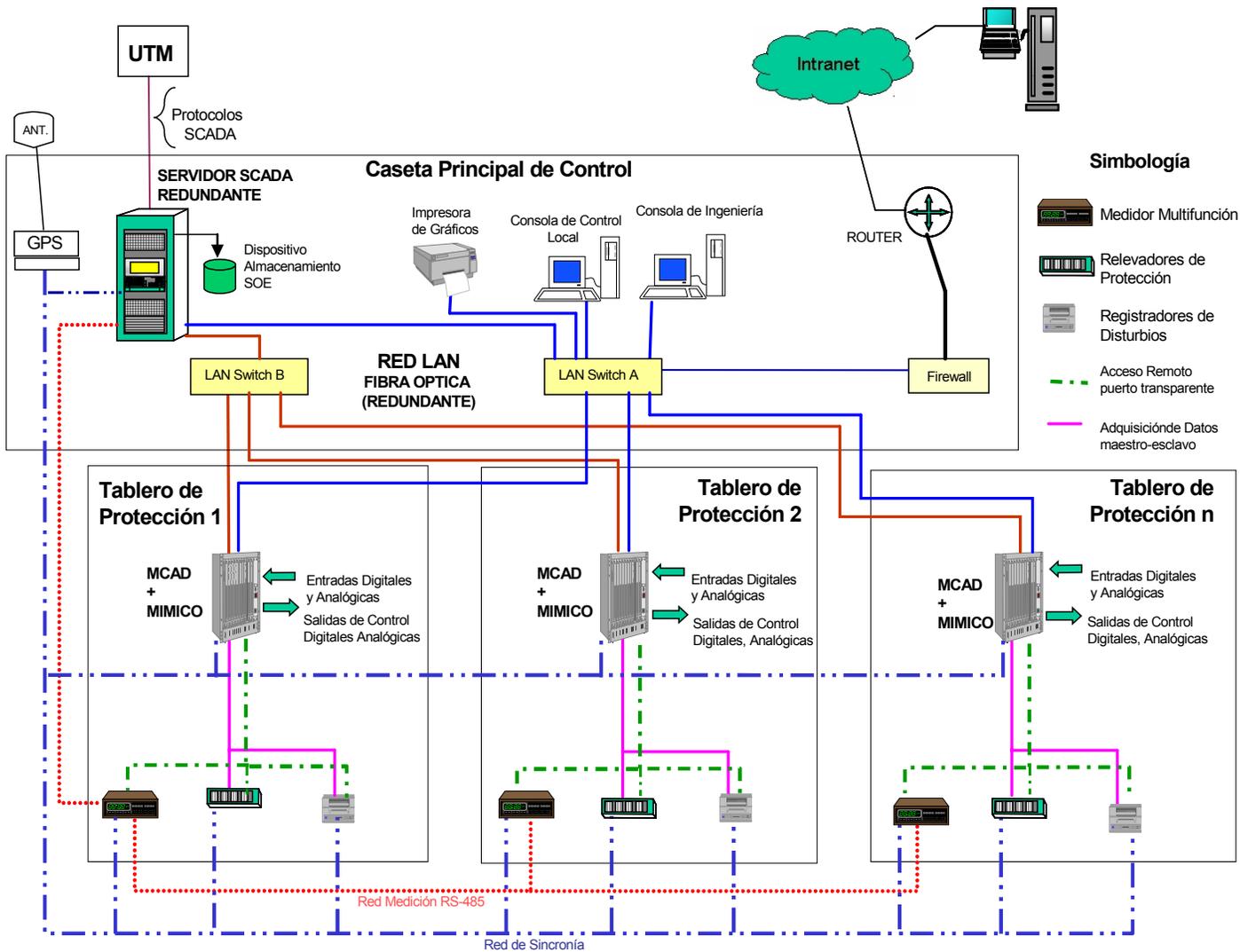


Figura 2. Diagrama SICLE. Manual Curso SICLE CFE 2011

2.3.1 ESQUEMAS DE CONTROL SUPERVISORIO.

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 sub-estaciones 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 monitorear 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. Existen diversos esquemas de control supervisorio; a continuación se describen los esquemas de Control Supervisorio más empleados en CFE:

- **Subestación no monitoreada.**
Consiste en una subestación que no tiene Control Supervisorio, es decir, su operación no se controla desde un área o Subarea de control. Por lo general son subestaciones de distribución de baja capacidad, cuya operación no impacta a la del sistema eléctrico nacional. Por ejemplo subestaciones rurales.
- **Subestación como Submaestra.**
Consiste en una subestación, cuyo sistema de Control Supervisorio permite concentrar la información de otros sistemas de control (UTR de poste), después enviarla a un área o Subarea de control. Permite seccionar áreas geográficas.
- **Subestación que reporta a una Subarea de Control.**
Son subestaciones que reportan su operación a una Subarea de Control regional, misma que sirve como filtro para enviar información seleccionada al Área de Control Central.
- **Subestación que reporta a un Área de Control.-**
Son subestaciones cuya ubicación geográfica permiten el envío directo de la información de su operación a un Área de Control Central.

2.3.2 SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA).

El origen de la palabra “SCADA” proviene de las primeras letras del término “Supervisory Control and Data Acquisition”, que en nuestro idioma significa “Control Supervisorio y Adquisición de Datos”, que es una aplicación de software especialmente diseñada para proveer comunicación con dispositivos de campo y permitir que un operador controle un proceso de forma automática desde la pantalla de una estación de supervisión. Además, proporciona toda la información que se genera en el proceso constructivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros usuarios dentro de la misma empresa.

Hubo indudablemente muchos métodos de control remoto inventados por los pioneros del campo del Control Supervisorio. Seguramente, los sistemas SCADA 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.

El SCADA hace innecesario que un operador tenga que hacer visitas frecuentes a un punto lejano cuando dicho punto remoto puede ser operado normalmente en un punto centralizado. Por tal motivo, en el mismo se incluye la interfaz del operador y la manipulación de datos relacionados con la aplicación, sin limitaciones. Estos sistemas efectúan tareas de supervisión y gestión de alarmas, así tratamiento de datos y control de procesos. La comunicación se realiza mediante buses especiales o redes LAN. Todo se ejecuta normalmente en tiempo real y están diseñados para dar al operador la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos de manera remota.

Algunos fabricantes desarrollan paquetes de software que ellos llaman SCADA, los cuales se utilizan muy frecuentemente como sistemas SCADA, aunque sean solo una parte del sistema total. En resumen, se le denomina “Sistema SCADA” al conjunto de software, hardware y a las comunicaciones que se utilizan para recolectar datos desde uno o más puntos distantes, y/o ejecutar comandos de control hacia esos mismos puntos.

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 monitorear 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 el caso de las redes eléctricas, se requiere del supervisor para monitorear las condiciones de la red y así mismo 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 y 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.

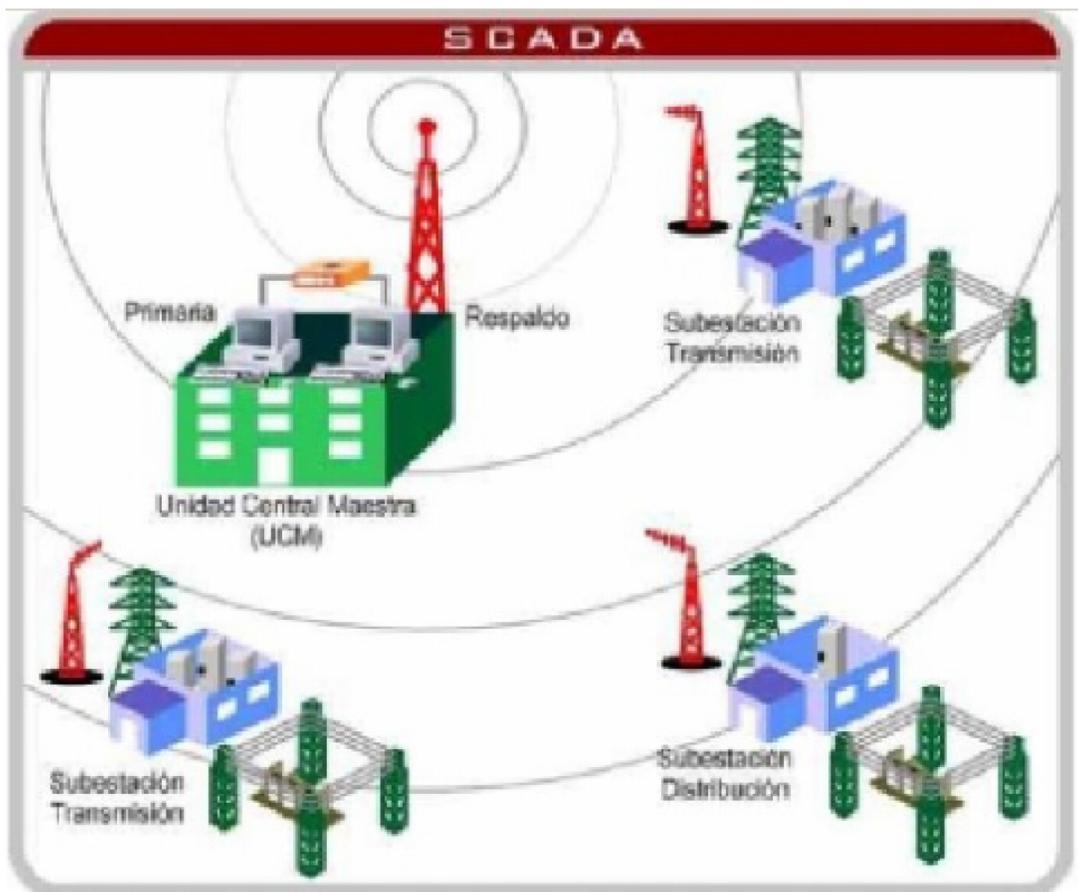


Figura 3. SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition. Research Triangle Park ISA, 1999

2.3.3 ELEMENTOS DE SISTEMA SCADA EN CFE.

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

- Una entidad llamada Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), que es la responsable de llevar el control a distancia de la operación de la red eléctrica nacional, la cual, a su vez, se regionaliza a través de Áreas y Subarea de Control
- Unidades Terminales Remotas (UTR's), que también pueden ser Subsistemas Remotos, equipos SISCO PROMM.
- Infraestructura de comunicaciones (Fibra óptica, equipos OPLAT, microondas, radiofrecuencia, líneas telefónicas y enlaces rentados a TELMEX).
- Protocolos de comunicación (DNP 3.0, Harris, Indactic 33, Fuji, Conitel 2020, etc.)
- Bases de datos a nivel superior.

2.3.3.1 UNIDAD TERMINAL REMOTA (UTR.)

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

Contiene Módulos Distribuidos (los necesarios para cubrir la totalidad de puntos a Supervisar/Controlar y su ubicación dentro de la Subestación) que van conectados a un concentrador. El concentrador interroga secuencialmente a los Módulos Distribuidos y almacena la información recopilada en una Base de Datos "Virtual" para reportarla a través de la red Ethernet y a las Estaciones Maestras de Nivel Superior. Se pueden manejar simultáneamente varios protocolos de Nivel Superior a velocidades configurables en el rango de 1200 a 19200 bps como mínimo. Cuando se requiera, se pueden emular varias direcciones a nivel superior. Los módulos distribuidos son similares a una UTR convencional con la diferencia que tienen integradas 2 funciones adicionales:

- SECUENCIA DE EVENTOS que hace una exploración de todas las Entradas Digitales cada milisegundo y al detectar algún cambio de estado lo almacena junto con la estampa de tiempo (hora del evento con una resolución de 1 ms) y es reportado a las Estaciones Maestras cuando lo soliciten. Cabe hacer notar que para aprovechar esta función el protocolo de comunicaciones con la EM debe soportar la función SOE.

- PLC que permite implementar Secuencias de Automatización de manera que una o varias Salidas de Control sean activadas en base a los Estados o Valores de puntos de entrada Digitales o Analógicos y también en base a Temporizadores Internos. La manera de programar estas secuencias es generalmente utilizando Diagramas de Escalera o Ecuaciones Booleanas.

2.3.3.2 CANALES DE COMUNICACIÓN.

Uno de los componentes característicos de la Estación Maestra son los Canales de Comunicación. Estos están constituidos por uno o varios controladores de comunicaciones inteligentes (para descargar de trabajo a la EM), con varios puertos seriales y sus respectivos Módems. Estos canales son para comunicarse con las UTRs. El término “Canal de Comunicaciones” 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 del radio (transmisión/recepción), denominada PTT (Push-to-Talk). El 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.

2.3.3.3 UNIDAD TERMINAL MAESTRA. (UTM)

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

Se puede decir que la UTM es básicamente una Estación Maestra Local formada por una Computadora Principal con su Monitor, Teclado y Ratón y otra similar de Respaldo, así como 2 Impresoras (la de Eventos y la de Reportes), una UPS y adicionalmente un Puerto de Comunicaciones TCP/IP que permite conectarse con una Terminal desde lugares distantes y "entrar en sesión" para tener acceso al SICLE como si estuviéramos en la Subestación. A este respecto debemos indicar que una sola consola remota sería necesaria para conectarse a varios SICLE's y que un solo puerto TCP/IP podría dar servicio a "n" Consolas Remotas más no simultáneamente.



Imagen 4

La UTM puede desplegar toda la información que proviene de la UTR y DEI's/MCAD y es posible enviar comandos de control a las UTRs y configurar los dispositivos conectados al SSPM (Sub-Sistema de Protección y Medición).

Al igual que cualquier Estación Maestra, imprime todos los eventos que ocurren en la subestación, pero también está en coordinación con la UTR para saber cuándo una orden de Apertura o Cierre llega desde las IHM y no generar una Alarma por Cambio de Estado. En este caso, en la Impresora de Eventos se registra que dicho cambio fue ordenado por una Maestra de Nivel Superior.

2.3.3.4 INTERFAZ HOMBRE MAQUINA (IHM)

Los programas de aplicación de la interfaz Hombre-Máquina, habilita al operador para ver el estado del sistema, solicitar reporte de cambio de estados y valores de mediciones, así como modificar la configuración del sistema de energía. El software de la Interfaz Hombre-Máquina representa la mayor parte del total del software haciéndolo difícil manejarlo de manera aislada.

Por ejemplo, la base de datos, puede tener los enlaces para habilitar al operador a cambiar el valor de un punto de estado cambiando el atributo del punto de abierto a cerrado. La función del control supervisorio responde cuando el operador requiere abrir o cerrar un dispositivo de switch (interruptor), entonces la base de datos se modifica como reflejo de estas acciones.

Algunas de las funciones de la interfaz Hombre-Máquina son las siguientes:

- Habilita llamar una página por medio de un número de desplegado, nombre de menú o punto dinámico.
- Habilita una completa visualización de la información de la base de datos.
- Habilita la creación o edición de desplegados.
- Habilita la adición o cancelación de puntos del sistema.
- Habilita el uso de opciones para los desplegados tales como recorrido, acercamiento (zoom) utilizadas en sistemas de gráficas completos (full graphics).
- Habilita el control de los programas del sistema por inhabilitación, inicio manual o reprogramación de ellos.

2.3.3.5 MÓDULOS DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS (MCAD).

Este equipo tiene como función principal la supervisión control y adquisición de datos provenientes de los equipos eléctricos primarios, DEI's y equipo auxiliar de subestaciones, así como indicaciones, alarmas y mediciones de acuerdo a su tecnología para el monitoreo y control de la subestación.

La interpretación y ejecución de comandos de control provenientes de la CCL, CI y servidor SCADA, así como el control local de la bahía (interruptores y cuchillas) a través de los pantallas micro procesados, además debe discriminar y almacenar en el registro histórico de eventos la procedencia del control ejecutado. Ejecución de automatismos locales, manejo de variables calculadas y puntos lógicos (analógicos, digitales y de control) para la implementación de rutinas de control como son: permisivos (interlocks).

2.3.3.6 PROTOCOLO DE COMUNICACIONES.

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

- DNP 3.0
- HARRIS 5000/6000
- WESTON RECON 1-2
- CONITEL 2020

- SCADA CONSULTANTS
- FUJI
- IEC-101
- IEC-103/104
- UCA/MMS
- LEEDS & NORTHRUP CONITEL 2020

Los protocolos son acuerdos entre gente o procesos acerca de cuál puede hacer qué, a quién, y cuándo. Un protocolo es un conjunto de reglas que definen las interacciones entre dos máquinas o procesos que son similares o que tienen funciones similares. Es obvio que estas reglas deben de ser del conocimiento de todos los elementos participantes en un evento.

2.3.3.7 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 monitoreados en una subestación, establecer la información 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, el índice (varía de protocolo en protocolo), la dirección de la remota y, en caso que aplique, la dirección de la maestra, la descripción corta, en el caso de los puntos digitales el estado 0 y 1; en los analógicos el factor de escala y una descripción detallada de cada punto.

2.3.4 CONFIGURACIÓN DE UN SISTEMA TRADICIONAL

Partiendo del hecho de que nos interesa supervisar a distancia las diferentes plantas y subestaciones a nuestro cargo, diremos que las funciones básica que requerimos que desempeñe el sistema son las siguientes:

- Adquisición de Datos analógicos y digitales de todos los puntos de interés en un tiempo adecuado según las características dinámicas del sistema a ser supervisado/controlado.
- Control de Dispositivos como Interruptores, Cambiadores de TAPs, Gobernadores (Subir/Bajar), Recierres, etc., para no tener que enviar personal al sitio cuando las maniobras se desarrollan normalmente.
- Almacenamiento de información actual e histórica del comportamiento de la red eléctrica y facilidad para la generación de reportes.
- Interfaz con el operador amigable en base a monitores a color, teclados, ratones, impresoras, etc. que permita un manejo intuitivo del sistema.

- Esquema de Seguridad para dar confianza al operador que la información que ve en los monitores es confiable y que los comandos que envíe se ejecuten correctamente en el campo.
- Soporte de Comunicaciones hacia las UTRs y hacia Nivel Superior para poder enrutar la información hacia sus destinos programados.

Hardware y Software de la UTR

Las diferentes partes que forman a una Unidad Terminal Remota (UTR) y de la función que desempeña cada una de ellas. Para esto, nos auxiliaremos de la figura 4, misma que representa a una UTR en forma de diagrama de bloques. Cabe aclarar que dicha figura se aplica para fines explicativos y que la forma en que se desarrollen las funciones de la UTR va a depender de la filosofía de diseño para cada marca de equipo. De esta manera, es posible que encontremos que una UTR combina las entradas digitales y las salidas digitales en una misma tarjeta de circuito impreso.

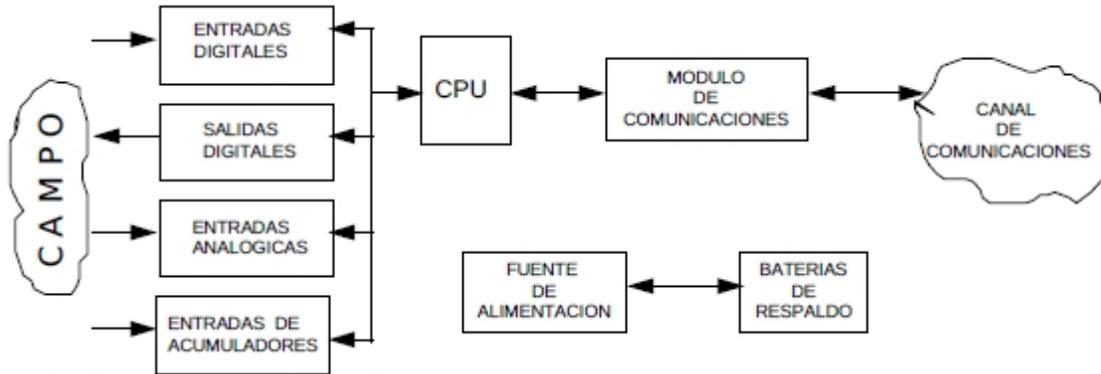


Figura 4. Diagrama Bloques UTR, Fundamento Teórico Sistema SCADA. Mendiburu, H. 2005

Entradas Digitales.

Este bloque, como su nombre lo indica, sirve de entrada a las señales digitales provenientes del campo. Son señales digitales todas aquellas que solamente tienen dos estados posibles: ALTO/BAJO, ABIERTO/CERRADO, etc. En la figura 5. Se muestra un diagrama de bloques del módulo de entradas digitales donde se indican las etapas que lo forman:

- La señal proveniente del campo es filtrada para eliminar señales indeseables de ruido.
- Una vez filtrada, pasa a través de una etapa de aislamiento óptico (opto acopladores) para proteger la delicada electrónica localizada en el interior del módulo.
- Finalmente llega a la lógica de control que se encarga de enviar la información de los estados actuales de cada punto al CPU. Adicionalmente, la lógica de control es

capaz de detectar cambios de estado muy rápidos que ocurren en las entradas y memorizarlos para reportarlos al CPU.



Figura 5. Bloques Entradas Digitales UTR, Fundamento Teórico Sistema SCADA. Mendiburu, H. 2005

Salidas Digitales.

Para poder controlar remotamente a los dispositivos que se encuentran localizados en una subestación, la UTR debe estar equipada con uno o más módulos de Salidas Digitales. Estos se utilizan, por ejemplo, para Arrancar/Parar una Bomba o para Abrir/Cerrar un Interruptor de Potencia. En el caso que el módulo se utilice para controlar la posición (estado) de Interruptores de Potencia, la Lógica de Verificación y Selección chequea que solamente se opere una salida de control al mismo tiempo.

Existen 2 tipos de salidas digitales: momentáneas y permanentes. Las momentáneas se operan por tiempos de, típicamente, 200 ms; mientras que las permanentes se implementan en base a relés tipo LATCH. Otra aplicación del módulo de salidas digitales es para Control de Generación. En este caso, el control de la Unidad acepta dos señales (contactos), una de las cuales es para SUBIR (generación) y la otra para BAJAR (generación). La cantidad de aumento o disminución de la generación depende del tiempo que permanezca cerrado el contacto (Valores típicos: 0.1 a 1.5 seg.). En este caso, la lógica de verificación verifica que no se accionen al mismo tiempo las salidas de SUBIR y BAJAR de la misma Unidad. Este módulo se muestra en diagrama de bloques en la fig. 6.

- Para que el CPU pueda operar una de las salidas digitales requiere enviar ciertas señales a la Lógica de Control.
- La lógica de verificación y selección valida las instrucciones enviadas por el CPU.
- La etapa de salida, formada usualmente por relevadores, recibe una orden de operación proveniente de la lógica de verificación y selección siempre y cuando ésta no haya detectado ningún error.

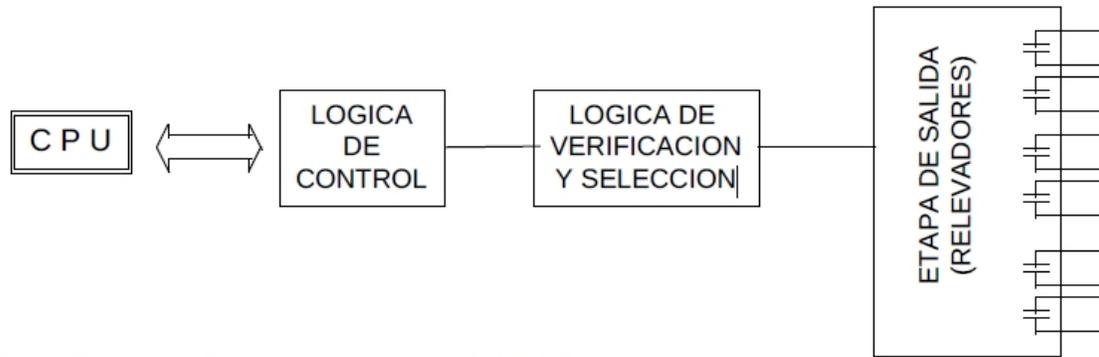


Figura 6. Bloques Salidas Digitales UTR, Fundamento Teórico Sistema SCADA. Mendiburu, H. 2005

Entradas Analógicas.

Además de las señales digitales que ya mencionamos, en el campo existen otras igualmente importantes que son de naturaleza continua. Ejemplos de éstas son: Corriente, Voltaje, Potencia (Activa y Reactiva), Frecuencia y otras.

Para poder dar entrada a estas señales se requiere de módulos de Entradas Analógicas, como se muestra en la figura 7.

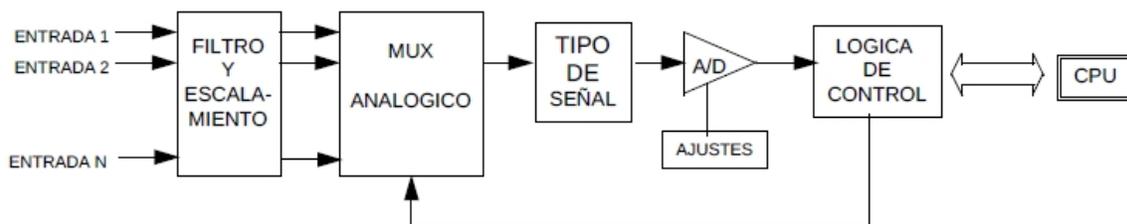


Figura 7. Bloques Entradas analógicas. Fundamento Teórico Sistema SCADA. Mendiburu, H. 2005

- a) Las entradas provenientes del campo entran a los Transductores de señal. La salida de los transductores se aplica a la Etapa de Filtro y Escalamiento, la cual quita el ruido a la señal y además la convierte a un nivel manejable por el módulo.
- b) Todas las entradas llegan a un Selector (MUX ANALOGICO) que deja pasar una sola señal hacia la siguiente etapa según lo seleccione la Lógica de Control. Esta lógica va seleccionando secuencialmente cada una de las entradas.
- c) La Etapa Tipo de Señal se utiliza para que el usuario seleccione el tipo de señales que va a introducir por las entradas, es decir, si son señales Unipolares o Bipolares.
- d) Posteriormente, la señal llega al Convertidor Analógico/Digital (A/D) el cual la convierte a digital para entregarla al CPU a través de la Lógica de Control. El Convertidor tiene sus ajustes de OFFSET y GANANCIA para su calibración. Los valores normales que acepta el módulo de Entradas Analógicas es de +/- 5 Vcd o +/- 1 mAc. La resolución del convertidor es de 12 bits como mínimo.

Módulo de Comunicaciones:

Este módulo cumple con la finalidad de manejar la tarea de Transmisión Recepción de mensajes hacia/desde la Maestra, así como verificar su integridad. En la figura 6 se muestra un diagrama a bloques del módulo.

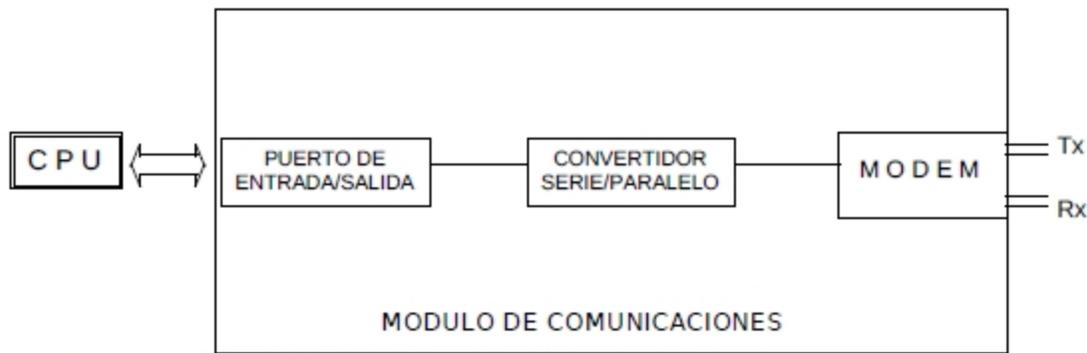


Figura 8. Modulo de Comunicaciones, Fundamento Teórico Sistema SCADA. Mendiburu, H. 2005

Está formado básicamente por un MODEM en el lado del canal de comunicaciones que se encarga de modular las señales a transmitir y de demodular las señales recibidas. El siguiente bloque es un convertidor SERIE/PARALELO que hace el acoplamiento entre el modem y el mundo paralelo hacia/desde el CPU. En ocasiones, el módulo de comunicaciones contiene también un microprocesador que realiza algunas funciones de análisis y tratamiento de los mensajes. También es posible encontrar en estos casos la presencia de micro-interruptores para configurar la dirección de la UTR.

Fuente de Alimentación y Respaldo de Baterías:

Este bloque se compone de un Rectificador que carga un Banco de Baterías mientras existe Corriente Alterna en su entrada y al mismo tiempo proporciona voltaje de CD a un convertidor de CD/CD. Dicho convertidor entrega los voltajes requeridos por la electrónica de la UTR (generalmente +5, +/-12 y +/-15 VCD). Cuando falla la CA, la Batería proporciona el voltaje de CD al Convertidor CD/CD para mantener funcionando a la UTR por períodos de 2 a 3 horas sin CA (este tiempo de respaldo puede variar según la UTR y las condiciones en que se encuentre la batería. Como se muestra en la figura 8.

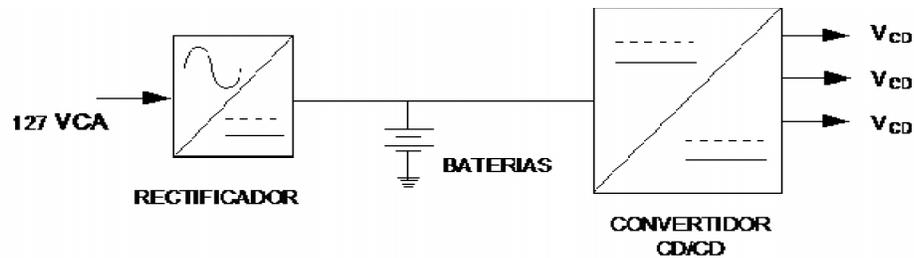


Figura 9. Diagrama a bloques de la Fuente de Alimentación., Fundamento Teórico Sistema SCADA. Mendiburu, H. 2005

Software de la UTR:

Dentro de la UTR, específicamente en el CPU, se encuentra almacenado un programa en memoria EPROM que es el encargado de llevar a cabo las funciones propias de la UTR. Este programa puede sub-dividirse en varias sub-rutinas, cada una de ellas encargada de una sola tarea (ver figura 9). Dichas sub-rutinas son:

a) Atención al canal de comunicaciones: Esta se está ejecutando periódicamente para verificar si existe algún mensaje proveniente de la EM (casi siempre, las UTRs juegan un papel PASIVO en el sistema en el sentido de que no reportan nada a la EM a menos que ésta lo solicite. En otros casos la UTR juega un papel ACTIVO y envía un mensaje de "ATENCIÓN" a la Maestra cuando detecta alguna anomalía en campo).

b) Software de la UTR:

Algunas UTRs ejecutan constantemente esta rutina hasta que reciben algún mensaje y entonces pasan a la ejecución de la rutina de análisis de información recibida. Otras, en cambio, se la pasan cambiando entre la rutina de atención al canal de comunicaciones y adquisición de datos de campo (principalmente las UTRs que manipulan por software la información del campo).

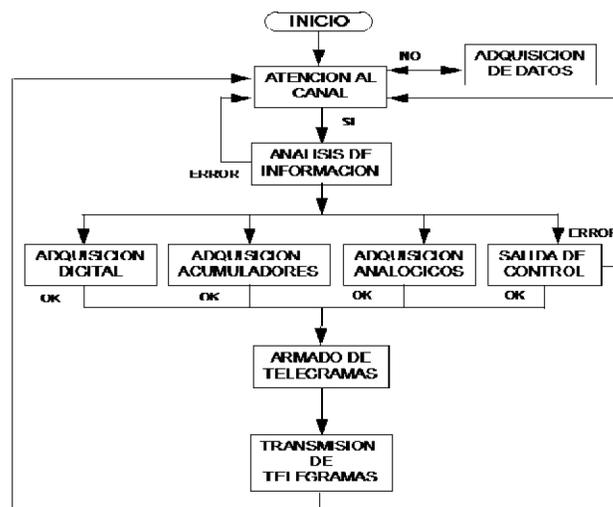


Figura 10. Diagrama Flujo software de UTR. Fundamento Teórico Sistema SCADA. Mendiburu, H. 2005

Unidad Central de Procesamiento (CPU)

En su nivel más elemental, el CPU se considera como una máquina ejecutora de instrucciones. El programa de aplicación SCADA es un conjunto de instrucciones estructuradas para realizar la función que se espera de una EM, y es la guía que utiliza el CPU para el desempeño de sus funciones. Entre otras cosas, el CPU es el encargado de procesar la información que llega proveniente de las UTRs y convertirla a un formato adecuado para su despliegue al operador, controlar la operación de todos los periféricos conectados a la EM y servir como intermediario entre el operador y el campo para que pueda ejecutar controles en la subestación.

Cabe destacar un punto importante en el procesamiento de información. Una estación maestra no solamente debe tener la capacidad de almacenar una enorme cantidad de información, sino que además debe poder procesarla lo más rápidamente posible (se tiene que considerar que debe poder procesar una “avalancha de eventos” sin que pierda evento alguno ni se sufra de un bloqueo del equipo) motivo por el cual se debe hacer notar que para poder satisfacer estas necesidades, las UTR's deben ser servidores robustos que manejen más de un procesador.

Es muy importante establecer que la frecuencia del reloj y la memoria caché que manejen los núcleos del procesador requieren de una tarjeta madre con un bus de datos, lo menos, decente. Entre más prestaciones tenga la mancuerna tarjeta madre - procesador seleccionada, se podrán manejar aplicaciones más complejas y a mayor velocidad, lo que se traduce en una mayor eficiencia del sistema.

Dispositivos de Almacenamiento

Como todo equipo de cómputo, se requiere tener los recursos para almacenamiento de información de varios tipos:

Memoria RAM: Utilizada para almacenar los programas que ejecuta la EM y los datos que está procesando. Esta memoria es volátil en el sentido de que se borra al apagar la computadora. La EM puede tener, digamos, 12 ranuras DIMM para memoria RAM (de digamos 4GB c/u y hasta 16GB c/u) para soportar hasta 192GB de RAM.

Disco Duro: En este medio se almacena el sistema operativo de la EM (DOS, UNIX, etc.), los programas de aplicación (SCADA, AGC, etc.) así como la Base de Datos del sistema y los últimos valores recopilados de campo. Capacidades típicas son de 500 GB y 1 TB. En la actualidad, un servidor de una estación maestra que se jacte de ser medianamente bueno debe tener al menos 3 discos SCSI de 1TB mínimo con alguna configuración RAID.

Interfaz de RED

La necesidad de compartir información en estos días ha hecho imprescindible la inclusión de una interfaz de red (muchas veces redundante) en el equipamiento estándar de una EM. Existen varias topologías (BUS, ESTRELLA, ANILLO, etc.) y varios protocolos de enlace en red (CSMA/CD, TOKEN RING, ARCnet, etc.) que se utilizan para brindar la conectividad requerida entre la EM y otros sistemas de cómputo, así como muchos protocolos de transporte de información en la red (IPX/SPX, NETBEUI, TCP/IP, etc.).

Puerto de Sincronización Vía Satélite y/o GPS

Tradicionalmente, se aceptaba que un Sistema de Control Supervisorio no podía ocupar el lugar de un equipo Registrador de Eventos y que no era posible sincronizar los relojes internos de todas las EM para obtener una secuencia congruente de los eventos que fueran registrados por 2 Maestras relacionadas con un mismo disturbio. Ahora, la Sincronización de Relojes se considera una necesidad y es posible obtenerla por medio de receptores de señal GPS (Global Positioning System) instalados en la EM. Este sistema transmite periódicamente la hora exacta del Meridiano de Greenwich a través de un Sistema de 24 Satélites distribuidos en 6 órbitas. Un receptor en cualquier punto de La Tierra ve simultáneamente 4 Satélites y los recibe por 4 canales diferentes. Midiendo las diferencias de tiempo de llegada de cada señal pueden determinar exactamente su ubicación geográfica (la del receptor) y por lo tanto hacer las correcciones necesarias para obtener la hora local con una precisión de 100 nanosegundos.

Equipo Redundante

Para brindar la máxima confiabilidad al Sistema, se agregan por lo regular equipos redundantes para respaldar a los que están operando. Los subsistemas que se duplican pueden incluir:

- Computadora
- Canales de comunicación
- Impresoras
- Sistema de Alimentación
- Red de Datos

CAPÍTULO 3: DESCRIPCIÓN DE TRABAJOS DESARROLLADOS.

3.1 PERFIL DEL PUESTO

El personal de CFE que cumple con este perfil tiene que tener conocimientos técnicos de electricidad, electrónica, control y automatización para el apoyo al personal del puesto inmediato (técnico). Pero dado que al momento de modernizar las subestaciones el personal es muy reducido para las actividades que se realizan en dicha modernización, este puesto realiza las funciones que se mencionan a continuación:

Técnico Auxiliar

FUNCIÓN GENÉRICA:

Participar en el cumplimiento de las actividades de los programas de trabajo, mantenimiento, proyecto de modernización y mejoras de acuerdo a la normatividad vigente.

ACTIVIDADES GENERALES

1. Registrar los mantenimientos de los equipos, sistemas de automatización y electrónica de potencia en la sede de la Subgerencia de Control.
2. Participar en puestas en servicio de los sistemas de automatización en el ámbito de su gerencia.
3. Colaborar en los objetivos de fortalecimiento de la subgerencia de control.
4. Manejar software institucional de acuerdo al ámbito de la subgerencia de control.

ACTIVIDADES ESPECÍFICAS:

- 1.1 Elaborar los informes de los avances de mantenimiento de las zonas.
- 1.2 Clasificar los avances de mantenimiento de las zonas en las aplicaciones MYSAP y SIGET.
- 1.3 Integrar informes y reportar el estado del balance de energía.
- 1.4 Configurar y mantener las bases de datos del CEMODAT.
- 1.5 Configurar aplicaciones para la gestión de activos en el CEMODAT.

- 2.1 Elaborar informes de los inventarios del equipo de automatización, potencia y equipos auxiliares en las aplicaciones de software institucionales.
- 2.2 Consultar la carga de los programas de mantenimiento basado en confiabilidad de los equipos de automatización, electrónica de potencia y equipos auxiliares en las aplicaciones de software institucionales.
- 2.3 Elaborar informes del estado que guardan la calibración de equipo de medición, inspección y prueba de automatización, electrónica de potencia de la subgerencia de control y de las zonas de Transmisión de la GRTC.
- 2.4 Elaborar diagramas, reportes, avances y presentaciones.
- 2.5 Manejar las aplicaciones de software que corresponde a las especialidades de automatización, electrónica de potencia y equipos auxiliares de la Subgerencia de Control.
- 3.1 Participar en pruebas operativas, de Fábrica en Sitio, de puestas en servicio, de los equipos de los sistemas de automatización, electrónica de potencia y equipos auxiliares.
- 4.1 Participar en reuniones de la Subgerencia.
- 4.2 Participar en inspecciones técnicas, a las zonas y ámbito de influencia de la especialidad.
- 4.3 Elaborar los reportes de cumplimiento de los compromisos asignados al ámbito de la Subgerencia de Control a nivel gerencial.
- 4.4 Participar en su ámbito de influencia del modelo de Dirección de Competitividad Sostenible.

Habilidades:

- Comunicación escrita y verbal.
- Organización.
- Análisis de documentos.
- Trabajo en equipo.
- Creatividad.
- Interpretación de datos.
- Síntesis de información.

Actitudes:

- Responsabilidad.
- Orden.
- Cooperación.
- Iniciativa.
- Perseverancia.
- Amabilidad.
- Tolerancia.
- Limpieza.

Por lo cual dicho trabajo se enfoca en la modernización de la subestación Remedios siendo esta la sede del Sector y la de mayor capacidad, donde presente los servicios antes mencionados.

3.2 MODERNIZACIÓN SICLE.

La subestación Remedios contaba con equipo que ya no garantizaba la confiabilidad requerida por los estándares que maneja CFE por lo cual se comienza con la licitación de equipos que conformen un SICLE(SISTEMA DE INFORMACIÓN Y CONTROL LOCAL DE ESTACIÓN), que contemplaba en su primera etapa 5 casetas integrales y para su segunda etapa contaba con 3 casetas mas. La empresa ganadora fue SEL (Schweitzer Engineering Laboratories).

La UTR de S.E. REM, se comenzó a modernizar en el año 2011 en dos etapas de casetas integrales PCYM para lo cual la última etapa termino en el año 2013 y para lo cual la UTR fue sustituida por un Servidor SCADA ya que esta era una UTR clásica que no trabaja con Subsistemas, la evolución en estos sistemas SCADA hizo cambiar la anterior tipo de remota por una nueva que es conocida como Servidor SCADA que es el encargado de monitorear los estados de los interruptores cuchillas y mediciones, así como Dispositivos Inteligentes (DEI's), y además cuenta con subsistemas. Un ejemplo de subsistema con el que cuenta este servidor, llamado MCAD (Módulo de Control y Adquisición de Datos) contiene los registros de toda la actividad que se lleva a cabo en su bahía, por lo cual contiene una Base de Datos de cada punto con el que cuenta. Este sistema SCADA es controlado y administrado por el departamento de control.

La UTM es la encargada de preguntar por los estados de interruptores cuchillas, mediciones así como dispositivos inteligentes (DEI's) a cada una de las UTR's y si es el caso también hacer Mandos en dispositivos como: Interruptores, cuchillas, cambiadores de taps. Tal como se muestra en la figura 10.

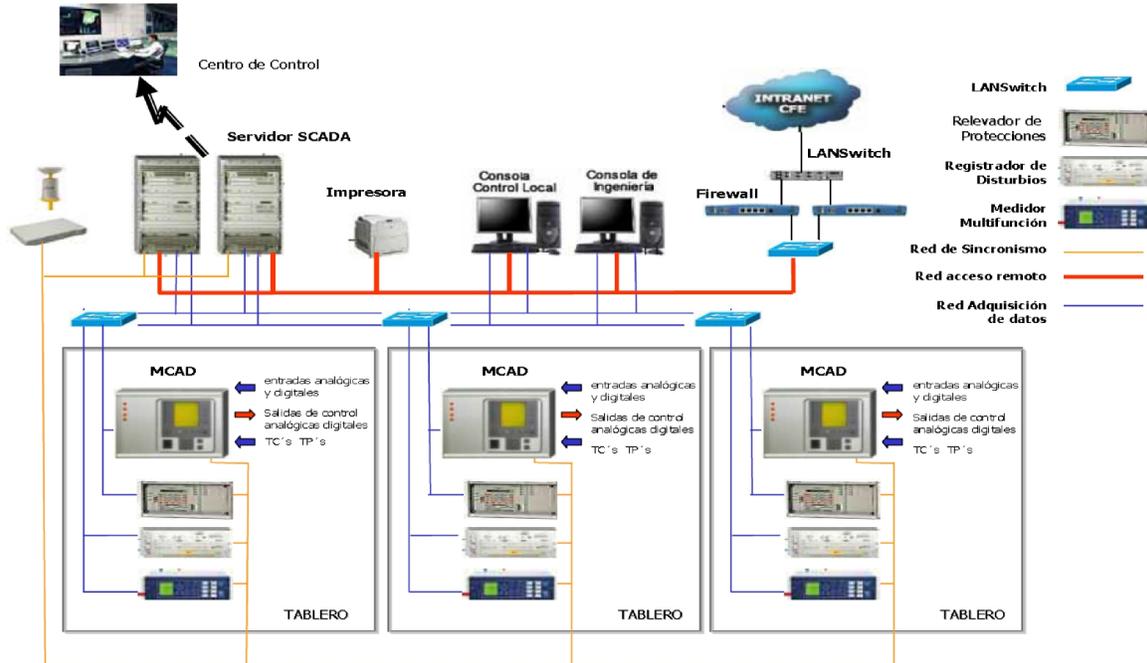


Figura 11. SICL actual. CENACE 2013.

Dentro del paquete de licitación solicitado por CFE, se requerían por parte del departamento de control los siguientes equipos con las especificaciones y normas previamente estudiadas y acordadas en juntas por parte de este departamento (en las cuales participe), personal de la Gerencia Regional de Transmisión Central, encargada de llevar a cabo la licitación y con el ganador de la licitación a la cual se le denomina reunión de ingeniería en la que se acuerdan los componentes y estructura que se requieren en la subestación, así también se le proporciona al contratista especificaciones técnicas que deben de cumplir los equipos a instalar así como diagramas unifilares actuales para que los equipos se integren a dicho esquema, por su parte el contratista realiza preguntas respecto a dudas que tenga en la base de licitación y a especificaciones que tenga que cumplir.

En esta reunión se tomaron las siguientes notas respecto a los equipos de control.

a. Arquitectura.

Se solicitó al licitante que la arquitectura permita el acceso a los mandos, mediciones y señalización de los dispositivos de la subestación a través del servidor SCADA para operarse desde el centro de control remoto, así mismo deja disponible la información al CCL y CI para su control local a estos niveles. El sistema debe operar con dos servidores SCADA en configuración redundante “hot-standby” o “hot-hot”.

A su vez la arquitectura del sistema debe permitir el control local de la subestación, por medio del CCL y CI, a través de las aplicaciones de software que contienen

funciones de control del sistema y adquisición de datos SCADA. La red LAN de comunicaciones debe ser redundante y asegurar el intercambio de información entre MCAD's, servidor SCADA, CCL y CI, así como la integración de información de los relevadores de protección, medidores y registradores para la operación y monitoreo de la subestación en tiempo real.

El sistema debe contar con la funcionalidad necesaria para que desde cualquier punto de la red LAN/WAN, se utilice el software propietario de cada DEI para las operaciones de configuración, acceso y transferencia de archivos. El MCAD debe permitir el intercambio de señales entre los dispositivos electrónicos inteligentes de la subestación y el servidor SCADA para el control y supervisión desde cualquier nivel de operación.

La cantidad de MCAD's a implementarse para el control y monitoreo de interruptor, cuchillas y equipo asociado de la subestación se definen bajo los siguientes criterios:

- Para niveles de tensión de 69 kV a 400 kV considerar un MCAD por cada interruptor y sus cuchillas y equipo asociado.
- En niveles de tensión menores a 69 kV se aceptan hasta 3 interruptores por cada MCAD.
- Adicionalmente se debe de considerar un MCAD para supervisión y control de equipos auxiliares de la caseta principal.
- No se acepta que las funciones SCADA sean realizadas por relevadores de protección.
- La figura 10 muestra la arquitectura conceptual del sistema.

b. Consola de Control Local (CCL)

La CCL debe tener las funciones de supervisión y control de la subestación. La CCL provee el estado de la subestación al operador a través de acceso a comandos, eventos y alarmas en la pantalla. La información es alimentada directamente desde los MCAD's y/o DEI's. En los casos que el servidor SCADA contenga datos adicionales, estos deben ser integrados a la base de datos de la CCL. Debe tener la funcionalidad para implementar al menos 25 cuentas de usuarios protegidas mediante claves de acceso (passwords) y permitir al administrador asignar los permisos requeridos para que cada usuario tenga acceso a los recursos asignados, de acuerdo a los siguientes perfiles:

Tabla 1. Parte de ESPECIFICACIÓN CFE G0000-34 para SISTEMA DE INFORMACIÓN Y CONTROL LOCAL DE ESTACIÓN (SICLE), 2009.

Función	Administrador	Operador	Especialista	Visitante
Creación y Mantto. de cuentas de usuarios	X			
Acceso a todas las funciones, configuración, Mantto. y ajustes de los equipos SCADA	X			
Navegación, visualización y consulta de información en forma local y remota	X	X	X	X
Ejecución de comandos sobre equipo eléctrico primario		X		
Reconocer, habilitar y deshabilitar alarmas; altas/bajas de libranzas		X		
Acceso a DEI's para consulta y/o cambios de ajuste			X	
Generación, visualización e impresión de reportes	X	X	X	

La CCL debe presentar en la pantalla a través de páginas, las diferentes condiciones operativas de la subestación para la supervisión, control y protección de los equipos eléctricos primarios, así como el estado operativo de los equipos que integran el sistema (servidores SCADA, MCAD's, DEI's, LAN switch, "firewall", inversor, CI, impresoras) a través del intercambio de información en una red LAN "Ethernet" 100 base T de la subestación. Lo anterior incluye alarmas propias de los equipos, estado de la comunicación entre dispositivos.

La CCL debe cumplir con las siguientes características de operación:

- Reloj de tiempo real.
- Vigía del sistema (watch-dog).
- Inicialización automática al normalizarse la alimentación, hasta el punto de arrancar todas las aplicaciones e iniciar el registro de información.
- El usuario debe suministrar su clave y contraseña para ingresar al CCL.
- Auto diagnóstico al arranque.
- Manejadores de bases de datos.

Base de datos

La CCL debe incluir un administrador y generador de base de datos relacional (RDBMS/SQL) con manejo de objetos no estructurados de la base de datos y una arquitectura cliente – servidor que permita su utilización eficiente por uno o varios usuarios. Debe contar con herramientas de sistemas de ventanas (Windows) y generador de reportes que integren un sistema relacional de administrador de base de datos (RDBMS).

La información debe estar almacenada en una base de datos utilizando lenguajes basados en estándares SQL, para manejo y manipulación de los registros históricos. El servidor de la base de datos debe contar con soporte de ODBC y OPC para el acceso local y remoto a través de la WAN/LAN.

Todos los puntos de la base de datos en tiempo real deben ser configurables, para conformar una base de datos histórica. Para el caso particular de las mediciones, la colección de éstas debe ser por excepción o periódica (con la capacidad de usar cualquiera de las dos opciones), en donde la banda muerta, la frecuencia de adquisición y el tamaño del buffer de almacenamiento deben ser configurables por el usuario. La adición o modificación de puntos en la base de datos deben hacerse mediante herramientas gráficas tipo ventanas.

El tamaño del campo (descripción del punto) en la base de datos debe ser de al menos de 50 caracteres. Las CCL y CI deben mostrar al menos los eventos de 2 meses hacia atrás a partir de la fecha actual del sistema.

La publicación se hará a través de la aplicación mediante reportadores o paginas diseñadas de consulta, para facilitar al usuario la búsqueda de eventos e información en el tiempo. Se debe incluir el manejador de base de datos para labores de mantenimiento y respaldo.

Visualización y procesamiento de datos.

Debe incluir y estar disponible un tutorial gráfico para el acceso, operación y búsqueda de la información por parte de los usuarios del sistema, así como las instrucciones y método para la obtención e impresión de reportes. Herramienta de diseño para el desarrollo de pantallas de visualización dinámica (IHM) del total de la información contenida en la base de datos del sistema, a través de unifilares, tabulares, gráficas, reportes y tendencias, para lo cual se debe contar con librerías de objetos gráficos funcionales con atributos aplicables a subestaciones eléctricas.

Estas pantallas deben ser desplegadas por selección ya sea de un menú o por botones gráficos. El contenido de estas pantallas incluye:

Diagramas unifilares con campos dinámicos que muestren el estado actual de la subestación, unifilar general, unifilares por nivel de voltaje y unifilar por cada una de las bahías, incluyendo instrumentación de equipo primario y servicios propios o auxiliares, de acuerdo con la especificación CFE G0200-02. Estos unifilares deben incluir todas las indicaciones de estado del equipo eléctrico primario, mediciones dinámicas de la subestación como son potencia activa, potencia reactiva, corrientes, voltaje, frecuencia, temperatura, posición de tap's de transformadores entre otros.

Se debe incluir pantallas que muestren la información de los DEI's. Indicadores de restricciones de equipos en inhibición (impresora y/o alarma audible) y libranza. Desplegado en unifilares y tabulares de mediciones, estados y contadores, donde se indique su valor actual y calidad de la información (forzado manual, dato inválido, normal, fuera de rango, fuera de línea, fuera de barrido, entre otros.). Estado de operación de: lógicas de PLC, MCAD's y servidor SCADA. Nomenclatura y código de colores de acuerdo al Reglamento Interno para la Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Despliegue de alarmas (digitales y analógicas).

Cuando se realice un mando de salida desde la CCL o CI, debe quedar registrada su procedencia en el sistema de alarmas. Las alarmas deben ser presentadas en forma tabular en pantalla y deben incluir:

- Resumen general de alarmas activas del sistema.
- Resumen general de alarmas reconocidas.
- Alarmas internas del equipo y periféricos.
- Resumen histórico de alarmas de al menos 10000 eventos, con almacenamiento tipo circular.
- Los puntos digitales dinámicos en las pantallas y los desplegados de alarmas deben ser configurables, mostrándose como ejemplo los siguientes estados:

- Interruptor/Cuchilla	Cerrado reconocido	rojo continuo
- Interruptor/Cuchilla	Abierto reconocido	verde continuo
- Interruptor/Cuchilla	Cerrado no reconocido	rojo intermitente
- Interruptor/Cuchilla	Abierto no reconocido	verde intermitente

- Para la indicación de una cuchilla o interruptor cuando se realiza sobre ellos un cambio comandado desde el MCAD, CCL, CI o Centros de control, solo se debe efectuar el cambio de color correspondiente sin aviso intermitente.

- La indicación de una cuchilla o interruptor en estado de transición o indefinido debe representarse colocando una "X" en el icono correspondiente al equipo o mediante indicación visualmente reconocible.

Tiempos de respuesta del sistema:

El tiempo máximo para actualización de un cambio de estado en pantalla será de 1 s. El registro de la información de estados y alarmas en la CCL debe incluir la estampa de tiempo del dispositivo que recibe la señal de campo. El tiempo máximo para adquisición de todas las mediciones SCADA debe ser de 1 s. El tiempo máximo para la ejecución de un control es 0,5 s.

Acceso a la base de datos de tiempo real e histórico para:

Procesar información de variables digitales y analógicas de la base de datos en tiempo real por medio de lenguaje de programación que permita al usuario desarrollar y modificar aplicaciones a partir de información de la base de datos en tiempo real. Creación y actualización de variables calculadas en la base de datos en tiempo real generadas por los algoritmos programados en lenguaje que permita al usuario desarrollar y modificar aplicaciones a partir de información de la base de datos en tiempo real.

Registro histórico de datos y reportes:

- Relatorio de eventos ordenados cronológicamente.
- Relatorio de alarmas ordenadas cronológicamente.
- Reportes (definidos en el Apéndice L).
- Gráficas de tendencias de tiempo real e histórico,
- Monitoreo gráfico de dispositivos electrónicos inteligentes.
- El procesamiento y explotación de los datos analógicos recabados debe incluir los siguientes conceptos:
 - Vigilancia de límites operativos.
 - Vigilancia de la razón de cambio de variables analógicas.

Sesiones remotas.

EL CCL debe de disponer de mecanismos para ser ingresado por medio de sesiones remotas vía LAN/WAN de CFE proporcionando toda la información disponible en la función SCADA de la subestación, utilizando la seguridad del “firewall”, por lo cual, el fabricante debe de proporcionar lo necesario a nivel cliente para el acceso personalizado (Plug In, ó agentes de acceso remoto). Para lo anterior el sistema de sesiones remotas debe permitir el acceso simultáneo de 5 usuarios para toda la funcionalidad disponible a nivel CCL, sin que se realice detrimento el sistema.

c. Consola de ingeniería CI

Condiciones generales

Debe tener la misma funcionalidad que la CCL (incluyendo sesiones remotas, sin uso de licencias adicionales), adicionalmente este equipo debe contener el software para establecer la comunicación con los DEI's en protocolo propietario, para configuración o acceso a información de los dispositivos, a través de la red LAN “Ethernet” 100 base T, así como para la configuración del sistema CCL, servidor SCADA y MCAD's.

La aplicación proporcionada debe incluir una interface grafica para configuración, administración y selección individual de cada uno de los dispositivos, de tal manera

que al elegir cualquiera de los dispositivos existentes en la subestación automáticamente se ejecute la aplicación propietaria del dispositivo vía la red LAN. De la misma manera la programación debe permitir dar de alta nuevos dispositivos. Debe incluirse un temporizador configurable en un rango de 1 min a 60 min para terminar la sesión de acceso al DEI en forma forzada, cuando no exista actividad en el puerto.

La CI y CCL deben operar en forma redundante e independiente, recibiendo información directamente de campo (servidor SCADA, MCAD's y DEI's).

Características de operación

Aplican las mismas características de funcionalidad que las especificadas para la CCL. Desarrollo y mantenimiento de base de datos, reportes, desplegados, configuración del CCL, servidor SCADA, MCAD's y DEI's.

d. Firewall

Características generales

Deben ser dos "firewall" instalados y conectados en la red LAN de la subestación protegiendo cualquier entrada de usuario no autorizado, así como protección contra virus, protegiendo el acceso de la Intranet hacia el interior de las comunicaciones de la subestación.

Debe permitir el acceso a clientes pertenecientes a una subred de la CFE con todos los dispositivos conectados a la red "Ethernet" de la subestación usando protocolo TCP/IP, por medio de mecanismos seguros.

e. Impresoras

Condiciones generales

Impresora láser color. Esta impresora debe de estar conectada a la red del SICLE y debe tener la funcionalidad de imprimir desde las consolas de control local y consola de ingeniería. La impresión de los eventos debe ser a petición del usuario.

f. Inversor

Condiciones generales

El sistema de alimentación de C.A. está integrado por un inversor CD/CA y un tablero de distribución de C.A. instalados en un rack de 482,6 mm. Su función es proporcionar la tensión de alimentación que garantice la operación continua de

equipos de carga crítica de control supervisorio como son entre otros; la consola de control (CPU y monitor) y la consola de ingeniería (CPU y monitor).

g. Red de Comunicación del SICLE

Condiciones generales

La arquitectura de la red LAN 100 base FX a nivel subestación debe tener una topología redundante en el medio físico y debe estar basado en el uso de LAN switch. A su vez, todos los equipos conectados a esta red LAN (MCAD's, servidor SCADA, CCL, CI y "switch") deben soportar una velocidad de 100 Mbps y contar con interfaz redundante para conexión directa a esta red. No es aceptable el uso de convertidores de medio (transceiver). Los LAN switch deben estar diseñados para trabajar en ambiente de alta interferencia electromagnética para eléctricas de hasta 400 kV.

h. Servidor SCADA

El servidor SCADA debe concentrar toda la información en tiempo real recabada por los MCAD's y DEI's.

Condiciones generales

Debe hacer las funciones de estación maestra a nivel inferior y a su vez como una o varias UTR's virtuales dependiendo de los enlaces a nivel superior. Debe ser independiente tanto de equipo como funcionalmente con respecto a la CCL y CI, es decir ante una eventual falla de estas últimas, el servidor SCADA debe continuar operando normalmente. La obtención de los datos (mediciones, estados y alarmas), así como los comandos (salidas de control), se debe realizar a través de la red LAN con el servidor SCADA en el cual se tiene integrada la base de datos en tiempo real de todos los MCAD y DEI's del sistema. El sistema debe operar con dos servidores SCADA independientes en hardware, en configuración redundante "hot-standby" o "hot-hot". Bajo condiciones de conmutación no se deben repetir los eventos reportados con anterioridad y no se deben perder eventos presentados en campo durante el proceso de conmutación. Ni generar avalanchas de información durante la conmutación.

La conmutación debe ser automática, no se aceptan relevadores electromecánicos. Para el caso de configuración "hot-standby", el servidor SCADA redundante debe tener indicaciones que permitan saber cuál de los equipos se encuentra operando (principal o respaldo), de tal forma que bajo condiciones de conmutación se tengan las alarmas necesarias que permitan conocer que se ha presentado un evento de conmutación del servidor SCADA.

Debe de tener 2 puertos con protocolo DNP 3.0 / TCP-IP/UDP en modo esclavo/maestro, configurable por el usuario, para uso del personal de CFE.

Características de operación

El servidor SCADA debe soportar la siguiente funcionalidad:

- Debe reconocer y registrar el origen de los comandos de control que se reciban a nivel inferior por MCAD y a nivel superior por centro de control en la CCL y CI, identificando cronológicamente la apertura y cierre de los comandos, sin detrimento de su rendimiento.
- Debe realizar todas las funciones de adquisición de los MCAD y DEI's de acuerdo a la funcionalidad del protocolo, manteniendo en todo momento la integridad y actualización de la información en tiempo real.
- Debe soportar el mapeo e integración del total de la información recabada de los MCAD's y DEI's; permaneciendo esta información disponible para el desarrollo de automatismos y aplicaciones.
- Debe incluir como mínimo dos puertos RS232 con protocolo DNP 3.0 en modo maestro para la interrogación de cualquier DEI.
- Debe incluir los mecanismos de software para implementar agrupamientos de las señales en la base de datos del servidor SCADA. Y estas señales deban ser enviadas a través de los protocolos de nivel superior.
- Debe de monitorear los canales de la red "Ethernet" del SICLE generando una alarma de falla de cualquiera de ellos.
- Los protocolos solicitados para cada estación maestra deben estar programados en el CPU y el usuario se debe permitir al usuario habilitarlos en cualquier puerto de comunicación a través de una CI o en el simulador mediante instrucciones sencillas de configurar y sin realizar cambios de hardware.
- Debe tener la capacidad de emular varias UTR's lógicas hacia nivel superior.
- Cuando se solicite, debe incluir la programación e interfaz necesarias para interrogar la instrumentación de equipo eléctrico primario y equipo auxiliar.

i. Protocolos de comunicación a nivel superior

Los enlaces de comunicación del servidor SCADA hacia los centros de control, en los casos de protocolo de comunicación DNP 3.0, no deben incluir dispositivos adicionales (convertidores de protocolo o traductores de protocolo), es decir, la programación (firmware) debe residir en el propio CPU del servidor SCADA.

j. Protocolos de comunicación a nivel inferior

Debe utilizar cualquiera de los protocolos como IEC 60870-5-104 o DNP 3.0 sobre TCP/IP, para la integración de los MCAD's y DEI's al servidor SCADA.

k. Módulos de Control y Adquisición de Datos (MCAD)

Dado que este es uno de los principales equipos manejados por el Depto. de Control y tiene como función principal la supervisión control y adquisición de datos provenientes de los equipos eléctricos primarios, DEI's y equipo auxiliar de subestaciones, se solicita al fabricante proponer para su aprobación por parte de CFE, las indicaciones, alarmas y mediciones de acuerdo a su tecnología para el monitoreo y control de la subestación. Interpretación y ejecución de comandos de control provenientes de la CCL, CI y servidor SCADA, así como el control local de la bahía (interruptores y cuchillas) a través de las pantallas micro procesadas, además debe discriminar y almacenar en el registro histórico de eventos la procedencia del control ejecutado. Ejecución de automatismos locales, manejo de variables calculadas y puntos lógicos (analógicos, digitales y de control) para la implementación de rutinas de control como son: permisivos (interlocks).

Se solicita que incluya la programación necesaria para interrogar instrumentación de equipo eléctrico primario y equipo auxiliar. Los MCAD's deben contar con la programación y recursos para mantener un registro local de eventos, la capacidad de almacenamiento de eventos debe ser de al menos 200 eventos por MCAD y estos deben ser almacenados de manera que el más reciente borre al más antiguo, estos eventos deben almacenarse con un estampado de tiempo con una resolución de un (1) milisegundo.

El MCAD debe permitir almacenar como eventos todos los cambios de estado de entradas digitales, además de violación de límites analógicos y ejecución de controles. Debe tener capacidad de almacenamiento de tal manera que ante la pérdida de comunicación con el servidor SCADA, al momento de restablecerse la comunicación, se deben enviar los eventos ocurridos durante el tiempo de interrupción, sin que se modifique la estampa de tiempo original del evento.

Al restablecerse la comunicación, no se deben enviar los eventos que hayan sido enviados previamente a la pérdida de la comunicación. Adicionalmente el MCAD debe soportar la función para cargar/descargar la configuración del equipo y el software utilizado para esta función debe tener una interfaz en base a ventanas o menús accesibles al usuario y debe ser entregado por el proveedor sin restricciones ni candados y con sus licencias respectivas.

Características de operación

Sistema operativo de tiempo real.

La funcionalidad para programación, implementación, ejecución de automatismos y lógicas de control, es obligatoria para cada uno de los MCAD's que componen el sistema. La creación y edición de dichas lógicas se debe realizar mediante programación en lista de instrucciones y diagrama funcional lógico y que cumplan con la norma IEC 61131-3 y que contengan como mínimo, las siguientes funciones: lógicas, aritméticas de coma flotante, temporizadores, banderas, relevadores, memorias y contadores.

Se debe entregar todo lo necesario para que se ejecute la aplicación por el usuario, así como su posterior modificación o actualización de las lógicas. La configuración y ajustes del MCAD deben realizarse desde el equipo de prueba y desde la consola de ingeniería, en ambiente gráfico orientado a objetos.

La totalidad de puntos de la base de datos en el MCAD (entradas y salidas digitales, entrada y salidas analógicas, variables de medición calculadas y datos de los relevadores de protección), deben ser configurables como variables dentro de la programación de las lógicas del MCAD, así mismo, en la programación de las lógicas de un MCAD debe permitir utilizar puntos de cualquier MCAD por protocolo dentro de la subestación.

El tiempo de respuesta para la ejecución de los automatismos no debe exceder, en 100 milisegundos. El MCAD debe ser capaz de ejecutar todos los automatismos necesarios para el buen funcionamiento de la(s) bahía(s), que monitoree y controle, incluyendo mandos a interruptores, cuchillas, bloqueos indicados en esta especificación en menos de 100 milisegundos.

El número de temporizadores, banderas y contadores deben ser los suficientes para garantizar el funcionamiento eficiente de los algoritmos implementados.

Cada MCAD debe contar con la funcionalidad remoto/local para habilitar–deshabilitar las salidas de control (mandos), además de una indicación visual local y remota para cada posición, con el correspondiente envío de esta señalización en la CCL, CI y centros de control vía servidor SCADA, cumpliéndose las siguientes condiciones.

- En posición remoto, permite los controles desde la CCL, CI y centros de control vía servidor SCADA.
- En posición local, inhibe los controles del CCL, CI y centros de control vía servidor SCADA; y se ejecutan solo desde el MCAD en campo.

Entradas digitales.

Las entradas digitales son las señales binarias que indican el estado actual de los dispositivos del sistema eléctrico tales como interruptores, cuchillas, alarmas, cambios momentáneos por operación de protecciones y re cierres.

Esta información se recibe de campo a través de contactos secos. Las entradas digitales deben cumplir con lo siguiente:

- Cada entrada digital debe contar con un filtro anti rebote (debounce) independiente, configurable por software por el usuario en un rango de entre 0 milisegundo y 100 milisegundos o más amplio, en incrementos de 1 milisegundo.
- Cada entrada, debe ser configurable para ser utilizada como pulsos para su conteo y totalización (acumuladores) y para detección de cambios momentáneos (DCM).
- Resolución de 1 milisegundo para el 100 % de las entradas digitales. La estampa de tiempo se debe realizar a nivel de cada MCAD; la etiqueta de tiempo (también con resolución de 1 milisegundo).
- Cada entrada digital en forma individual debe tener la habilidad de invertir su lógica de estado por medio de configuración por programación (NA y NC).

Para las entradas digitales de estado de interruptores y cuchillas se debe manejar doble punto para cada una de ellas por fase. Las entradas digitales para monitorear el estado de interruptores y cuchillas se debe manejar doble punto (contacto “a” y “b”), en los interruptores se debe supervisar cada una de las fases.

La determinación del estado debe ser conforme lo siguiente:

Contacto “a”	Contacto “b”	Indicación
Abierto	Cerrado	Abierto
Cerrado	Abierto	Cerrado
Abierto	Abierto	Indeterminado
Cerrado	Cerrado	Indeterminado

Salidas digitales

Las salidas digitales se utilizan para realizar comandos de control sobre el equipo primario u otras tareas de conformidad con la programación del equipo. Las salidas digitales deben ser configurables y cumplir con lo siguiente:

- Control momentáneo (abrir/cerrar).
- Subir/bajar.
- Sellado (latch).

Para comandos momentáneos con verificación antes de operar, el tiempo de cierre del contacto de las salidas digitales deben ser ajustables por software en el intervalo de 0,1 s a 10 s con incrementos de 0,1 s en forma individual por cada punto de salida.

Los comandos para el control de operación directa para subir/bajar debe contar con una duración de pulsos programables por software de 0,1 s a 10 s con incrementos de 0,1 s y deben estar de acuerdo al protocolo de nivel superior. Las salidas digitales deben incluir contactos secos normalmente abiertos y cerrados (Forma C = NA-COMUNNC).

Las salidas digitales de control deben contar con una capacidad 5 A de corriente directa continuos a 125 V_{CC} o el indicado en Características Particulares. Para el caso de contactos de apertura y cierre de interruptores, debe contar con un mínimo de cuatro salidas, tres de apertura y una de cierre del interruptor; las tres salidas para apertura deben ser simultáneas. Deben cumplir con lo siguiente:

- La capacidad de corriente debe ser como mínimo de 5 A permanentes y soportar 30 A por 200 ms.
- La capacidad interruptiva debe ser de 25 VA inductivos con una constante de tiempo (R/L) de 40 ms.

Las salidas digitales deben estar protegidas para no operar en forma incorrecta ante fallas de alimentación, transitorios, encendido o apagado del equipo. Las salidas digitales deben incluir contactos secos normalmente abiertos o cerrados. El MCAD debe realizar múltiples salidas simultáneas, cuando así sean programadas. Se deben proveer mecanismos para determinar la integridad de la salida de control (supervisión de bobinas) de acuerdo a la tecnología del fabricante; el estado anormal de la salida debe ser registrado como un evento e incluir la indicación visual correspondiente.

Se debe utilizar block de pruebas para deshabilitar los comandos de cierre y apertura, de conformidad con lo establecido en la especificación CFE V6700-62; adicionalmente se deben utilizar tablillas desconectoras para deshabilitar o aislar física e individualmente el resto de las salidas digitales.

Salidas analógicas

Para el caso del MCAD de servicios propios debe proveer la función de salidas analógicas de corriente – tensión.

Los intervalos de las salidas analógicas deben ser:

- Señales de corriente: 4 mA a 20 mA,
- Señales de voltaje: 0 V a 10 V.

Con un error máximo de +/- 0,1 % a 25 °C.

Los intervalos específicos de salida de corriente o tensión deben ser seleccionables y configurables por el usuario por medio de software, con soporte para integrar señales de diferentes rangos en la misma tarjeta. Cada salida analógica debe estar basada en un convertidor digital analógico con una resolución mínima de 11 bits mas signo, en formato de datos binario. Cada salida analógica debe permanecer en el último nivel de salida establecido por el control correspondiente hasta que un nuevo valor (set-point) sea enviado. En caso de daño del MCAD, las salidas analógicas deben permanecer en el último nivel establecido.

Funciones lógicas del MCAD.

Las lógicas de operación definidas, configuradas y cargadas en el MCAD por el proveedor deben ser previamente revisadas por CFE, adicionalmente se debe proporcionar el diagrama de bloques, archivos de configuración y herramientas para modificaciones posteriores.

Funciones que se deben incluir en el MCAD de acuerdo al arreglo de barras:

- Lógica para cierre y apertura de interruptor,
- Lógica para cierre y apertura de cuchillas,
- Lógica de control para verificación de sincronismo,
- Habilitar/deshabilitar disparo tripolar en interruptores de línea,
- Habilitar/deshabilitar re cierre en interruptores de línea.

Adquisición de datos

Los MCAD's deben recabar la información de los DEI's mediante sus protocolos de comunicación, la información recabada de estos DEI's, debe ser mapeada y direccionada en el servidor SCADA, por medio de puertos "Ethernet". La comunicación entre los DEI's, RD's, Multimeditores, MCAD's, CCL, CI y servidor SCADA se debe implementar a través de la red "Ethernet".

La información mapeada de la operación de los DEI's en el MCAD ò servidor SCADA debe ser actualizada por evento. Las señales de estado y operación de la protección serán entregadas al MCAD por medio de contactos secos. Para el caso de los registradores de disturbios se requiere acceso por la red "Ethernet" con la funcionalidad de puerto transparente.

Sincronización de tiempo.

Cada uno de los MCAD's, servidores SCADA, relevadores de protección, medidores multifunción y registradores de disturbio, deben de estar sincronizados a través del sistema GPS, por medio de una red dedicada de sincronización por IRIG-B, o mediante el protocolo SNTP, siempre que sea la misma fuente de tiempo. La red de sincronización de tiempo, podrá ser óptica o eléctrica, debiéndose garantizar la adecuada sincronización del sistema de acuerdo a la distancia y número de equipos a sincronizar. La arquitectura final fue acordada que fuera en SNTP.

3.3 TRABAJOS REALIZADOS EN LA MODERNIZACIÓN.

CREACIÓN DE BASE DE DATOS.

En el momento que se conoció el ganador de la licitación se comenzó con la homologación de Bases de Datos con la que iba a contar la subestación, y cuales va a reportar a nivel superior o UTM. Dentro de esta base de datos se pueden encontrar señales digitales como alarmas propias de interruptores, posiciones y mandos de cuchillas e interruptor, protecciones de los transformadores, señales analógicas (mediciones).

Cuando se hablamos de un sistema de control supervisorio se tiene información que se está enviando entre equipos a través del protocolo de comunicación por medio del enlace de comunicaciones. Sin embargo esta información es el elemento más importante que contiene un sistema; y consta de todo un protocolo para que pueda ser introducida en la estación maestra y en los MCAD y/o UTR's.

CONTEO DE PUNTOS

Cuando se va a instalar un nuevo MCAD o Servidor SCADA en una instalación, se debe de crear un conteo de los puntos que va a sensor ya sea de entradas digitales y analógicas y de salidas de control. Esto se define en forma coordinada entre las especialidades técnicas de la subarea de transmisión en conjunto con el contratista.

Se realiza una negociación con el departamento de operación del CENACE, posteriormente este conteo de puntos es revisado por el CENACE en conjunto con las especialidades técnicas para validar cuales son los puntos que finalmente van a ser monitoreados y telecontrolados. Una vez validado el conteo de puntos, el departamento de control configura la base de datos que maneja el protocolo de comunicación y se le entrega al contratista para que cargue dicha configuración en los equipos de control.

BASE DE DATOS MINIMA PARA LA ADQUISICIÓN DE SEÑALES PARA LOS MCAD

La siguiente base de datos presentada es de referencia y no es limitativa, ya que dependerá de la tecnología de los equipos instalados en la subestación, por lo que el fabricante debe proponer su base de datos para aprobación de CFE en la primera reunión de ingeniería.

Alarmas a Monitorear en Equipo Eléctrico Primario.

Al final de cada una de estas etiquetas se debe colocar la nomenclatura del equipo o bahía asociado.

Líneas de transmisión de 400 kV ó 230 kV

Indicación de equipo primario (independiente del arreglo de la bahía)

- 52 – 0⁽¹⁾
- 89 – 1⁽¹⁾
- 89 – 2⁽¹⁾
- 89 – 7⁽¹⁾
- 89 – 8⁽¹⁾
- 89 – 9⁽¹⁾

Indicación de Protecciones

- Disparo protección primaria uno fase A
- Disparo protección primaria uno fase B
- Disparo protección primaria uno fase C
- Disparo protección primaria dos fase A
- Disparo protección primaria dos fase B
- Disparo protección primaria dos fase C
- Disparo protección de respaldo 67N
- Disparo protección 50FI a 86BU
- Disparo protección 87B1
- Disparo protección 87B2
- Disparo protección 87B3
- Disparo protección 87B4
- Opero re-cierre
- Transmisión disparo transferido directo
- Recepción disparo transferido directo
- Operó 86B1
- Operó 86B2
- Operó 86B3
- Operó 86B4
- Operó 86BU1
- Operó 86BU2
- Operó 86BU3
- Operó 86BU4
- Opero discordancia de polos

Indicación de alarmas

- Operando el sincronizador / verificador
- Operación anormal en protecciones: PP1
- Operación anormal en protecciones: PP2
- Operación anormal en protecciones: 67N
- Operación anormal en protecciones: 50FI
- Falta VCC en PP1
- Falta VCC en PP2
- Falta VCC en 67N
- Falta VCC en 50FI
- Falta VCC en 89's
- Falta VCC en 79
- Falta VCC en DRM
- Falta VCC en DTD
- Falta VCC en relés auxiliares
- Falta VCC circuito: cierre bobina 1 en 52
- Falta VCC circuito: cierre bobina 2 en 52
- Falta VCC circuito: disparo bobina 1 en 52
- Falta VCC circuito: disparo bobina 2 en 52
- Falta VCC cuchillas asociadas
- Supervisión de bobina de disparo 1
- Supervisión de bobina de disparo 2
- BPA en 52
- BPN en 52
- BP SF6 en 52
- Falla incipiente en 52
- Bloqueado el 52
- Bloqueo del 79
- Bloqueo del DRM

Mandos

- 52
- 79 (habilitar opciones de re cierre de acuerdo al esquema de la instalación)
- 89 – 1
- 89 – 2
- 89 – 7
- 89 – 8
- 89 – 9

Instrumentación (dependiendo de la tecnología del interruptor)

- Presión y densidad de SF6 por fase
- Presión de aire por fase
- Presión de aceite por fase

Medición con transductores y/o Multimeditores.

- Mvar
- Mwatt
- Amperes
- Voltaje fases
- Acumulador de energía entrando al nodo
- Acumulador de energía saliendo del nodo

Líneas de transmisión menores de 115 kV (para 23kV)

Indicación de equipo primario

- 52 – 0⁽¹⁾
- 89 – 1⁽¹⁾
- 89 – 2⁽¹⁾
- 89 – 7⁽¹⁾
- 89 – 8⁽¹⁾
- 89 – 9⁽¹⁾

Indicación de protecciones

- Disparo protección uno
- Disparo protección dos
- Disparo protección 50 FI
- Opero re-cierre
- Opero discordancia de polos
- Disparo protección 87B1
- Disparo protección 87B2
- Operó 86B1
- Operó 86B2
- Operó 86BU1
- Operó 86BU2

Indicación de alarmas

- Operando el sincronizador / verificador
- Transferencia de protecciones del 52
- Operación anormal en protecciones: PP1

- Operación anormal en protecciones: 67N
- Operación anormal en protecciones: 50FI
- Alarma de anomalía (mal funcionamiento) de protección 87 L
- Falta VCC en PP1
- Falta VCC en 67 N
- Falta VCC en 50 FI
- Falta VCC esquema 87 L
- Falta VCC circuito de sincronización
- Falta VCC en 89's
- Falta VCC en 79
- Falta VCC en relés auxiliares
- Falta VCC Circuito: cierre bobina 1 en 52
- Falta VCC Circuito: cierre bobina 2 en 52
- Falta VCC Circuito: disparo bobina 1 en 52
- Falta VCC Circuito: disparo bobina 2 en 52
- Supervisión de bobina de disparo 1
- Supervisión de bobina de disparo 2
- BPA en 52
- BPN en 52
- BP SF6 en 52
- Falla incipiente en 52
- Bloqueado el 52
- Bloqueo del 79

Transformadores 400 kV / 230 kV, 400 kV / 115 kV ó 230 kV /115 kV incluyendo terciario 34,5 kV ó 13,8 kV (servicios propios)

Indicación de equipo primario 400 kV ó 230 kV

- 52 – 0⁽¹⁾
- 89 – 1⁽¹⁾
- 89 – 2⁽¹⁾
- 89 – 8⁽¹⁾
- 89 – 9⁽¹⁾

Indicación de equipo 115 kV

- 52 – 0
- 89 – 1
- 89 – 8
- 89 – 9

Indicación de equipo 34,5 ó 13,8 kV

- 52 – 0 (servicios propios)

Indicaciones de protecciones

- Disparo protección 87T 1 (AT# o T#)
- Disparo protección 87T 2 (AT# o T#)
- Opero relevador 86T
- Disparo protección PRP (AT# o T#)
- Disparo protección PRS (AT# o T#)
- Disparo protección PRN (AT# o T#)
- Disparo protección PRT (AT# o T#)
- Disparo protección PPA servicios propios (AT# o T#)
- Disparo protección 50FI (alta)
- Disparo protección 50FI (baja)
- Disparo relevador 71 (sobrepresión súbita)
- Bucholtz del AT Fase A
- Bucholtz del AT fase B
- Bucholtz del AT fase C
- Sobre temperatura en aceite fase A
- Sobre temperatura en aceite fase B
- Sobre temperatura en aceite fase C
- Sobre temperatura de imagen térmica de devanado fase A
- Sobre temperatura de imagen térmica de devanado fase B
- Sobre temperatura de imagen térmica de devanado fase C
- Bucholtz del cambiador de tap's
- Bloqueo de reposición manual
- Protección por falla de 52 de alta del AT
- Protección por falla de 52 de baja del AT
- Discordancia de polos en 52 de alta del AT
- Discordancia de polos en 52 de baja del AT

Indicación de alarmas

- Bloqueo de 87 AT
- Alarma 63 en AT fase A
- Alarma 63 en AT fase B
- Alarma 63 en AT fase C
- Alarma BNA en AT fase A
- Alarma BNA en AT fase B

- Alarma BNA en AT fase C
- Alarma 49-TRO (90°) en AT fase A
- Alarma 49-TRO (90°) en AT fase B
- Alarma 49-TRO (90°) en AT fase C
- Alarma BPN en AT fase A
- Alarma BPN en AT fase B
- Alarma BPN en AT fase C
- Falla equipo de enfriamiento del AT
- Operación anormal en protecciones: 87T
- Operación anormal en protecciones: 50/51
- Operación anormal en protecciones: 50FI alta
- Operación anormal en protecciones: 50FI baja
- Operación anormal en protecciones: 51NT
- Operación anormal en protecciones: 51SP
- Falta VCC en 87T
- Falta VCC en 50/51 AT
- Falta VCC en 50FI
- Falta VCC en 89's
- Falta VCC en 63
- Falta VCC en 49
- Falta VCC en 86
- Falta VCC en relevadores auxiliares
- Falta VCC circuito: cierre Bob 1 en 52 de alta
- Falta VCC circuito: cierre Bob 2 en 52 de alta
- Falta VCC circuito: disparo Bob 1 en 52 de alta
- Falta VCC circuito: disparo Bob 2 en 52 de alta
- Falta VCC circuito: cierre Bob 1 en 52 de baja
- Falta VCC circuito: cierre Bob 2 en 52 de baja
- Falta VCC circuito: disparo Bob 1 en 52 de baja
- Falta VCC circuito: disparo Bob 2 en 52 de baja
- Supervisión de bobina de disparo 1
- Supervisión de bobina de disparo 2
- Alarma BPA en 52 de alta
- Alarma BPN en 52 de alta
- Alarma BP SF6 en 52 de alta
- Alarma BPA en 52 de baja
- Alarma BPN en 52 de baja
- Alarma BP SF6 en 52 de baja
- Falla incipiente en 52 de alta

- Falla incipiente en 52 de baja
- Bloqueado el 52 de alta
- Bloqueado el 52 de baja
- Discordancia de paso en cambiador de tap's
- Falta VCC en control del cambiador de tap's
- Falta VCA en cambiador de tap's
- Bloqueado el cambiador de tap's alta variación de voltaje
- Subir posición en cambiador de tap's
- Bajar posición en cambiador de tap's
- Alarma asociada al equipo contra incendio del AT

Mandos

- 52 de alta
- 89 – 1
- 89 – 2
- 89 – 8
- 89 – 9

52 de baja

- 89 – 1
- 89 – 8
- 89 – 9
- Cambiador de tap's
- Posición manual del cambiador de tap's
- Voltaje de referencia

Medición con transductores y/o Multimedidores

- MW
- MVAR
- Posición del tap's
- Voltaje de referencia del cambiador de tap's

Instrumentación

- Monitoreo de gases por fase
- Temperatura de aceite por fase
- Temperatura de devanado por fase
- Operación sistema de enfriamiento (indicación de operación de ventiladores en forma individual) operación de bombas de aceite

(1) Para estos puntos se debe considerar señalización por fase y doble punto

Capacitores menores 115 kV

Indicación de equipo primario menores 115 kV

- 52 – 0
- 89 – 1
- 89 – 8
- 89 – 9

Indicación de protecciones

- Sobre corriente en fase / neutro
- Operación del relevador 86 C
- Desbalance de sobre voltaje en el neutro del capacitor
- Operación del esquema 59/27 de control de inserción/desinserción
- Bloqueo de reposición manual
- Protección por falla de 52
- Discordancia de polos en 52
- INDICACIÓN de alarmas
- Operación anormal en protecciones: 50/51C
- Operación anormal en protecciones: 59N
- Operación anormal en protecciones: 50FI
- Falta VCC en 50/51C
- Falta VCC en 59N
- Falta VCC en 50FI
- Falta VCC en 89's
- Falta VCC en relés auxiliares
- Falta VCC circuito: cierre bobina 1 en 52
- Falta VCC circuito: cierre bobina 2, en 52
- Falta VCC circuito: disparo bobina 1 en 52
- Falta VCC circuito: disparo bobina 2 en 52
- Supervisión de bobina de disparo 1
- Supervisión de bobina de disparo 2
- Falta VCC relevador 86
- Alarma BPA en 52
- Alarma BPN en 52
- Alarma SF6 en 52
- Falla incipiente en 52
- Bloqueado el 52
- Protecciones transferidas del 52

Mandos

- 52 - 0
- 89 – 1
- 89 – 8
- 89 – 9

Medición con transductores y/o Multimeditores

- MVAR
- Amperes

Buses 400, 230 Y 115 kV

Indicación de equipo de transferencia 400 0 kV ó 230 kV

- 52 – 0⁽¹⁾
- 89 – 1⁽¹⁾
- 89 – 2⁽¹⁾
- 89 – 8⁽¹⁾

Indicación de equipo de interruptor y medio 400 kV ó 230 kV

- 52 – 0⁽¹⁾
- 89 – 1⁽¹⁾
- 89 – 2⁽¹⁾

Indicación de equipo de amarre de buses 400 kV ó 230 kV

- 52 – 0⁽¹⁾
- 89 – 1⁽¹⁾
- 89 – 2⁽¹⁾
- 89 – 8⁽¹⁾

Indicación de protecciones

- Diferencial de Bus 1 (400 kV ó 230 kV)
- Diferencial de Bus 2 (400 kV ó 230 kV)
- Diferencial de Bus Auxiliar (400 kV ó 230 kV)
- Diferencial de Bus 1 (115 kV)
- Diferencial de Bus 2 (115 kV)
- Diferencial de Bus auxiliar (115 kV)
- Bloqueo de reposición manual por diferencial B1 (400 kV ó 230 Bloqueo de reposición manual por diferencial B2 (400 kV ó 230 Bloqueo de reposición manual por diferencial B-auxiliar (400kV Bloqueo de reposición manual por diferencial B1 (115 kV)

- Bloqueo de reposición manual por diferencial B2 (115 kV)
- Bloqueo de reposición manual por diferencial B-auxiliar
- 115 Bloqueo de reposición manual por falla de 52 B1 400 kV o 23
- Bloqueo de reposición manual por falla de 52 B2 400 kV o 23
- Bloqueo de reposición manual por falla de 52 B-auxiliar 400 kV ó Bloqueo de reposición manual por falla de 52 Bus principal 115 kV
- Bloqueo de reposición manual por falla de 52 Bus auxiliar 115kV
- Protección por falla de 52 (400 kV ó 230 kV)
- Protección por falla de 52 de transferencia
- Discordancia de polos en 52 (400 kV ó 230 kV)
- Discordancia de polos en 52 de transferencia

Indicación de alarmas

- Bloqueo de 87B1 (400 kV ó 230 kV)
- Bloqueo de 87B2 (400 kV ó 230 kV)
- Bloqueo de 87B1 (115 kV)
- Bloqueo de 87B2 (115 kV)
- Operación anormal en protecciones: 87B1 (400 kV ó 230 kV)
- Operación anormal en protecciones: 87B2 (400 kV ó 230 kV)
- Operación anormal en protecciones: 87B1 (115 kV)
- Operación anormal en protecciones: 87B2 (115 kV)
- Falta VCC en 87B1 (400 kV ó 230 kV)
- Falta VCC en 87B2 (400 kV ó 230 kV)
- Falta VCC en 87B1 (115 kV)
- Falta VCC en 87B2 (115 kV)
- Falta VCC en 86B's (400 kV ó 230 kV)
- Falta VCC en 86FI's (400 kV ó 230 kV)
- Falta VCC en relés auxiliares (400 kV ó 230 kV)
- Falta VCC en 86B's (115 kV)
- Falta VCC en 86FI's (115 kV)
- Falta VCC en relés auxiliares (115 kV)
- Falta VCC en 89's (400 kV ó 230 kV)
- Falta VCC en 50FI (400 kV ó 230 kV)
- Falta VCC en relés auxiliares (400 kV ó 230 kV)
- Falta VCC en 89's en transf.
- Falta VCC en 50FI en transf.
- Falta VCC en relés auxiliares en transf.
- Falta VCC circuito: cierre Bob 1 de 52 (400 kV ó 230 kV)
- Falta VCC circuito: cierre Bob 2 de 52 (400 kV ó 230 kV)

- Falta VCC circuito: disparo Bob 1 de 52 (400 kV ó 230 kV)
- Falta VCC circuito: disparo Bob 2 de 52 (400 kV ó 230 kV)

Adquisición de datos de relevadores para envío a nivel superior por protocolo

- Duración de la falla en ciclos
- Localización ó zona de la falla
- Corriente de falla
- Indicación de detectores

Esta base de datos debe ser llenada en el siguiente formato.

NO.	TIPO	DESCRIPCIÓN (MÁXIMO 40 CARACTERES)	REVISIÓN					ELEMENTO	DEI	VARIABLE	ETIQUETA ALARMA BAJO	ETIQUETA ALARMA ALTO	UI / EDO. ALARMA	TENDENCIA	RANGO	
			A	B	C	D	E								INFERIOR	SUPERIOR
1	MANDO	DTL HAB	N				21L21_93G10	SEL-421	RB01	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
2	MANDO	DTL BLOQUEADO	N				21L21_93G10	SEL-421	RB02	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
3	MANDO	RECC HAB	N				21L21_93G10	SEL-421	RB03	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
4	MANDO	RECC BLOQUEADO	N				21L21_93G10	SEL-421	RB04	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
5	MANDO	RESET 96FI	N				50FIL21_93G10	SEL-351	RB1	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
6	MANDO	RESET 96D10	N				50FIL21_93G10	SEL-351	RB2	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
7	MANDO	DTO BLOQUEADO	N				50FIL21_93G10	SEL-351	RB3	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
8	MANDO	DTO HAB	N				50FIL21_93G10	SEL-351	RB4	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
9	MANDO	OR CIERRE VERIFICADO	N				50FIL21_93G10	SEL-351	RB5	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
10	MANDO	DTL HAB	N				87L21_93G10	SEL-311L	RB1	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
11	MANDO	DTL BLOQUEADO	N				87L21_93G10	SEL-311L	RB2	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
12	MANDO	OR AP IHM	N				MCADA_93G10	SEL-2440	RB01	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
13	MANDO	OR AP CENACE	N				MCADA_93G10	SEL-2440	RB17	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
14	MANDO	OR CIERRE IHM	N				MCADA_93G10	SEL-2440	RB02	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
15	MANDO	OR CIERRE CENACE	N				MCADA_93G10	SEL-2440	RB18	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
16	MANDO	OR CIERRE CUCHILLA 93G11 IHM	N				MCADB_93G10	SEL-2440	RB02	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
17	MANDO	OR CIERRE CUCHILLA 93G11 CENACE	N				MCADB_93G10	SEL-2440	RB10	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
18	MANDO	OR AP CUCHILLA 93G11 IHM	N				MCADB_93G10	SEL-2440	RB01	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
19	MANDO	OR AP CUCHILLA 93G11 CENACE	N				MCADB_93G10	SEL-2440	RB09	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
20	MANDO	OR CIERRE CUCHILLA 93G12 IHM	N				MCADB_93G10	SEL-2440	RB04	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
21	MANDO	OR CIERRE CUCHILLA 93G12 CENACE	N				MCADB_93G10	SEL-2440	RB12	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
22	MANDO	OR AP CUCHILLA 93G12 IHM	N				MCADB_93G10	SEL-2440	RB03	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
23	MANDO	OR AP CUCHILLA 93G12 CENACE	N				MCADB_93G10	SEL-2440	RB11	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
24	MANDO	OR CIERRE CUCHILLA 93G19 IHM	N				MCADB_93G10	SEL-2440	RB06	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
25	MANDO	OR CIERRE CUCHILLA 93G19 CENACE	N				MCADB_93G10	SEL-2440	RB14	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
26	MANDO	OR AP CUCHILLA 93G19 IHM	N				MCADB_93G10	SEL-2440	RB05	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
27	MANDO	OR AP CUCHILLA 93G19 CENACE	N				MCADB_93G10	SEL-2440	RB13	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
28	ALARMA	MCAD EN MODO PRUEBA	N				MCADB_93G10	SEL-2440	IN307	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
29	ALARMA	SUPERV CIERRE ACCIDENT FASE A 93G10	N				MCADB_93G10	SEL-2440	IN308	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
30	ALARMA	FLT VCD CTO DISP 2 93G10	N				MCADB_93G10	SEL-2440	IN309	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
31	ALARMA	FLT VCD CTRL CUCHILLAS	N				MCADB_93G10	SEL-2440	IN310	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
32	ALARMA	FLT VCD MCAD93G10A	N				MCADB_93G10	SEL-2440	IN311	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
33	ALARMA	FLT VCD CUIFO 93G101	N				MCADB_93G10	SEL-2440	IN312	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
34	ALARMA	FLT VCD CUIFO 93G102	N				MCADB_93G10	SEL-2440	IN313	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
35	ALARMA	ANM CUIFO 93G101	N				MCADB_93G10	SEL-2440	IN314	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
36	ALARMA	ANM CUIFO 93G102	N				MCADB_93G10	SEL-2440	IN315	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
37	ALARMA	ANM MCAD93G10A	N				MCADB_93G10	SEL-2440	IN316	NORMAL	EJECUTADO	1	NA	0	1	
38	INDICACION	OP RECC	N				21L21_93G10	SEL-421	PSV17	NORMAL	OPERADO	1	NA	0	1	
39	ALARMA	FLT VCD 27/83L1	N				21L21_93G10	SEL-421	IN203	NORMAL	ALARMA	1	NA	0	1	
40	ALARMA	FLT VCD MODULO CUIFO-93G101A	N				21L21_93G10	SEL-421	IN204	NORMAL	ALARMA	1	NA	0	1	
41	ALARMA	FLT VCD MODULO CUIFO-93G102A	N				21L21_93G10	SEL-421	IN205	NORMAL	ALARMA	1	NA	0	1	
42	ALARMA	ANM MODULO CUIFO-93G101A	N				21L21_93G10	SEL-421	IN207	NORMAL	ALARMA	1	NA	0	1	
43	ALARMA	ANM MODULO CUIFO-93G102A	N				21L21_93G10	SEL-421	IN208	NORMAL	ALARMA	1	NA	0	1	
44	ALARMA	RECC BLOQUEADO	N				21L21_93G10	SEL-421	PSV19	NORMAL	ALARMA	1	NA	0	1	
45	INDICACION	OP PROT 21 FASE A	N				21L21_93G10	SEL-421	PCT11Q	NORMAL	OPERADO	1	NA	0	1	
46	INDICACION	OP PROT 21 FASE B	N				21L21_93G10	SEL-421	PCT12Q	NORMAL	OPERADO	1	NA	0	1	
47	INDICACION	OP PROT 21 FASE C	N				21L21_93G10	SEL-421	PCT13Q	NORMAL	OPERADO	1	NA	0	1	
48	INDICACION	OP TRNS POTT 93G10	N				21L21_93G10	SEL-421	PCT18Q	NORMAL	OPERADO	1	NA	0	1	
49	INDICACION	OP RX POTT 93G10	N				21L21_93G10	SEL-421	PCT17Q	NORMAL	OPERADO	1	NA	0	1	
50	INDICACION	OP TRNS DTL 93G10	N				21L21_93G10	SEL-421	PCT19Q	NORMAL	OPERADO	1	NA	0	1	
51	INDICACION	OP RX DTL	N				21L21_93G10	SEL-421	PCT14Q	NORMAL	OPERADO	1	NA	0	1	
52	ALARMA	PERDIDA POT 93G10	N				21L21_93G10	SEL-421	LOP	NORMAL	ALARMA	1	NA	0	1	
53	INDICACION	OP PROT 87N 93G10	N				21L21_93G10	SEL-421	PCT20Q	NORMAL	OPERADO	1	NA	0	1	
54	ALARMA	DTL HAB	N				21L21_93G10	SEL-421	PLT12	NORMAL	ALARMA	1	NA	0	1	
55	ALARMA	ARR 50FI TRIPOLAR	N				50FIL21_93G10	SEL-351	SV10	NORMAL	ALARMA	1	NA	0	1	
56	ALARMA	RX DTO (CANAL 1)	N				50FIL21_93G10	SEL-351	SVT8	NORMAL	ALARMA	1	NA	0	1	

3.3.1 PRUEBAS FAT.

Pruebas de Aceptación en Fábrica (FAT).

Pruebas al sistema realizadas por el Contratista en el “**Escenario de Pruebas**” establecido, con el fin de que el sistema se encuentre en condiciones operacionales para su instalación en sitio, donde la Comisión realiza la verificación de la funcionalidad y confiabilidad de todos los equipos y componentes del sistema en las instalaciones del fabricante de acuerdo con el Contrato.

Estas son pruebas realizadas en forma interna, con la finalidad de que el sistema se encuentre en condiciones óptimas para la validación en la etapa de “Pruebas Pre Operativas”. Previo a estas pruebas se lleva a cabo las Pruebas PREFAT y PRESAT.

Pruebas previas a FAT (PREFAT).

Pruebas realizadas por el Contratista, en forma interna en el “Escenario de Pruebas” preestablecido, con la finalidad de que el sistema se encuentre en condiciones óptimas para la validación en la etapa de “Pruebas de aceptación en fábrica” (FAT). Para lo cual el Contratista debe verificar la funcionalidad y confiabilidad de todos los equipos y componentes del sistema de acuerdo al alcance del Contrato. En la cual se le tiene que entregar la Base de Datos con la que se va a cargar a los equipos, ya que se realizan las configuraciones de los equipos que conforman el sistema de acuerdo a la base de datos de Nivel Local y Nivel Superior.

A su vez se le entregan Diagramas Unifilares con nomenclatura de CENACE con lo que se configura el sistema.

REQUISITOS PARA INICIAR PRUEBAS FAT Y SAT.

Para dar inicio a las pruebas es necesario que el Contratista cumpla con los requisitos mostrados en la Tabla 2 con la finalidad de realizar las pruebas FAT y SAT en tiempo y forma de acuerdo al programa definido en reuniones de ingeniería, evitando los tiempos muertos por trabajos inconclusos.

Es necesario que el Contratista proporcione evidencia documental del cumplimiento de todos los requisitos para que el personal que designe la Comisión pueda asistir a las pruebas FAT y SAT.

Tabla 2. Parte de PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS DEL "SICLE" P-IPS-CT-01 rev.1 .2008

REQUISITOS	PREFAT	PRESAT
Pruebas dieléctricas prototipo a Servidor SCADA y MCAD, de acuerdo a la Especificación CFE-G0000-34.	✓	x
Capacidad suficiente de alimentación para la energización de los equipos bajo prueba.	✓	x
Pruebas prototipo de compatibilidad electromagnética a Servidor SCADA y MCAD, de acuerdo a la Especificación CFE-G0000-34.	✓	x
Atención de los comentarios y observaciones detectadas durante las pruebas-FAT.	x	✓
Suministro completo de acuerdo al Contrato, de las secciones, equipos y accesorios que integran el sistema, incluyendo manuales, software, licencias, planos y herramientas.	✓	✓
Montaje de las secciones de protección, control, comunicaciones en sitio, de forma segura y de acuerdo a la disposición conforme al plano del Proyecto.	x	✓
Cableado interno y de interconexión requerido en las secciones de protecciones, control, comunicaciones y medición, servicios propios y equipo inherente al SICLE debe estar concluido en su totalidad.	x	✓
Conexión de las diferentes redes que integran el sistema.	✓	✓
Configuraciones de los equipos que conforman el sistema de acuerdo a la base de datos de Nivel Local y Nivel Superior definidas en reuniones de ingeniería.	✓	✓
Software propietario de todos los equipos del sistema instalado en las consolas.	✓	✓
Diagramas esquemáticos y de ingeniería en su última revisión, en los cuales se hayan atendido las observaciones realizadas por la Comisión en revisiones y en reuniones de ingeniería.	✓	x
Diagramas esquemáticos y de ingeniería en su última revisión, en los cuales se hayan atendido las observaciones realizadas por la Comisión durante el desarrollo de las pruebas FAT.	x	✓
Diagramas Unifilares con nomenclatura de CENACE configurados en el sistema.	✓	✓
Formatos de pruebas debidamente llenados incluidos en este documento.	✓	✓
El Sistema debe estar instalado en un "Escenario de pruebas"	✓	x

PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS

Tomando como base la experiencia del personal de la especialidad de Control durante las pruebas, se generan los procedimientos para las pruebas mostradas en la Tabla 3. Cualquier anomalía detectada durante el desarrollo de cada Prueba causa la no aceptación de la misma. Cabe mencionar que estas pruebas se realizaron en la fábrica del contratista ubicado en San Luis Potosí de los días 19 al 30 de septiembre de 2011.

Tabla 3. Parte de PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS DEL "SICLE" P-IPS-CT-01 rev.1 .2008.

No.	PRUEBAS	PRE-FAT	FAT	PRE-SAT	SAT
1	Verificación del Alcance del suministro e inspección visual.	✓	✓	✓	✓
2	Prueba de Funcionalidad en CCL, CI y MCAD's.	✓	✓	✓	✓
3	Prueba de Redes del Sistema.	✓	x	x	x
4	Prueba de Sincronización de tiempo.	✓	✓	✓	✓
5	Prueba de Entradas Digitales.	✓	✓	✓	✓
6	Prueba de Entradas Analógicas.	✓	✓	✓	✓
7	Prueba de Salidas Digitales.	✓	✓	✓	✓
8	Prueba de Salidas Analógicas.	✓	✓	✓	✓
9	Prueba de lógicas de control (interlock's).	✓	✓	✓	✓
10	Prueba de Redundancia del Servidor SCADA.	✓	✓	✓	✓
11	Prueba de Redundancia de alimentación (Inversor de Voltaje).	✓	✓	✓	✓
12	Prueba del desempeño del Sistema.	x	x	✓	✓
13	Prueba de Acceso por puerto transparente al software propietario de los DEI's.	✓	✓	✓	✓
14	Prueba de Acceso Remoto.	x	x	✓	✓
15	Prueba del protocolo de comunicación.	x	x	✓	✓
16	Prueba de Avalancha de eventos y alarmas.	x	x	✓	✓

1. Verificación del Alcance del suministro e inspección visual.

En estas pruebas se lleva a cabo el siguiente trabajo.

Objetivo de la prueba. Es el de verificar el alcance de suministro de los equipos que conforman el SICLE, así como manuales, software, simulador, herramientas especiales y refacciones con respecto a lo requerido por contrato.

Escenario de la prueba. Se define el lugar para las pruebas en este caso planta de fabricación del contratista. Se verifica que el contratista cuente con todo el equipamiento completo y los accesorios indicados dentro del alcance del Proyecto, así como las condiciones adecuadas y necesarias para el desarrollo de esta actividad de verificación de suministro incluyendo el personal especialista involucrado en el Proyecto.

Condiciones iniciales de la prueba. Contar con los documentos correspondientes al proyecto como son el contrato, las Características Particulares, las especificaciones aplicables, los diagramas esquemáticos y de ingeniería en su última

revisión estando atendidas las observaciones realizadas por la Comisión, los diagramas unifilares, el cableado interno de las secciones.

Deberá de contar con los recursos humanos y materiales para el desarrollo de la verificación del alcance de suministro. Contando con el personal especialista involucrado en el proyecto durante todo el desarrollo de esta actividad así como el personal responsable del Contratista. Incluir herramientas especiales en caso de requerirse para esta actividad.

Descripción de la prueba. Iniciar con la revisión del formato “Verificación del Alcance del suministro e inspección visual”, se procede a verificar que la cantidad de secciones y equipos correspondan con la arquitectura aprobada del proyecto y con los diagramas esquemáticos de ingeniería incluyendo las observaciones de la Comisión, así como el estado de los equipos que integran cada sección, cotejando las características de los equipos de Control indicadas en los campos de las tablas de este procedimiento con los datos técnicos de cada uno.

En dado caso de existir incongruencias o desvíos en el suministro realizar las observaciones y/o comentarios correspondientes. Verificar que el estado de los suministros de acuerdo al alcance del proyecto se encuentre en condiciones óptimas y funcionales, en caso de presentar daños físicos realizar reporte de anomalías.

Resultados de la prueba. Se espera que la verificación del alcance de suministro sea de forma satisfactoria cumpliendo de acuerdo a contrato sin desviaciones.

Documentación esperada como evidencia de la prueba. La presentación del formato “Verificación del Alcance del suministro e inspección visual” debidamente llenado sin reportes de anomalías.

Criterio de evaluación de la prueba. Se considera como una prueba o desarrollo de actividad no satisfactoria si se detectan faltantes, incongruencias, desvíos o daños a cualquier elemento del Sistema.

2. Prueba de Funcionalidad en CCL, CI y MCAD’s.

Objetivo de la prueba. Verificar representaciones y funcionalidad en pantallas de CCL y CI, de los diagramas unifilares de la Subestación en forma general y de cada bahía detalladamente, así como el despliegado y muestreo de pantallas de alarmas, estados, controles, mediciones y tendencias configuradas en las CCL y CI. Incluyendo las representaciones en pantalla de las comunicaciones y estados del sistema en las CCL y CI. Verifica el unifilar, las alarmas, estados y mediciones correspondientes a la bahía en los mímicos de los MCAD’s. Así como la verificación de los accesos de usuario al Sistema.

Escenario de la prueba. Es necesario disponer con todas las secciones completas ya instaladas en su totalidad incluyendo todos los equipos y accesorios que se indican de acuerdo al proyecto, contando con áreas de trabajo con las condiciones adecuadas y necesarias para el desarrollo de esta prueba considerando el personal especialista del contratista involucrado en el proyecto durante todo el proceso de la prueba.

Condiciones iniciales de la prueba. Se solicita al contratista proporcione los documentos correspondientes al proyecto como son las características particulares, las especificaciones aplicables de acuerdo a lo indicados en el contrato, los diagramas esquemáticos y de ingeniería en su última revisión estando atendidas las observaciones realizadas por la Comisión, los diagramas unifilares, concluido el cableado de control, protección y fuerza de las secciones e instalados en su totalidad, sin personal realizando actividades dentro de las secciones con equipos o trabajos al inicio de las pruebas. Presentar formato “Prueba de Funcionalidad en CCL, CI y MCAD´s”.

Descripción de la prueba. Se iniciar con la verificación en la pantalla de la CCL la cual debe de tener configurado el unifilar general de la Subestación debiendo de corresponder con el diagrama unifilar de la subestación proporcionado de acuerdo a proyecto.

Se realizar la misma actividad en la CI debiendo de corresponder con lo antes mencionado. Incluir en todos los casos anteriores que las pantallas cuenten con los datos de identificación de los equipos y componentes que conforme la subestación apegados a la nomenclatura del CENACE.

Se verifica que se tengan las barras de herramientas de navegación y configuración en cada una de las pantallas de CCL y CI.

Se revisa que las pantallas de la CCL y CI respectivamente muestren las alarmas, estados, controles, mediciones y tendencias configuradas mediante navegación de pantallas.

Verificar en las pantallas de CCL y CI que se muestren alarmas no reconocidas, alarmas, activas y filtrado de alarmas ordenadas de manera cronológica.

Verificar en las pantallas de las CCL y CI la bitácora de históricos que la selección de eventos sea por rango de fecha y hora. La stampa de tiempo debe incluir hasta milisegundos.

Verificar que después del reinició de las consolas permanezcan los datos históricos de la bitácora.

Verificar que los equipos y componentes en la pantalla de la red de comunicaciones del sistema de las CCL y CI tengan correspondencia con el estado físico de cada equipo.

Se verifica que al estar ambas consolas en operación, generar en un MCAD una cantidad de eventos y verificar que en forma simultánea se representan en ambas consolas.

Se realiza que sacar de barrido una de las consolas y generar nuevamente los eventos, la consola en operación debe reportar estos eventos en forma adecuada.

Posteriormente se restablecer el barrido de la segunda consola dejando el sistema completamente operando y verificar las mismas condiciones operativas de la consola que se encontraba en operación.

Durante el reinicio de la CCL no se deben imprimir los eventos ya reconocidos.

Verificar en la CCL, CI y MCAD's los accesos para los permisos de usuarios según lo indicado en la especificación correspondiente.

Verificar la edición y creación de nuevas pantallas.

Verificar el despliegado de las Estadísticas de comunicaciones de la red de los equipos del Sistema. Verificar la exportación de información de la base de datos en formatos SQL, OPC y ODBC.

En caso de existir incongruencias o detalles de configuraciones durante el desarrollo de la prueba realizar las observaciones y/o comentarios al respecto.

Criterio de evaluación de la prueba. Se considera como una prueba o desarrollo de actividad no satisfactoria si se presentan incongruencias e información errónea durante la navegación de pantallas de CCL y CI así como: Cualquier operación anormal que ocurra durante las pruebas y requiera intervención en el equipo o sustitución de equipo y componentes, debe ser considerada como una anomalía. Falla de diseño que involucra la alteración o el reemplazo del componente dañado por otro de mejor calidad, y las formas de manifestación de fallas en diseño son: Falla repetitiva o presentación de dos o más fallas simultáneas o sucesivas en las consolas del sistema, falla causante de la destrucción de otros componentes, cualquier defecto relacionado a la programación en las Consolas y cualquier daño presentado a los equipos que integran las consolas. El software de aplicación no debe presentar avisos o ventanas de warning o bloqueo de tareas, lo cual será considerado como una anomalía. Al final se debe de llenar el formato de "Prueba de Funcionalidad en CCL, CI y MCAD's".

3. Prueba de Redes del Sistema.

Objetivo de la prueba. Es el verificar que todos los equipos del SICLE estén integrados a las redes de datos, sincronización y configuración, incluyendo los equipos de medición y registradores de disturbios integrados en secciones de TIPCyM, identificando los tipos de puertos, protocolos, software propietarios de configuración y explotación conforme a la arquitectura aprobada.

Escenario de la Prueba. Se solicita al contratista cuente con todas las secciones completas, todos los equipos y accesorios indicados dentro del alcance del proyecto, así como las condiciones adecuadas y necesarias para el desarrollo de esta actividad, redes de datos, sincronización y configuración instaladas en forma correcta, equipos de red debidamente instalados, incluyendo el personal especialista del Contratista involucrado en el proyecto. Disponibilidad de puertos de red para conectarse al Sistema.

Descripción de la Prueba. Iniciar con la verificación de las redes instaladas dentro del sistema para cada una de las secciones, por equipos y accesorios que conforman la red; deben de corresponder con el diagrama de redes del sistema de la subestación proporcionado de acuerdo a proyecto.

Se verificar que se tengan las conexiones en los puertos correspondientes para los arreglos de redundancia en el servidor SCADA.

Se revisa las conexiones en los MCAD's verificando los puertos de conexión: sincronización y datos.

Verificar que dentro de la red no exista ningún convertidor de medios.

Se realiza la prueba de redundancia de la red de datos. Se debe desconectar un puerto de un punto de la red y no se debe perder la comunicación entre los equipos.

En caso de que la arquitectura principal cuente con LAN Switch se debe apagar/desconectar uno de ellos y el sistema debe seguir operando.

En caso de pérdida de comunicación de un elemento en la red de datos se debe visualizar en el diagrama de arquitectura de las CCL y CI el segmento de red o equipo que falló independientemente de la alarma correspondiente.

Verificar que la identificación de los cables de red corresponda con los planos en su última revisión.

Criterio de evaluación de la prueba. Se considera como una prueba o desarrollo de actividad no satisfactoria si se presentan problemas de pérdida de información, configuración, sincronización, explotación o daños a puertos de comunicación, así como puertos mal configurados, equipos de red en mal estado, cableado de red en malas condiciones y cableado mal identificado. Al finalizar estas pruebas es llenado el Formato de "Prueba de Redes del Sistema" para su aprobación.

4. Prueba de Sincronización de tiempo.

Objetivo de la prueba. Sincronización con la señal del GPS para verificar que todos los equipos que conforman el sistema se encuentren en la misma sincronía de tiempo, incluyendo los equipos de protección, medición y registradores de disturbios integrados en las secciones de TIPCyM conforme al diagrama de arquitectura en su última revisión.

Escenario de la prueba. Se le solicita al contratista que tenga todas las secciones completas, todos los equipos y accesorios indicados dentro del alcance del proyecto enlazados a la red de sincronización, así como las condiciones adecuadas y necesarias para el desarrollo de esta actividad, redes de sincronización y configuración instaladas en forma correcta, equipos de red debidamente instalados, incluyendo el personal especialista del Contratista involucrado en el Proyecto.

Descripción de de la prueba. Se inicia con la prueba de sincronización del sistema en cada uno de los equipos y accesorios que conforman el Sistema, realizando la verificación del estampado de tiempo actual en el reloj interno de cada uno de los equipos y accesorios que conforman el Sistema con la finalidad de confirmar la precisión entre DEI's y GPS (fecha y hora).

Modificar los ajustes en el modulo del GPS adelantando el día y la hora, para verificar que los cambios de actualización sea estampado en todos los equipos en forma automática de acuerdo al cambio realizado.

Se realiza otro ajuste en forma inversa al modulo, consistiendo en retrasar el día y la hora, verificar que la actualización de la fecha sea estampado en todos los equipos en forma automática.

Se configura el reloj satelital del modulo del GPS al uso horario del sitio donde se instalará el sistema y mediante este reloj se sincronizará a los dispositivos ya sea mediante conexión de una red de sincronía o por protocolo dependiendo de la última revisión de ingeniería corroborando que quede en condiciones funcionales.

Se verifica que cambie la fecha de acuerdo al horario de verano, ajustando manualmente la fecha y hora correspondientes.

Para el caso en que la sincronización se realice por IRIG-B, no aplica la prueba de cambio de fecha.

Criterio de evaluación de la prueba. Se considera como una prueba o desarrollo de actividad no satisfactoria si se presentan problemas de sincronización no resueltos o daños a los puertos de sincronización de los equipos y módulos, o problemas de configuración de puertos para sincronización, equipos de red en mal estado, cableado de red en malas condiciones, cableado mal identificado. Al terminar la prueba se procede al llenado del formato "Prueba de Sincronización de tiempo" para su aprobación.

5. Prueba de Entradas Digitales.

Objetivo de la prueba. Es el verificar que cada entrada digital, establecida en la base de datos, sea recibida en todos los niveles de control donde deberá ser visualizada y registrada, con la correcta configuración del protocolo(s) indicado(s) en contrato, probando también en forma adicional las señalizaciones de los equipos de protecciones y las definidas por lógica.

Escenario de la prueba. Es indispensable que se cuente con todos los equipos y accesorios del Sistema en forma operables, así como las condiciones adecuadas y necesarias para el desarrollo de esta actividad, redes de comunicación y configuración instaladas en forma correcta, equipos de red debidamente instalados, interconexiones entre secciones, habilitación de simuladores de equipos primario en caso de pruebas PREFAT y FAT o en su caso en forma real desde equipo primario para las pruebas PRESAT y SAT para la generación de señales, incluyendo el personal especialista del Contratista y de la Comisión involucrado en el Proyecto.

Descripción de de la prueba. Se realizan conexiones correspondientes a los módulos de control y adquisición de datos conectando un equipo simulador de posiciones con relevadores auxiliares biestables. Se verifica que los unifilares en las pantallas del MCAD, CCL y CI muestren las posiciones de los equipos a monitorear y controlar.

Una vez que se ha confirmado que los equipos señalizan en los unifilares de manera correcta se realizan cambios de posición de abierto a cerrado y viceversa desde los relevadores auxiliares para validar la actualización de los puntos digitales dobles en MCAD, CCL, CI y en los simuladores de nivel superior (UTM1 y UTM2).

Con el apoyo de los diagramas esquemáticos se energizan las entradas digitales de los módulos de control y adquisición de datos realizando los “puentes” en el circuito de control y alarmas; se verifican los listados de eventos y alarmas de MCAD, CCL, CI e impresora así como la actualización de los puntos en los simuladores de nivel superior (UTM1 y UTM2).

Se inyectan valores de falla a las protecciones asociadas al Sistema verificando que las operaciones de las protecciones queden registradas en CCL, CI, impresora y simulador de nivel superior (UTM1 y UTM2).

Validar las entradas digitales mediante la base de datos de acuerdo a los protocolos indicados en las características particulares del proyecto. Verificar que cada entrada digital sea configurable por software con un filtro anti rebote (debounce) en un rango de 0 a 100 milisegundos.

Criterio de evaluación de la prueba. Se considera como una prueba o desarrollo de actividad no satisfactoria si se presentan problemas en la operación, problemas de pérdida de información, discordancia de puntos digitales con respecto a la base de datos.

Así como cualquier operación anormal que ocurra durante las pruebas y requiera intervención en el equipo o sustitución de equipo y componentes, debe ser considerada como una anomalía. Al terminar la prueba se procede al llenado del formato “Prueba de Entradas Digitales”.

6. Prueba de Entradas Analógicas.

Objetivo de la prueba Verificar que cada entrada analógica, establecida en la base de datos, sea recibida en todos los niveles de control donde deberá ser visualizada y registrada, con la correcta configuración del protocolo(s) indicado(s) en contrato.

Escenario de la prueba. Se solicita al contratista tener disponibles todos los equipos y accesorios del Sistema en forma operables, así como las condiciones adecuadas y necesarias para el desarrollo de esta actividad, redes de comunicación y configuración instaladas en forma correcta, equipos de red debidamente instalados, tener habilitado el equipo de inyección en las entradas de voltaje y corriente del MCAD en pruebas PREFAT y FAT, y desde borneras de TC's y TP's en caso de PRESAT y SAT, incluyendo el personal especialista del Contratista y de la Comisión involucrado en el Proyecto. Para el caso de entradas provenientes de transductores se requiere una fuente de alimentación variable.

Condiciones iniciales de la prueba. Contar con los documentos correspondientes al proyecto como son las características particulares, las especificaciones aplicables de acuerdo a lo indicados en el contrato, los diagramas esquemáticos y de ingeniería en su última revisión estando atendidas las observaciones realizadas por la Comisión, alimentación de CA y CD del sistema debidamente concluido, equipo de prueba debidamente instalado, equipo de inyección de voltajes y corrientes calibrado.

Descripción de la prueba. Realizar las conexiones a las entradas de los módulos de control y adquisición de datos conectando el equipo de inyección de voltajes y corrientes, verificando primeramente la relación de transformación en los equipos primarios para ajustar los valores de inyección.

Realizar enseguida, inyecciones de voltaje de la forma como se indica en el formato de la prueba, plasmando los valores obtenidos en los campos indicados.

Continuar con la inyección de corrientes de acuerdo como se indica en el formato correspondiente de la prueba, anotando los valores obtenidos en el formato correspondiente.

Se incluyen los valores de las frecuencias obtenidas de acuerdo a las variaciones de voltaje y corriente para las dos actividades anteriores de la prueba.

Se realiza la medición de Potencias inyectando voltajes y corrientes de acuerdo a los porcentajes indicados anotando los valores obtenidos en el formato correspondiente.

Se verifica que los datos de medición presentados en las pantallas de las CCL, CI, MCAD's y en los simuladores de nivel superior sean correspondientes a los valores inyectados.

Se validan las entradas analógicas mediante la base de datos de acuerdo al protocolo indicado.

Se verifica un tiempo máximo para adquisición de las mediciones, debe ser de 1 segundo en las Consolas.

Criterio de evaluación de la prueba. Se considera como una prueba o desarrollo de actividad no satisfactoria si se presentan problemas en la operación, problemas de pérdida de información, discordancia de entradas analógicas con respecto a la base de datos, valores no reales de acuerdo a la relación de transformación o factor de escala correspondiente.

Así como cualquier operación anormal que ocurra durante las pruebas y requiera intervención en el equipo o sustitución de equipo y componentes, debe ser considerada como una anomalía. Al terminar la prueba se procede al llenado del formato "Prueba de Entradas Analógicas".

7. Prueba de Salidas Digitales.

Objetivo de la prueba. Es verificar que cada salida digital, establecida en la base de datos, sea ejecutado en todos los niveles de operación donde debe ser visualizada y registrada indicando el origen del comando de control, con la correcta configuración del protocolo(s) indicado(s) en Contrato.

Escenario de la prueba. Se solicita que estén disponibles todos los equipos y accesorios del Sistema en forma operables, así como las condiciones adecuadas y necesarias para el desarrollo de esta actividad, y derivado de la prueba de entradas digitales se debe contar con la habilitación de simuladores de equipos primarios en caso de pruebas PREFAT y FAT o en su caso en forma real desde equipo primario para las pruebas PRESAT y SAT, para la ejecución de los comandos de control desde, CCL, CI, MCAD's y simuladores (UTM 1 y UTM 2).

Descripción de la prueba. Se realiza las conexiones a las salidas de los módulos de control y adquisición de datos, para el caso de las pruebas PREFAT y FAT debe conectarse simuladores de equipos primarios.

Se revisa que cada MCAD debe contar con la funcionalidad Remoto / Local para habilitar– deshabilitar las salidas de control (mandos), además de una indicación visual local y remota para cada posición, con el correspondiente envío de esta señalización en la CCL, CI y simuladores vía servidor SCADA, verificar que se cumplan las siguientes condiciones.

- En posición Remoto, permite los controles desde la CCL, CI y Centros de Control vía servidor SCADA.
- En posición Local, inhibe los controles del CCL, CI y Centros de Control vía servidor SCADA; y se ejecutan solo desde el MCAD.

Se revisa que cada comando que se realice de los distintos niveles de operación se debe verificar en cada una de las pantallas de MCAD, CCL, CI y simuladores (UTM1 y UTM2).

Se verifica el tiempo de cierre del contacto de las salidas digitales y deben ser ajustables por software en el intervalo de 0,1 a 10,0 segundos

Se validan las salidas digitales mediante la base de datos de acuerdo al protocolo indicado.

Se verifican los siguientes tiempos de respuesta:

- Tiempo máximo para actualización de un cambio de estado en pantalla debe ser de 1 segundo.
- Tiempo máximo para la ejecución de un control debe ser de 0.5 segundos.

Criterio de evaluación de la prueba. Se considera como una prueba o desarrollo de actividad no satisfactoria si se presentan problemas en la operación, problemas de pérdida de información, discordancia de salidas digitales con respecto a la base de datos,

Así como cualquier operación anormal que ocurra durante las pruebas y requiera intervención en el equipo o sustitución de equipo y componentes, debe ser considerada como una anomalía. Al terminar la prueba se procede al llenado del formato “Prueba de Salidas Digitales”.

8. Prueba de Salidas Digitales.

Objetivo de la prueba. Es el verificar que cada salida analógica, establecida en la base de datos, sea ejecutado en todos los niveles de operación donde debe ser visualizada y registrada indicando el origen del comando de control, con la correcta configuración del protocolo(s) indicado(s) en Contrato.

Escenario de la prueba. Se verifica que todos los equipos y accesorios del Sistema sean operables, así como en condiciones adecuadas y necesarias para el desarrollo de esta actividad, y derivado de la prueba de salidas analógicas se debe contar con la habilitación de un multímetro para verificar las salidas analógicas en caso de pruebas PREFAT y FAT o en su caso en forma real desde equipo primario para las

pruebas PRESAT y SAT, para la ejecución de los comandos de control desde, CCL, CI, MCAD's y simuladores (UTM 1 y UTM 2).

Descripción de la prueba. Se verifican las conexiones a las salidas de los módulos de control y adquisición de datos, para el caso de las pruebas PREFAT y FAT debe conectarse a un multímetro.

Se revisa que cada MCAD cuente con la funcionalidad Remoto / Local para habilitar–deshabilitar las salidas de control (mandos), además de una indicación visual local y remota para cada posición, con el correspondiente envío de esta señalización en la CCL, CI y simuladores vía servidor SCADA, y se verifica que se cumplan las siguientes condiciones.

- En posición Remoto, permite los controles desde la CCL, CI y Centros de Control vía servidor SCADA.
- En posición Local, inhibe los controles del CCL, CI y Centros de Control vía servidor SCADA; y se ejecutan solo desde el MCAD.

Se visualiza que cada comando que se realice de los distintos niveles de operación se debe verificar en cada una de las pantallas de MCAD, CCL, CI y simuladores.

Se validan las salidas analógicas mediante la base de datos de acuerdo al protocolo indicado.

Criterio de evaluación de la prueba.

Se considera como una prueba o desarrollo de actividad no satisfactoria si se presentan problemas en la operación, problemas de pérdida de información, discordancia de salidas analógicas con respecto a la base de datos.

Así como cualquier operación anormal que ocurra durante las pruebas y requiera intervención en el equipo o sustitución de equipo y componentes, debe ser considerada como una anomalía. Al terminar las pruebas se procede a llenar el formato “Prueba de Salidas Analógicas”.

9. Prueba de lógicas de control (interlock's).

Objetivo de la prueba. Se verifica que las lógicas que se encuentran configuradas en los MCAD's coincidan con sus diagramas esquemáticos y los planos de ingeniería en su última revisión, acorde con lo establecido en la base de datos para ser ejecutado en todos los niveles de operación donde debe ser visualizada.

Escenario de la prueba. Se revisa que todos los equipos y accesorios del Sistema sean operables, así como las condiciones adecuadas y necesarias para el desarrollo de esta actividad, y derivado de la prueba lógicas de interlock's.

Se debe contar con la habilitación de simuladores de equipos primarios en caso de pruebas PREFAT y FAT, para la ejecución de los comandos de control desde, CCL, CI, MCAD's y simuladores.

Descripción de la prueba. Se realizan las conexiones a las salidas de los módulos de control y adquisición de datos, para el caso de las pruebas PREFAT y FAT debe conectarse simuladores de equipos primarios. Se verifica cada uno de los permisos y habilitaciones para la operación de apertura y cierre de cuchillas e interruptores, de acuerdo con los planos de ingeniería en su última revisión.

Criterio de evaluación de la prueba. Se considera como una prueba o desarrollo de actividad no satisfactoria si se presentan problemas en la operación, problemas de pérdida de información, discordancia de las lógicas con respecto a los planos de ingeniería.

Así como cualquier operación anormal que ocurra durante las pruebas y requiera intervención en el equipo o sustitución de equipo y componentes, debe ser considerada como una anomalía. Al terminar las pruebas se procede a llenar el formato "Prueba de lógicas de control (interlock's)"

10. Prueba de Redundancia del Servidor SCADA.

Objetivo de la prueba. Comprobar que el sistema debe operar con dos servidores SCADA en configuración redundante. Bajo condiciones de conmutación no se deben repetir los eventos reportados con anterioridad y no se deben perder eventos presentados en campo durante el proceso de conmutación.

Escenario de la prueba. Se verifica que estén disponibles todos los equipos y accesorios del Sistema, así como las condiciones adecuadas y necesarias para el desarrollo de esta actividad, debiendo contar con el servidor SCADA, CCL y CI en forma completa para las pruebas PREFAT, FAT, contando con los simuladores instalados para la validación de redundancia del Sistema.

Descripción de de la prueba. Se generan eventos en el sistema mientras opera normalmente. Apagar el Servidor SCADA 1, generar nuevos eventos.

Al momento de apagar el Servidor 1, el sistema debe seguir operando con el Servidor 2 sin perder eventos y reportando la falla en la CCL, CI, simuladores. Restablecer el Servidor 1 y generar eventos en el sistema en operación normal. Apagar el Servidor SCADA 2, generar nuevos eventos. Al momento de apagar el Servidor 2, el sistema debe seguir operando con el Servidor 1 sin perder eventos y reportando la falla en la CCL, CI, simuladores.

Criterio de evaluación de la prueba. Se considera como una prueba o desarrollo de actividad no satisfactoria si se presentan problemas en la operación, problemas de pérdida o duplicidad de información, discordancia de puntos con respecto a la base de datos, perdida o bloqueo de comunicación de

uno de los Servidores SCADA, pérdida o bloqueo de comunicación de alguna de las Consolas.

Así como cualquier operación anormal que ocurra durante las pruebas y requiera intervención en el equipo o sustitución de equipo y componentes, debe ser considerada como una anomalía. Al terminar las pruebas se procede a llenar el formato “Prueba de Redundancia del Servidor SCADA”.

11. Prueba de Redundancia de alimentación (Inversor de Voltaje).

Objetivo de la prueba. Verificar el estado de los equipos que conforman el sistema de control y su comportamiento, ante una pérdida de alimentación principal de CA al inversor, proveniente de los servicios propios de la subestación. Corroborando la capacidad del sistema de mantener su operatividad ante cualquier pérdida de alimentación principal.

Escenario de la prueba. Se verifica que estén disponibles todos los equipos y accesorios del Sistema, así como las condiciones adecuadas y necesarias para el desarrollo de esta actividad, debiendo contar con el inversor de voltaje debidamente instalado y conectado a la alimentación principal y respaldo.

Descripción de la prueba. Se verifica que las consolas están operando normalmente y simular una falla general mediante la desconexión de la alimentación principal del inversor (127 VCA).

Al momento de simular la falla de alimentación principal se deberá de activar la conmutación de alimentación de respaldo en el inversor de forma automática sin presentar fallas o pérdida de alimentación a los equipos.

Se verifica que el inversor cuente con dos entradas de alimentación, esto es; alimentación principal de VCA que se tomará del tablero de servicios propios de la subestación (127 VCA) y alimentación secundaria de VCD que se tomará del tablero de servicios propios de la subestación (125 VCD), la cual será invertida a 120 VCA en caso de que falte la alimentación principal. Verificar el acceso vía WEB del equipo.

Criterio de evaluación de la prueba. Se considera como una prueba o desarrollo de actividad no satisfactoria si se presentan problemas en la operación de los equipos conectados al inversor. Así como cualquier operación anormal que ocurra durante las pruebas y requiera intervención en el equipo o sustitución de equipo y componentes, debe ser considerada como una anomalía. Terminadas las pruebas se procede a llenar el formato “Prueba de Redundancia de alimentación (Inversor de Voltaje)”

12. Prueba del desempeño del Sistema.

Objetivo de la prueba. Verificar la operación correcta de los equipos que conforman el Sistema ante la pérdida de alimentación, de tal forma que el desempeño de los equipos durante su operación no se vea demeritado en pérdida de información o fuera de servicio del Sistema, inicializando en forma autónoma al momento de encenderse o al normalizarse la alimentación de energía sin intervención del personal.

Escenario de la prueba. Se deberá de tener disponibles y en operación todos los equipos y accesorios del Sistema así como las condiciones adecuadas y necesarias para el desarrollo de esta actividad, redes de comunicación y configuración instaladas en forma correcta, equipos de red debidamente instalados, incluyendo el personal especialista del Contratista involucrado en el proyecto.

Descripción de de la prueba. Se procede al iniciar el sistema y verificar el tiempo de restablecimiento en el cual el sistema es operacional, visualizando en las pantallas la representación grafica de levantamiento del Sistema con la finalidad de corroborar que el sistema se encuentre en condiciones normales después de su inicialización.

Se procede a desconectar la alimentación del sistema y volver a restablecer la alimentación, verificando el inicio automático del sistema sin ayuda de un operador, así como el correcto despliegue de gráficos en las pantallas del CCL y CI sin pérdida o problemas de comunicación, corroborando el restablecimiento total de las funciones sin problemas de configuración.

Desconectar de la red la CCL con el sistema en operación con el fin de verificar el comportamiento y comprobar que continua en operación el sistema mediante la CI que tienen la funcionalidad en espejo, contando con la totalidad de las funcionalidades presentes en la CI, comprobando en las pantallas de las consolas el estado de cualquiera de ellas se encuentre reflejado.

Criterio de evaluación de la prueba. Se considera como una prueba o desarrollo de actividad no satisfactoria si se presentan problemas en la inicialización autónoma del Sistema, o problemas de pérdida de información o daños a los equipos y accesorios, equipos de red en mal estado, cableado de red en malas condiciones, cableado mal identificado o de forma temporal.

Así como cualquier operación anormal que ocurra durante las pruebas y requiera intervención en el equipo o sustitución de equipo y componentes, debe ser considerada como una anomalía. Al terminar la prueba se procede al llenado del formato "Prueba del desempeño del Sistema".

13. Prueba de Acceso por puerto transparente al software propietario de los DEI's.

Objetivo de la prueba. Comprobar que la CI tenga la funcionalidad un puerto de comunicación para la configuración y explotación de la información de los DEI's.

Escenario de la prueba. Se verifica que estén disponibles todos los equipos y accesorios del Sistema, así como las condiciones adecuadas y necesarias para el desarrollo de esta actividad, debiendo contar con la CI en forma completa para las pruebas. Incluyendo el personal especialista del Contratista y de la Comisión involucrado en el proyecto.

Descripción de la prueba. Se abre la aplicación del software propietario del DEI bajo prueba en la CI y se debe acceder al dispositivo.

Se verifica la operación de un temporizador configurable en un rango de 1 a 60 minutos para terminar la sesión de acceso al DEI en forma forzada, cuando no exista actividad en el puerto.

Criterio de evaluación de la prueba. Se considera como una prueba o desarrollo de actividad no satisfactoria si se presentan problemas en el acceso al DEI y si no se comprueba la desconexión forzada en el tiempo configurado.

Así como cualquier operación anormal que ocurra durante las pruebas y requiera intervención en el equipo o sustitución de equipo y componentes, debe ser considerada como una anomalía. Al terminar la prueba se procede al llenado del formato "Prueba de Acceso por puerto transparente al software propietario de los DEI's"

14. Prueba de Acceso Remoto.

Objetivo de la prueba. Comprobar que se tenga la funcionalidad de acceso remoto a las consolas desde algún punto de la red WAN/LAN de CFE.

Escenario de la prueba. Se revisa que estén disponibles todos los equipos y accesorios del Sistema, así como las condiciones adecuadas y necesarias para el desarrollo de esta actividad, debiendo contar con la funcionalidad en las consolas para accesos remotos; así como terminales para las sesiones remotas.

Incluyendo el personal especialista del Contratista y de la Comisión involucrado en el proyecto.

Descripción de la prueba. Se revisa que las consolas contengan mecanismos para ser ingresado por medio de sesiones remotas vía LAN/WAN de CFE proporcionando

toda la información disponible en la función SCADA de la subestación solo como visualización, utilizando la seguridad del Firewall, por lo cual, el fabricante debe de proporcionar lo necesario a nivel cliente para el acceso personalizado.

Para lo anterior el sistema debe permitir el acceso simultáneo de 5 usuarios para toda la funcionalidad disponible en las consolas.

Criterio de evaluación de la prueba. Se considera como una prueba o desarrollo de actividad no satisfactoria si se presentan problemas de acceso remoto hacia las consolas.

Así como cualquier operación anormal que ocurra durante las pruebas y requiera intervención en el equipo o sustitución de equipo y componentes, debe ser considerada como una anomalía. Terminando la prueba se procede a llenar el formato de “Prueba de Acceso Remoto”

15. Prueba del protocolo de comunicación.

Objetivo de la prueba. Verificar la correcta operación de los protocolos a nivel superior. Al igual que verificar que dos puertos configurables RS232/485 cuentan con Protocolo DNP3.0 en modo maestro para la interrogación de cualquier DEI.

Escenario de la prueba. Se debe de tener disponibles todos los equipos y accesorios del Sistema, así como las condiciones adecuadas y necesarias para el desarrollo de esta actividad, debiendo contar con la funcionalidad en el servidor SCADA.

Descripción de la prueba. Verifica la funcionalidad de los protocolos a nivel superior con los simuladores en modo maestro. Verificar la funcionalidad del protocolo DNP 3.0 –TCP/IP/UDP con los simuladores en modo maestro.

Criterio de evaluación de la prueba. Se considera como una prueba o desarrollo de actividad no satisfactoria si no se cumple con el perfil o documento de cada protocolo. Así como cualquier operación anormal que ocurra durante las pruebas y requiera intervención en el equipo o sustitución de equipo y componentes, debe ser considerada como una anomalía.

16. Prueba de Avalancha de eventos y alarmas.

Objetivo de la prueba. Prueba de robustez para verificar mediante la prueba de Avalancha de eventos la confiabilidad del sistema bajo fallas al generar múltiples eventos en forma simultánea para corroborar que no sufre saturación, pérdida de información o comunicación el Sistema.

Escenario de la prueba. Es indispensable que se cuente con todos los equipos y accesorios del Sistema en forma operables, así como las condiciones adecuadas y necesarias para el desarrollo de esta actividad, redes de comunicación y configuración instaladas en forma correcta, equipos de red debidamente instalados, interconexiones entre secciones, habilitación de simuladores de equipos primario para la generación de señales, incluyendo el personal especialista del Contratista y de la Comisión involucrado en el Proyecto.

Descripción de de la prueba. Se inicia con la prueba realizando un arreglo de interconexiones en todas las entradas digitales de los MCAD's del Sistema de tal forma que al cierre de un contacto se activen todas las entradas digitales.

Enviando de esta forma una avalancha de información y verificando el comportamiento del sistema.

Se verifica que en las pantallas del MCAD, CCL y CI muestren las posiciones de los equipos operados simulados según sea el caso, y que el desempeño del Sistema no se vea afectado en los tiempos de respuesta; incluyendo la impresión de eventos y la visualización en los equipos de simulación, ante una avalancha de información.

Durante la avalancha se deben ejecutar mandos de control desde la CCL.

Se visualiza el tráfico de la red del sistema para observar el porcentaje de saturación de la red durante el período de prueba.

Se repite la avalancha, pero en esta ocasión se debe desconectar antes la transmisión de uno de los cables del Servidor SCADA que está conectado a uno de los simuladores. Posterior a la avalancha se debe reconectar al equipo simulador y se espera visualizar en el simulador los eventos ocurridos durante la avalancha sin pérdida de eventos.

Criterio de evaluación de la prueba. Se considera como una prueba o desarrollo de actividad no satisfactoria si se presentan problemas en la operación de alguna de las Consolas, MCAD's, servidor Scada o problemas de pérdida de información, saturación de la red o daños a los equipos y accesorios.

Así como cualquier operación anormal que ocurra durante las pruebas y requiera intervención en el equipo o sustitución de equipo y componentes, debe ser considerada como una anomalía.

Al terminar estas 16 pruebas tanto el contratista y personal de CFE de las distintas especialidades que realizaron las pruebas, determinan la aprobación o revocación de contrato según sea el caso mediante una minuta, particularmente en estas pruebas se concluyen que los equipos en su mayoría cumplían con las especificaciones requeridas quedando en minutas algunos puntos para corregir por parte del contratista antes de las Pruebas pre operativas SAT.

Al llegar los equipos de la planta de la empresa contratista a la S.E supervise de los equipos contenidos en las casetas llegaran con la última versión de ingeniería revisada en planta y todos los equipo mencionados en dicha ingeniería.

Posteriormente se llevan cabo pruebas PRESAT con los equipos ya en campo

Pruebas previas a SAT (PRESAT)

Pruebas realizadas por el Contratista, en forma interna y en sitio, con la finalidad de que el sistema se encuentre en condiciones óptimas para la validación en la etapa de **“Pruebas de aceptación en Sitio” o pre operativas**. Para lo cual el Contratista debe verificar la funcionalidad y confiabilidad de todos los equipos y componentes del sistema interactuando con el equipo primario de la Subestación.

3.3.2 PRUEBAS PRE OPERATIVAS EN SITIO (SAT)

Estas pruebas son las de mayor duración ya que se tiene que probar cada uno de los equipos así como su interacción con el equipo primario, también se prueba cada punto de la base de datos en un principio a nivel local (simulando alarmas de campo a Consola de Control Local) y después a Nivel Superior (de CCL a Maestras SICRAD Y SITRACEN), se llevan a cabo en conjunto con las demás especialidades.

Como se menciona con los equipos ya en sitio con la última y definitiva base de datos se procede probarla verificando cada una de las alarmas, señalizaciones y protecciones de cada bahía. Para lo cual se solicitan licencia ante el Area de Control Central para integrar cada dispositivo DEI a su bahía correspondiente.

En este caso se comenzó con la integración de los equipos en cada una de las líneas de 230 kV que llegan a la subestación comenzando con la línea de REM 93G70 HQL. Realizando lo siguiente en un principio de forma local posteriormente a nivel superior para entregar la línea con sus nuevos equipos y esquemas actualizados.

- a. Se probó la base de datos de manera local posteriormente a Nivel Superior simulando las alarmas desde tablilla.
- b. Se realizaron pruebas de esquema de protección que contara la línea apegadas a la normativa de CFE, estas pruebas se llevaron a cabo en coordinación con el departamento de protecciones. Por su parte ellos probaron los disparos y protecciones propias de la línea, de nuestra parte probamos el listado de eventos que hayan ocurrido en el sistema sean registrados, grabados y ordenados en forma cronológica y con una estampa de tiempo que permita reconocer los instantes en que se produjeron los eventos de operación anormal que se detallan a continuación:

- Cambio de estado
- Activación de alarmas
- Apertura de interruptores por la operación de las protecciones.

Verificando que el reporte de eventos contenga el estampado de tiempo sea correcto, El objeto (instrumento o señal) al que cada evento pertenece. Las señales específicas de los cambios de estado que el evento ha producido, corroborándolo en las distintas consolas y maestras.

- Se Verifica las señales analógicas por ejemplo las mediciones concuerden con lo proporcionado por el Multimetro y la CCL y/o CI y posteriormente a nivel Superior.
- Se realizan pruebas de mandos de interruptores y cuchillas así como su discriminación de mando(de donde se origino el mando)
- Prueba de Enclavamientos (interlocks físico y lógicos de los DEI's.) este es el nivel pasivo de seguridad para todo tipo de comandos. Esta función identifica las características de operación anormales y bloquea los comandos que pueden generar peligro al sistema.

Estas pruebas se realizan con licencia del la línea en muerto (sin potencial eléctrico) por lo regular de 2 a 3 días dependiendo de las dificultades que se encuentren en su implementación. El proceso es el mismo y se repite en cada una de la línea variando levemente de algunas realizadas en las pruebas FAT. Así se continuó hasta acabar con las 12 líneas que cuenta la subestación, que dando modernizadas con las nuevas nomenclaturas de CFE y esquemas de protección.

Posteriormente procedió a integrar los transformadores en orden del T-07 al T-09 para integrar el área de 23kV estas pruebas se llevaron en conjunto con las especialidades de Protecciones y Subestaciones, realizando las siguientes actividades.

- Se probó la base de datos de manera local posteriormente a Nivel Superior simulando las alarmas desde tablilla del transformador.
- Se realizaron pruebas de esquema de protección que contara el transformador apegadas a la normativa de CFE, estas pruebas se llevaron a cabo en coordinación con el departamento de protecciones y subestaciones. Protecciones prueba los disparos y protecciones propias del transformador, el departamento de subestaciones se encarga de simular un ambiente de falla en el transformador para que se operen las protecciones, de nuestra parte

probamos que el listado de eventos que hayan ocurrido en el, se verifica la operación de dichas protecciones sean registrados, grabados y ordenados en forma cronológica y con una estampa de tiempo que permita reconocer los instantes en que se produjeron los eventos de operación anormal que se detallan a continuación:

- Cambio de estado
- Activación de alarmas
- Apertura de interruptores por la operación de las protecciones.

Verificando que el reporte de eventos contenga el estampado de tiempo sea correcto, El objeto (instrumento o señal) al que cada evento pertenece. Las señales específicas de los cambios de estado que el evento ha producido, corroborándolo en las distintas consolas y maestras.

- c. Se Verifica las señales analógicas por ejemplo las mediciones concuerden con lo proporcionado por el Multimetro y la CCL y/o CI y posteriormente a Nivel Superior.
- d. Se realizan pruebas de mandos de interruptores y cuchillas así como su discriminación de mando (de donde se origino el mando).
- e. Prueba de Enclavamientos (interlocks físico y lógicos de los DEI's.) esté es el nivel pasivo de seguridad para todo tipo de comandos. Esta función identifica las características de operación anormales y bloquea los comandos que pueden generar peligro al sistema.
- f. Por otra parte el departamento de subestaciones incluye un mantenimiento mayor en el transformador para la separación de alarmas ya que antes se enviaban a nivel superior señales agrupadas por la falta de equipos de monitoreo.

El tiempo estimado para los transformadores para su puesta en servicio es de 1 a dos semanas principalmente porque se le realiza mantenimiento mayor en cuanto a las pruebas se realizan en 1 a dos días. Como se puede apreciar las pruebas son casi las mismas incluyendo a otro departamento el de subestaciones, concluyendo con los trabajos los transformadores quedaron en operación y disponibles para su utilización.

Otro Departamento que realiza trabajos en conjunto es el de Comunicaciones, este se encarga de que los equipos se encuentren dentro de una red de Ethernet local y

otra homologada o intranet propia; a su vez administra dicha red otorgándole IP para ser manejado vía remota ya sea por el departamento de control o de protecciones.

Por último se integraron los alimentadores de 23kV que son los que alimentan a las colonias aledañas a la subestación, estos son administrados por parte del centro de control de distribución (CCD) para los cuales se solicita otra licencia para que respalden la carga de los alimentadores y no dejar sin energía a las colonias que suministra energía.

Se realizan mismas pruebas con la base de datos y con el personal de protecciones solo que cambia su esquema de protección. Se prueban mandos, horarios, enclavamientos, etc.

Los trabajos se realizan de uno a dos días por alimentador siendo 12 en total, dependiendo las dificultades que se presenten. Igualmente terminando las pruebas se entrega a distribución para su puesta en servicio.

La modernización de 230/23KV se terminaron en septiembre del 2012 posteriormente comenzó con la licitación de modernización de la subestación ahora en zona de 230/85kV y los seis transformadores restantes, resultando ganador nuevamente SEL, por lo cual se realizaron los mismos trabajos desde las pruebas FAT; se concluyo en octubre de 2013 quedando modernizada al 100%.

En general en la S.E. REM. Está dividida en dos segmentos de Servidores SCADA, para lo cual a su vez estás reportan a las siguientes UTM'S los la siguiente cantidad de puntos:

Servidor SCADA REMEDIOS 230 a 85 KV:

Hacia SITRACEN:

- 1986 Entradas Digitales.
- 39 Salidas Digitales.
- 280 Entradas Analógicas.

Servidor SCADA REMEDIOS 230 A 23 KV:

Hacia SITRACEN:

- 643 Entradas Digitales.
- 126 Salida Digitales.
- 380 Entradas Analógicas.

Hacia SICRAD:

- 763 Entradas Digitales.
- 126 Salida Digitales.
- 380 Entradas Analógicas.

Hacia CEMODAT:

- 3483 Entradas Digitales.
- 603 Entradas Analógicas.

Además de contar con el Telecontrol completo de la S.E. Remedios (230, 85 y 23 KV's). Monitoreo de 1 milisegundo de transmisiones y recepciones de los equipos de comunicaciones en S.E. Remedios. Conexión a las redes de la ZTM y WAN de CFE a nivel nacional, así como acceso por Internet para todo el mundo, claro son sus limitantes de seguridad, en cada uno de estos niveles.

Tiene como medio de reporte permanente una pantalla de monitor de eventos en las consolas implementadas en la subestación (CI, CCL, CR) para lo cual principalmente estas pantallas registran columnas donde se observa el evento, fecha, hora, minuto, milisegundo en que sucedió.

Se apoyo en la realización del centro de monitoreo para entregar información EN TIEMPO REAL al personal de operación del sector Poniente partiendo del software de la empresa SEL llamado Survalent, la cual monitorea todas las Subestaciones del Sector Poniente.

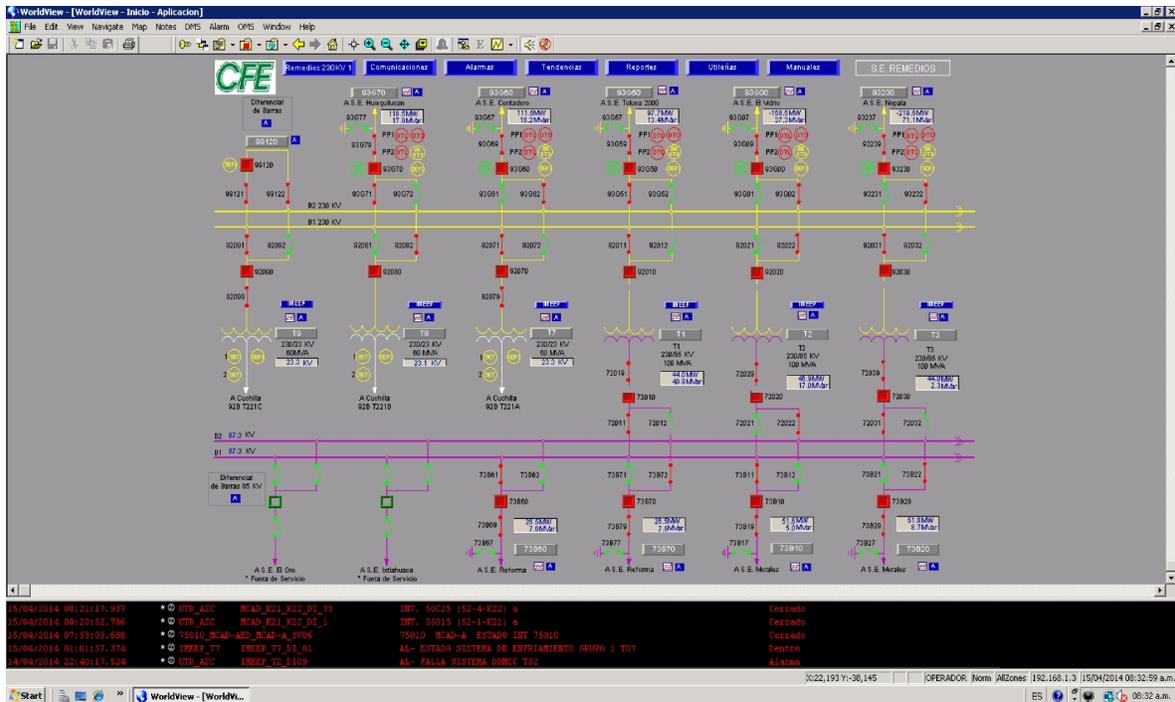


Ilustración 4. Unifilar S.E Remedios Survalent, Remedios 2014.

Al final la subestación quedó conformada de la siguiente manera

ESTRUCTURA DEL SICLE:

Consta de:

- 2 servidores Scada marca SEL modelo 3354.
- 7 consolas (las cuales se dividen en 1 CCL, 1 CI, 5 CR).
- 122 Módulos de Control y Adquisición de Datos (MCAD) marca SEL 2440.
- 9 Equipos de monitoreo de Gases y aceite Dynamics,
- 50 Relevador de protecciones.
- 48 Multimeditores marca SEL (735 y 734).
- 95 Switch's LAN marca (Garretcom y SEL).
- 2 Switch (Homologada) marca Cisco.
- 7 GPS marca SEL 2407.

- 55 GPS marca SEL 2401.
- 1 Convertidor de Medios marca Ruggedcom modelo RS-400.
- 55 Fuentes de alimentación marca SEL 9321.
- 2 MCAD AXION SEL 2240.

Actualmente se está ampliando con 12 nuevos alimentadores de 23kV para cubrir mayor espacio en las colonias aledañas, reducir y repartir la carga de energía en los transformadores asociados.

3.3.3 REPORTE FOTOGRAFICO.

ANTES UTR



Imagen 5

ACTUAL SERVIDOR SCADA

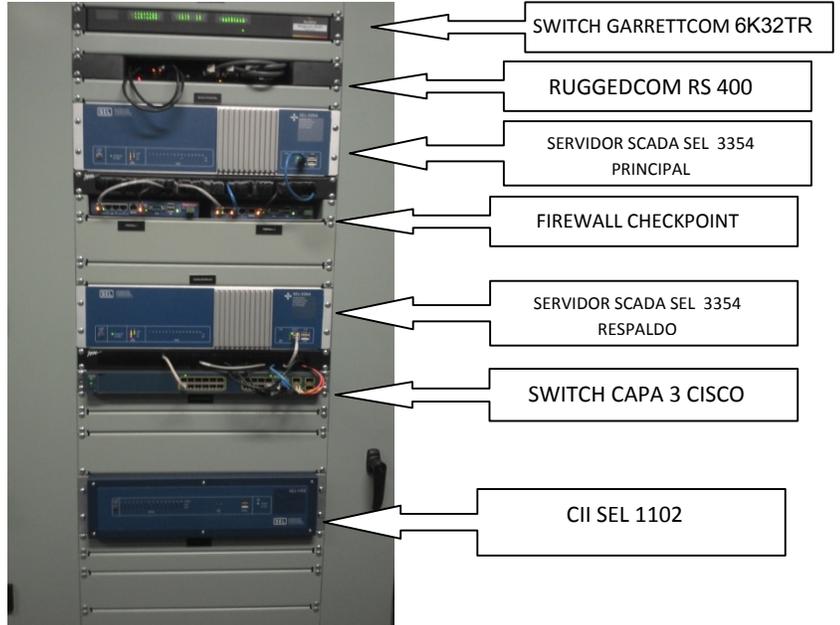


Imagen 6

ANTES CCL



Imagen 7

ACTUAL CCL

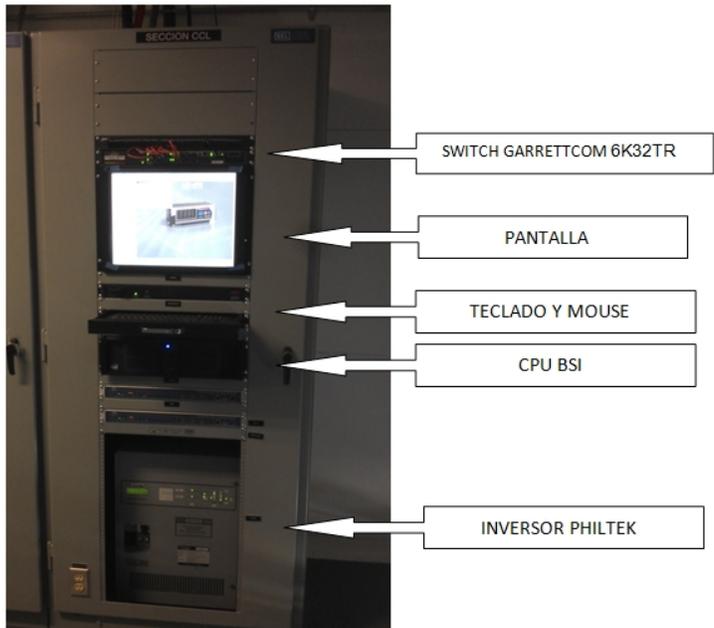


Imagen 8

ANTES

TABLERO DE CONEXIONES



Imagen 9

ACTUAL DEI'S DE CAMPO

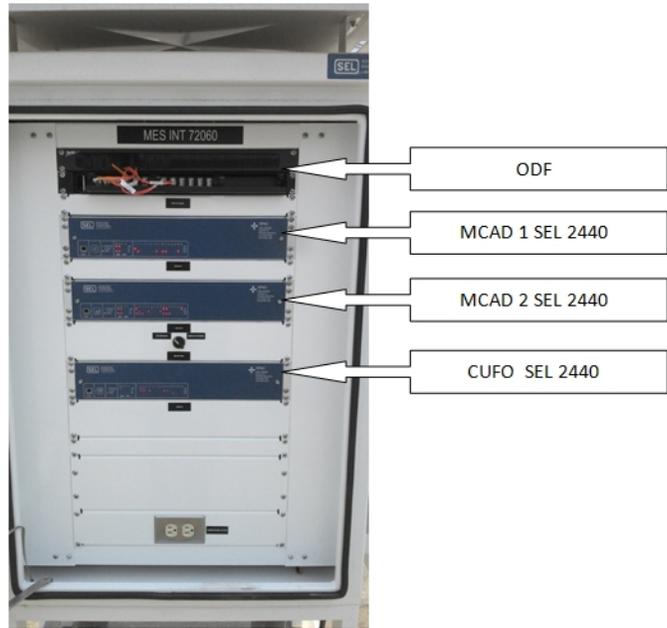


Imagen 10

CASSETAS INTEGRALES



Imagen 11



Imagen 12



Imagen 13



Imagen 14



Imagen 15

ANTES CARGADOR DE BATERIAS



Imagen 16

ACTUAL CARGADOR BATERIAS



Imagen 17

4. CONCLUSIONES.

Debido al crecimiento en la demanda del suministro de Energía Eléctrica, derivado de la desaparición de LyFC, la Comisión Federal de Electricidad, ha llevado a cabo Proyectos de Ampliación y Modernización de Subestaciones Eléctricas de Potencia y Líneas de Transmisión, en puntos estratégicos de la Zona de Transmisión Metropolitana, siendo en particular el caso que nos ocupa el origen al Proyecto de Modernización y Ampliación de La Subestación Eléctrica Remedios, dado que esta subestación proporciona abasto de energía a la zona poniente de la ciudad de México y en particular a la zona de Reforma por sus líneas de transmisión de 85kV. El proyecto de Modernización y Ampliación de esta Instalación reviste una mayor importancia en su ejecución de las Etapas antes descritas, ya que los trabajos se realizaron con las mínimas afectaciones de carga.

Con el sistema de automatización se incorporan capacidades adicionales en la medición, comunicación, control de calidad y continuidad, supervisión, monitoreo y registro que permitirán garantizar la mejor operación interna e interacción con el Nivel Superior, y cumplir con los requerimientos exigidos por los organismos de Control de Energía CENACE y se detecta que tanto la funcionalidad, como la confiabilidad de la subestación se incrementan notablemente, ya que la subestación no posee un atraso tecnológico notable con respecto a los sistemas actuales.

La aplicación de la ingeniería en este tipo de modernización es fundamental ya que el tener los conocimientos para aplicarlos en dichos trabajos reduce el riesgo de error y aumenta garantía de efectividad de los equipos al poder configurarlos de la forma adecuada. En este trabajo de transmisión dentro de la subestación eléctrica, dado su ampliación un ingeniero es requerido para implementar las enseñanzas aprendidas en su educación; además cuenta con la bondad de capacitarte constantemente para estar actualizado en el ramo de la industria eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA.

- MANUAL DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA REMEDIOS. Ing. Jesús Bolaños Velázquez, Jefe de Sector Poniente ZTM.
- MANUAL DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA REMEDIOS. LYFC 1986
- MANUAL DE ORGANIZACIÓN GENERAL DE COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD.
- ESPECIFICACIÓN CFE G0000-34 para SISTEMA DE INFORMACIÓN Y CONTROL LOCAL DE ESTACIÓN (SICLE), 2009.
- PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS DEL “SICLE” P-IPS-CT-01
- MANUAL INSTITUCIONAL DE PROCEDIMIENTOS DE PERSONAL CFE REV.2 2012.
- CFE G0000-45-2008 Equipo para Mantenimiento, Pruebas y Diagnóstico de Sistemas de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA).
- CFE 00200-02-1995 DIAGRAMAS UNIFILARES DE ARREGLOS PARA SUBESTACIONES.
- SEMINARIO PRÁCTICO TEÓRICO CONTROL SUPERVISORIO.
- SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition 3a. edición Research Triangle Park ISA,1999.
- Fundamento Teórico Sistema SCADA. Mendiburu, H. 2005
- <http://www.cfe.gob.mx/>
- www.selinc.com.mx/
- Intranet Institucional

GLOSARIO.

A/D (ANALOGICO/DIGITAL): El término A/D se utiliza para abreviar el término de conversión analógico/digital.

ANSI: (De las siglas de su definición en idioma Ingles: "AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE") Organización no gubernamental, que se dedica al desarrollo y publicación de estándares para uso voluntario en los EUA. Inglaterra tiene una organización equivalente llamada BSI (BRITISH STANDARD INSTITUTE).

BIT: (De su definición en idioma Ingles: "BIT") Es la unidad básica de informática para cualquier proceso digital con posibilidad de dos estados 0 (ausencia), 1 (presencia).

BYTE:(De su definición en idioma Ingles "BYTE") Unidad de información utilizada para establecer agrupamiento de la unidad básica BIT. Generalmente 8 bits.

CEMODAT: Centros de Monitoreo y Diagnóstico de Activos de Transmisión

CENTRO DE CONTROL: Es la entidad de la COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD encargada de la supervisión y telecontrol de las instalaciones eléctricas. Por su importancia y nivel de tensión supervisado existen varias subdivisiones (Nacional; Áreas de Control; Subarea de Control)

CODIGO FUENTE: Programas de software que no han sido compilados (esto es que están en formato texto en vez de binario ejecutable).

CONTACTO SECO: Elemento auxiliar eléctricamente aislado del sistema que lo genera (Definición en idioma Ingles: "Dry Contact")

CPU: (De la definición original en idioma Ingles: "Central Processing Unit") Unidad de procesamiento central (UPC) cuya función es efectuar las funciones de un sistema de computo en forma ordenada. Componente del procesador principal del sistema.

DESPLEGADOS: Información a presentarse en un TRC o panel mímico que puede o no variar (Desplegados estáticos o dinámicos) y es representación gráfica y/o alfanumérica de la configuración y/o parámetros del sistema.

ESTACION MAESTRA: Conjunto de equipos, componentes y programación que conforman el sistema que gobierna la supervisión y telecontrol de instalaciones remotas (UTR's: Unidades Terminales Remotas") con procesamiento y obtención/transmisión de información y control en tiempo real.

FIRMWARE: (Definición original del idioma Ingles). Se refiere a un programa que está almacenado en un circuito integrado de memoria (como EPROM).

HARDWARE: (Definición original del idioma Ingles). Término general para definir los componentes que físicamente integran un sistema sin limitar función o aplicación.

DEI: (De las siglas de la definición original en idioma Ingles: "Intelligent Electronic Device") Dispositivo electrónico inteligente con una función específica como puede ser Medición, Protección, etc. y que está equipado con una interfaz de comunicación.

IEEE: (De las siglas de la definición original en idioma Ingles: "Institute of Electric and Electronic Engineering"). Organización de membrecía que agrupa a ingenieros, científicos y estudiantes encargada de establecimiento de normas en ingeniería eléctrica y electrónica; "Instituto de Ingeniería Eléctrica, y Electrónica".

INTERFAZ: Término general que define la interconexión entre dispositivos en forma local o a distancia, a través de líneas físicas o de algún otro medio de programación y/o comunicación.

INTERFAZ GRAFICA DE USUARIO: Es el software que crea un medio físico al usuario para interactuar con un sistema computacional y de aplicaciones, independientemente de la funcionalidad del programa de aplicación.

IRIG-B: Protocolo de sincronización de tiempo y por sus siglas en ingles, se define como: "Inter-Range Instrumentation Group - Time Code Format B".

ISO: (De las siglas de su definición en Ingles: "International Standards Organization"). Organización Internacional de Estándares. Es la que coordina todas las actividades relacionadas con estándares internacionales, incluyendo interconexión de sistemas abiertos para redes de diferentes proveedores.

LA COMISIÓN: COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

LAN: (De las siglas de la definición original en idioma Ingles: "Local Area Network"). Término informático que define los equipos y/o programación utilizados para la interconexión entre equipo de computo a nivel de un sistema físicamente reducido, comprendiendo instalaciones, oficinas, edificios, etc. "Red de Area Local".

NIVEL INFERIOR: Sistema de supervisión, control o informático considerado en un nivel jerárquico inferior para intercambio de datos o recepción de comandos.

NIVEL SUPERIOR: Sistema de supervisión, control o informático considerado en un nivel jerárquico superior para intercambio de datos o recepción de comandos.

SCADA: (De las siglas de la definición original en idioma Ingles: "Supervisory Control And Data Acquisition") Conjunto de equipos y programación que integran un Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos.

SERVIDOR: Procesador central encargado de los recursos a compartir, descarga tareas de los procesadores en red, en él reside el sistema operativo de red.

SICLE: (De las siglas de la definición original: "Sistema de Información y Control Local de Estación"). Conjunto de equipos y programación que comprenden al subsistema local (SSL), subsistema de protecciones y medición (SSPM) y subsistema remoto (SSR) Dispositivo Electrónico Inteligente (DEI) Dispositivo que contiene uno o más procesadores con la capacidad de recibir y/o enviar información de ó a una fuente externa: En esta especificación se refieren a los relevadores de protección, medidores multifunción y registradores de disturbio.

SICRAD: Sistema Integral de Control Remoto y Adquisición de Datos.

SNTP: Simple Network Time Protocol, es un protocolo de Internet para sincronizar los relojes de los sistemas informáticos a través del enrutamiento de paquetes en

redes con latencia variable. NTP utiliza UDP como su capa de transporte, usando el puerto 123. Está diseñado para resistir los efectos de la latencia variable.

SITRACEN: Sistema de Información en Tiempo Real para la Administración y Control de Energía.

PROTOCOLO: Conjunto de reglas que determinan el comportamiento funcional de la comunicación entre dispositivos.

PROTOCOLO ABIERTO: Protocolo que cuenta con sus especificaciones estandarizadas o disponibles públicamente.

PROTOCOLO PROPIETARIO: Protocolo que sus especificaciones no están disponibles públicamente.

PUERTO TRANSPARENTE. Puerto de comunicación para la configuración y explotación de la información del DEI.

REDUNDANCIA: Existencia de más de un medio necesario para realizar una función en un punto a otro.

SISTEMA OPERATIVO DE TIEMPO REAL: Es el sistema operativo con la habilidad para proporcionar el nivel requerido de servicio en un tiempo límite de respuesta.