



FACULTAD DE METALURGIA Y ELECTROMECAÁNICA

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA

Trabajo de tesis en opción al título de Ingeniero Eléctrico.

Título: *Propuesta de actualización del sistema de Supervisión y Monitoreo de la subestación de media tensión 1SD en la empresa de níquel “Cmte. Ernesto Che Guevara”.*

Autor: Roberto Dairien Torres Serrano.

Tutor: M.Sc. Oscar W. Peña Guilarte

Consultante: Ing. Maurico Pérez Alvares

Consultante: Ing. José Prieto Rodríguez

“AÑO 56 DE LA REVOLUCIÓN”

MOA – 2014

DERECHOS DE AUTOR

Yo Roberto D. Torres Serrano, autor de este trabajo de tesis, certifico la propiedad intelectual del mismo a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa "Dr. Antonio Núñez Giménez", el cual podrá hacer el uso que estime pertinente con los resultados.

Para que así conste firmamos la presente a los ---- días del mes de -----del -----

Roberto Dairien Torres Serrano
Autor

M.Sc. Oscar W. Peña Guilarte
Tutor

Pensamiento:

*Bienaventurado el hombre que halla la sabiduría, y obtiene
inteligencia, porque su ganancia es mejor que la ganancia de
la plata, y sus frutos más que el oro puro.*

Proverbio 3:13-14

Santa Biblia

Dedicatoria:

Este trabajo y los resultados del mismo, está dedicado a todos los profesores que gastaron parte de su vida y su tiempo a la formación de mi persona como ingeniero y como individuo de esta sociedad.

A mi esposa, que para ella siempre fui su genio y siempre me alentó y me ha dado todo el apoyo que necesitaba.

Agradecimientos:

Son muchas las personas a las cuales siempre le estaré agradecido por su apoyo incondicional, pero en primer lugar y el más importante es de mi Dios Jehová de los Ejércitos, porque por el fui escogido y sin el nada de lo que he alcanzado lo tuviera. Él es el centro de mi vida y la razón de mi existir, por eso mi padre amado, gracias por no dejarme solo. Gracias a mi familia, a mi padre y a mi madre por haberme criado y enseñado lo recto en esta vida, a mi hermana que siempre ha sido un ejemplo para mí, gracias a mi suegra y a Chelo por acogerme como su propia familia, porque nunca me he sentido menos que eso, a mi suegro y a Yaguelyn por el apoyo que siempre recibí de ellos, a mi primo y su esposa, a mis queridos abuelos que siempre he pensado en ellos con cariño, a mi cuñado por enseñarme que en la vida hay que ser emprendedor y no dejarse vencer por nada, gracias a todas las personas que me conocen y de una u otra forma forman parte de mi vida y de mis experiencias, y por último y no menos importante, a ti mi esposa querida que eres la luz de mis ojos, la fuerza de cada mañana, el deseo de vivir y la alegría de mi corazón. A todos ustedes muchas gracias.

Resumen:

El presente trabajo constituye una propuesta para la realización de mejoras en las tareas de supervisión eléctrica dentro del proceso niquelífero en la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara de Moa. Con el desarrollo de este sistema de monitoreo se facilita el monitoreo supervisor de algunas subestaciones distribuidoras (SD) pertenecientes al suministro de media tensión de la industria, que anteriormente no se contemplaban, con el fin de lograr una mejor labor de gestión energética en la empresa.

La determinación de las variables eléctricas como indicadores de fallo en el monitoreo y supervisión a las subestaciones (1SD, 2SD, 3SD, 4SD, 5SD y DDP) en las distintas plantas de la fábrica constituye uno de los principales logros teniendo en cuenta ya que éstas no se habían definido, luego, una vez determinadas, fueron incorporadas en el CITECT; SCADA que utiliza la empresa como herramienta de supervisión.

Abstract:

The present work constitutes a proposal for the realization of improvements in the tasks of electric supervision within the process of Nickel extraction in the Company Commandant Ernesto Che Guevara of Moa. With the development of this supervisory system can take a way of communication net, facilitating the supervision of some current substations of the electric supply inside the industry, that they previously were not contemplated, with the end of achieving a better work of energy administration in the company.

The determination of the electric variables like indicators of failure in the substation (1SD, 2SD, 3SD, 4SD, 5SD and DDP) supervision, in the different plants of the factory, constitute one of the principal achievements keeping in mind that these had not been defined, then, once determined, were incorporated in the CITECT; SCADA that utilizes the company like tool of supervision.

INDICE

Introducción.	11
Justificación de la investigación.	12
Síntesis de la situación Problemática:.....	12
Objeto de investigación:	12
Problema:.....	12
Campo de acción o de interés de la investigación.	12
Hipótesis:	13
Objetivo General	13
Objetivo Específicos.....	13
Resultados esperados:.....	13
CAPÍTULO 1: Estado del arte y marco teórico-conceptual.	14
1.0 Introducción:.....	14
1.1 Análisis de trabajos precedentes.	14
1.2 Qué se pretende hacer nuevo o mejorar en el trabajo.	17
1.3.1 SCADA	17
1. 3.2 Requerimientos de los sistemas SCADA.....	17
1.3.3 Diferencia entre monitorización y supervisión.	18
1.3.4 Necesidades de un sistema SCADA.	21
1.3.5 Necesidades de la supervisión de procesos:.....	21
1.3.6 Interfaz humano-máquina.....	22
1.3.7 Componentes del sistema	22
1.3.8 Unidad de Terminal Remota (RTU)	22
1.3.9 Estación Maestra	23
1.3.10 Forma de Operación.....	23
1.3.11 Infraestructura y Métodos de Comunicación.	23
1.3.12 Protocolos de comunicación.	24
1.4 Software a emplear para este trabajo.	24

1.5 Conclusiones del capítulo.	25
CAPÍTULO 2: Caracterización del sistema y del software a emplear.	26
2.0 Introducción.....	26
2.1 Descripción de la subestación 1SD.....	26
2.2 Descripción de los principales dispositivos instalados en la subestación.....	28
2.2.1 Transformadores de corriente	28
2.2.2 Transformadores de potencial	29
2.2.3 Convertidor RS- 485 a Ethernet (Multinet).....	30
2.2.4 Dispositivos de protección, medición y control.	30
2.3 Análisis sobre el desarrollo del sistema de monitoreo eléctrico para la supervisión.	32
2.3.1 Variante seleccionada.	34
2.4 Variables a Monitorear para la subestación de media tensión 1SD.	35
2.5 Descripción del sistema de supervisión de las subestaciones de media tensión de la empresa.	36
2.6 Caracterización del software empleado (Citect/SCADA.).....	37
2.6.1 Comunicación del Citect.	39
2.6.2 Posibilidades de reportes de alarmas.....	39
2.6.3 Tendencias.	39
2.7 Conclusiones del capítulo.	40
CAPÍTULO 3: Desarrollo de las ventanas del SCADA, validación de la propuesta y análisis de los resultados.	41
3.0 Introducción:.....	41
3.1 Desarrollo de las interfaces gráficas en CITECT para el monitoreo de la Subestación de media tensión 1SD.	41
3.1.1 Diseño de pantallas.	41
3.1.2 Refrescamiento de las pantallas y tiempo de muestreo de las variables de tendencias o históricos.....	47
3.1.3 Pantallas de la subestación 1SD.	49

3.1.4 Alarmas	52
3.1.5 Desarrollo de las hojas de estadísticas de las diferentes variables escogidas. (Gráficos de tendencias.).....	54
3.2 Validación de la propuesta.	56
3.3 Valoración del impacto económico, social y ambiental.	57
3.3.1 PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN.	58
3.3.2 Valoración social y ambiental:	60
3.3.3 Conclusiones del capítulo.....	61
Conclusiones Generales.....	62
Recomendaciones	62
Bibliografía.....	63

Introducción.

En la actualidad fábricas e industrias implementan sistemas de supervisión y monitoreo capaces de controlar el proceso productivo, permitiendo un correcto desarrollo industrial, una mayor eficiencia energética y el cumplimiento de las normas eléctricas establecidas.

La empresa Comandante Ernesto Che Guevara (ECG) es una de las plantas de producción de níquel del noreste Holguinero con una capacidad de producción de 30 mil toneladas al año, la misma cuenta con un sistema de monitoreo, el cual ha sufrido variaciones a lo largo de los años de trabajo transcurridos, debido a los diferentes adelantos científico-técnico que han sucedido en estas dos décadas y algo más que lleva de explotación.

El primer sistema de monitoreo empleado por la empresa estaba conformado por una serie de pizarras, que mediante bombillas conectadas a relés electromecánicos permitían monitorear estados de motores, interruptores, transformadores y daban algunas que otras mediciones de tensión, corriente y frecuencia, estas pizarras eran grandes y con un sin número de conexiones, además de que no todas las subestaciones y plantas eran monitoreadas por la complejidad del sistema y su comprensión.

Con el desarrollo y el protagonismo de la computación y la entrada por primera vez de los relés electrónicos Multilin alrededor de los años 2000-2001 en hornos de reducción, se abría un nuevo camino a la supervisión y monitoreo del sistema eléctrico de la empresa, con relés inteligentes capaces de llevar a cabo un sin número de tareas, controlados vía Ethernet con protocolo Modbus, con capacidad de registrar y guardar eventos, hacer mediciones de corriente, tensión, factor de potencia, corrimiento del neutro, fallas a tierra entre otras, desplazaron casi en su totalidad a los antiguos relés rusos, quedando prácticamente obsoletos y aunque aún en la actualidad se precisan de ellos en algunas plantas y accionamientos, el objetivo de la empresa está encaminado a su sustitución total por la carencia de piezas de repuesto y el margen de operaciones limitado que ofrecen ante los relés electrónicos, además con la adquisición del software Citect, el antiguo y obsoleto sistema de monitoreo mediante pizarras se eliminó, ahora mediante la creación de pantallas o sea interfaces gráficas, tanto de accionamientos como de plantas y

subestaciones en Citect, y con una red de comunicación que permite el control no solo desde las plantas sino también desde cualquier parte de la empresa ya que abarca en totalidad de extensión a la misma, es posible tener una supervisión más eficiente de los procesos que en ella se acometen.

Justificación de la investigación.

Síntesis de la situación Problemática:

En estos momentos la empresa Comandante Ernesto Che Guevara (ECG) presenta los niveles más bajos de eficiencia en la historia desde su fundación. La supervisión y control, tanto del proceso tecnológico, como de la red eléctrica industrial es de vital importancia para la toma de decisiones en la gestión eficiente de la energía. La empresa está enfrascada en un plan de mejoras de su proceso tecnológico para contrarrestar los citados problemas, una de ellas es la modernización del sistema de supervisión y monitoreo tanto en plantas como en subestaciones, para ello dispone de un sistema SCADA CITECT V: 5.42 que garantiza el monitoreo del proceso niquelífero y el control de algunas variables de dicho proceso, unido a la supervisión de algunas variables eléctricas principalmente presentes en los accionamientos eléctricos de las diferentes plantas. Las subestaciones de media tensión han quedado fuera de este alcance, sin embargo les han sido instalado un moderno equipamiento de protecciones eléctricas que además de realizar su función propiamente dicha, facilita la adquisición de las señales eléctricas para su monitoreo.

Objeto de investigación:

El Sistema de Supervisión y Monitoreo de las subestaciones de media tensión en la empresa Comandante Ernesto Che Guevara.

Problema:

Deficiencia en el sistema de Supervisión y Monitoreo de las principales variables eléctricas en las subestaciones de media tensión de la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara.

Campo de acción o de interés de la investigación.

- La adquisición y supervisión de las variables eléctricas.

Hipótesis:

Si se implementan nuevas pantallas gráficas en el Citect y se actualizan las ya existentes, se dispondría de un sistema de Supervisión y Monitoreo más eficiente permitiendo actuar con rapidez y eficacia ante las posibles fallas que se presenten, mejorando de esta forma la toma de decisiones encaminadas a minimizar el tiempo de respuesta ante cualquier falla y una mayor gestión energética de la empresa.

Objetivo General

Elaborar y configurar las pantallas gráficas en el CITECT necesarias para la Supervisión y Monitoreo de las principales variables eléctricas en las subestaciones de media tensión y lograr la corrida online de la subestación 1SD en Citect/SCADA.

Objetivo Específicos.

- Realizar un estudio del estado del arte que permita valorar si el objetivo propuesto contribuye a la solución del problema.
- Determinar las variables eléctricas más importantes que ofrecen los instrumentos de medición de las subestaciones de media tensión que son susceptibles a supervisar en el CITECT.
- Diseñar y elaborar las pantallas gráficas en Citect para el monitoreo de las variables eléctricas.
- Validar el sistema propuesto a través de una corrida online de la subestación 1SD en Citect.

Resultados esperados:

- Brindar un sistema informativo con recursos de Citect que permita desarrollar un sistema de supervisión capaz de actuar ante cualquier evento.
- Facilitar una mayor gestión energética en la empresa.

CAPÍTULO 1: Estado del arte y marco teórico-conceptual.

1.0 Introducción:

Debido al desarrollo industrial alcanzado vertiginosamente en las últimas décadas se ha hecho necesario el control y supervisión en las industrias y fábricas, para lograr niveles de producción y de calidad lo más elevado posible, además de preservar las vidas humanas, los medios e instrumentos y reducir de esta manera costos de producción y demás.

La industria cubana no queda exenta de esta labor y menos la industria niquelífera. La Empresa Comandante Ernesto Che Guevara cuenta con un Sistema SCADA el cual no abarca la totalidad de las subestaciones de media tensión, y hasta el momento solo se monitorea parte del DDP (Dispositivo de Distribución Principal), los turbo - generadores y los transformadores 1T y 2T y parte de la 2SD; esta carencia de supervisión en la subestaciones de media tensión conlleva al atraso en la detección de averías y fallas que perjudican a la empresa tanto material como económicamente, en este capítulo se analizará el estado del arte de trabajos precedentes, así como la base teórica sobre los sistemas SCADA, lo cual mostrará la importancia de dicho estudio para el desarrollo energético eficiente en la empresa Comandante Ernesto Che Guevara y al final del capítulo se hará un breve resumen sobre los fundamentos del software Citec/SCADA, empleado en la empresa como la plataforma para la implementación del sistema SCADA.

1.1 Análisis de trabajos precedentes.

La aplicación de los sistemas SCADA en la industria se ha puesto en práctica en todo el mundo y se consideran relevantes por los resultados beneficiosos obtenidos.

Son varios los trabajos relacionados con el tema de monitoreo a nivel internacional y nacional, pero estos han sido muy escasos en los sistemas eléctricos de la empresa Ernesto Che Guevara, a continuación se analizan algunos de estos trabajos.

En el trabajo de (Vega, 2011) se desarrolló una propuesta de mejora en las tareas de supervisión y monitoreo de la empresa ya que las subestaciones de media

tensión no se encontraban monitoreadas, por la ausencia de una red de comunicación que permita la supervisión de las diferentes variables eléctricas de las subestaciones de media tensión. En el mismo se determinaron las principales variables eléctricas a medir para incorporarlas al software Citect/SCADA, se instalaron relés Multilin como principales dispositivos de protección en las subestaciones que facilitaron la adquisición de las variables eléctricas fundamentales a tenerse en cuenta para su monitoreo a través del CITECT, se desarrolló una propuesta de red de comunicación entre los dispositivos medidores con el SCADA, pero se podían haber implementado pantallas o interfaces de reportes de fallas y alarmas que no estaban hechas, así como de históricos y records de las principales variables eléctricas, facilitando así un mejor conocimiento de la situación energética de la empresa.

El trabajo de (Batista 1994), fue uno de los trabajos pioneros donde se hablara de un sistema de monitoreo a partir de un Software y la implementación de un sistema HMI, con la propuesta de la estructura de los principales bloques y componentes de HARDWARE que intervendrían en el monitoreo de las instalaciones. El sistema estaba constituido por las siguientes partes:

- Una unidad central de control encargada de adquirir y procesar toda la información. (CPU).
- La interfaz entre el objeto controlado y el CPU.
- Acceso y transmisión de información.
- Una unidad de alimentación que incluía, la fuente, terminales, puertos y todos los accesorios.

El trabajo prepara las condiciones iniciales para la realización de todos los aspectos relacionados con el monitoreo del mantenimiento de los equipos e instalaciones electro - energéticas en la empresa.

Se plantea una amplia valoración técnico - económica de las principales actividades de mantenimiento preventivo planificado, encaminado a optimizar sus ciclos de trabajo, lo cual incrementaría el tiempo de disponibilidad de los equipos e instalaciones. Pero solo desde el punto de vista del mantenimiento del equipamiento y no en aras del mejoramiento de la gestión energética. Este trabajo

no aborda a profundidad el tema de la supervisión y es que en aquellos años la tecnología de las comunicaciones era bastante obsoleta aún en la empresa, no obstante fue uno de los primeros trabajos que hablara en detalles de un sistema de monitoreo en general.

Otros trabajos relacionados con sistemas SCADA.

Trabajos a nivel internacional:

En Argentina en la ciudad de Puerto Madrid en 2011, se instaló y se puso en marcha del equipamiento de hardware y software necesarios para la automatización de la nueva estación de pre-tratamientos de residuos cloacales (EPN) de la ciudad. Esta obra se enfatizó en gobernar de forma automática el funcionamiento de la (EPN), esto incluyó el arranque y paro de bombas con histéresis en función del nivel de la cámara de aspiración. Las RTUs se encuentran comunicadas con medidores inteligentes de energía bajo el protocolo Modbus. El software utilizado fue Wizcon 7.6, de gran compatibilidad con las RTU MOSCAD.

En Bahía Blanca ciudad de Argentina en 2001, se implementaron eficazmente la supervisión de 12 subestaciones transformadoras para asegurar la integridad de la información enviada y recibida para evitar daños irreparables en las subestaciones. Los dispositivos y software que se utilizaron fueron: RTU Allen-Bradley, PLC Allen-Bradley:SCL 500/03, cantidad de I/O: 163, comando de supervisión: RSView32 de Rockwell, PC Acre Basic, sistema operativo W95. Una PC RSView32 actúa como nodo central, del cual se permiten las operaciones de apertura y cierre de los interruptores principales de las subestaciones.

También en Argentina en (1998), se elaboró un sistema de adquisición de datos en General Cerri, para una planta de gas de TGS Cerri, donde existen 18 tanques tipo habanos, tres esferas y tres tanques donde almacenan el producto (propano, butano y gasolina) después de ser procesado en la planta de gas, el objetivo de esta obra fue implementar un sistema capaz de llevar el control de la cantidad de producto bombeado y remanente en los tanques y esferas. Para esto se implementó un sistema con 2 Wonderware 6.0 corriendo sobre Windows NT Workstation 4.0 que se comunican con los transmisores de campo vía RS-485 con protocolo Modbus. El objetivo de esta obra fue cumplido ampliamente, ya que

se logró generar automáticamente los reportes de balance diario y mensual brindando mayor confiabilidad al sistema de medición.

1.2 Qué se pretende hacer nuevo o mejorar en el trabajo.

Con este trabajo se pretende:

1. Lograr la supervisión y monitoreo de la subestación 1SD de la empresa Comandante Ernesto Che Guevara y al menos el monitoreo online de la primera y segunda sección de la subestación propiamente dicha.
2. Además de la creación de las pantallas o interfaces graficas de las subestaciones restantes, debido que estas aún no están siendo monitoreadas por no presentar la infraestructura de monitoreo adecuada.
3. Elaborar las pantallas de reportes y alarmas de las principales variables eléctricas brindándole a la empresa una mayor gestión energética.

1.3 Marco teórico-conceptual

1.3.1 SCADA

Definición:

SCADA proviene de las siglas "Supervisory Control And Data Acquisition" (Control de Supervisión y Adquisición de Datos): Es un sistema basado en computadores que permite supervisar y controlar variables de proceso a distancia, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos) y controlando el proceso de forma automática por medio de un software especializado. También provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros usuarios supervisores dentro de la empresa (supervisión, control calidad, control de producción, almacenamiento de datos, etc.).

1. 3.2 Requerimientos de los sistemas SCADA.

- Para reducir costos de energía.
- Para reducir costos de personal.
- Para mejorar el nivel de servicio.
- Para aumentar la producción y su calidad.
- Para evitar incidentes ambientales.

- Para cumplir con los requisitos y normas regulatorias.

Un sistema SCADA debe cumplir los siguientes requerimientos:

- Deben ser sistemas de arquitectura abierta, capaces de crecer y adaptarse según las necesidades cambiantes de la empresa.
- Deben ofrecer un entorno visual sencillo y claro del proceso que se lleva a cabo.
- Deben ser programas fáciles de instalar, sin la necesidad de una excesiva exigencia de un conocimiento informático profundo.

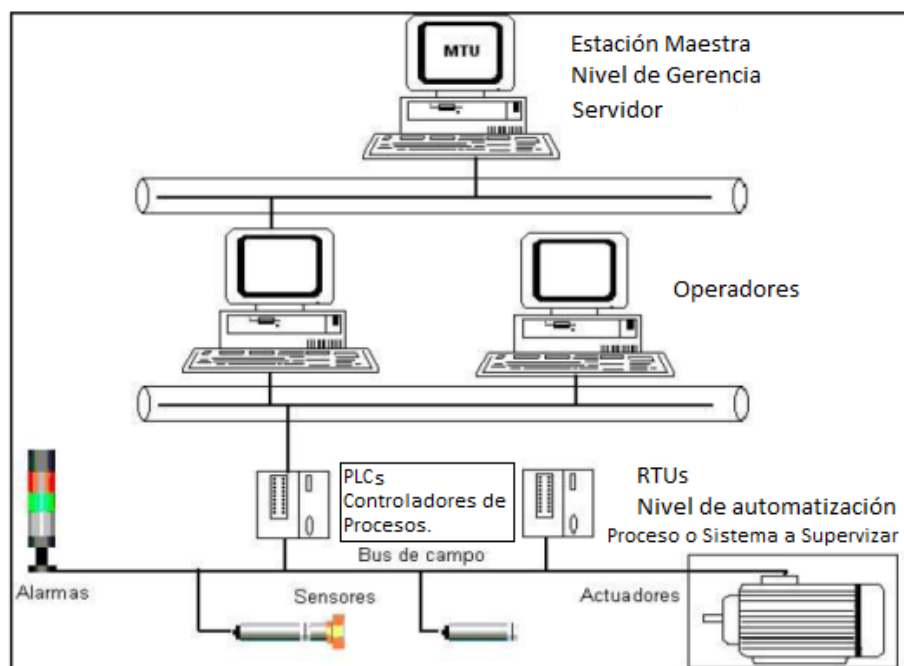


Figura 1.1 Estructura Básica de un sistema SCADA a nivel de hardware.

1.3.3 Diferencia entre monitorización y supervisión.

Monitorización y supervisión son términos relacionados en los sistemas, pero que se diferencian en cuanto a que la acción de monitoreo muestra toda la información del proceso sin posibilidad de actuar sobre el mismo, y un sistema de supervisión: presta libertad de actuar sobre el proceso en cuestión.

El mérito de los sistemas SCADA está en poseer la característica de **control supervisado**. De hecho, la parte de control viene definida por el proceso a controlar, y en última instancia, por el hardware e instrumental de control (PLCs, controladores lógicos, armarios de control.) o los algoritmos lógicos de control

aplicados sobre la planta los cuales pueden existir previamente a la implantación del sistema SCADA, el cual se instalará sobre y en función de estos sistemas de control.

Supervisar puede definirse como, acceso al chequeo cuidadoso y comparativo que mediante un examen correctivo, permite accionar sobre el objetivo supervisado. Esta tarea del supervisor es delicada y esencial desde el punto de vista normativo y operativo; de ésta acción depende en gran medida garantizar la calidad y eficiencia del proceso que se desarrolla. El supervisor presenta la responsabilidad de orientar o corregir las acciones que se desarrollan.

Esto diferencia notablemente los sistemas SCADA de los sistemas clásicos de automatización donde las variables de control están distribuidas sobre los controladores electrónicos de la planta y dificulta mucho una variación en el proceso de control, ya que estos una vez implementados no permiten un control a tiempo real óptimo. La función de monitorización se realiza sobre un PC industrial ofreciendo una visión de los parámetros de control sobre la pantalla del ordenador, lo que se denomina un HMI (Human Machine Interface) Es decir, los sistemas de automatización de interfaz gráfica tipo HMI básicos, ofrecen una gestión de alarmas en formato rudimentarias mediante las cuales la única opción que le queda al operario es realizar una parada de emergencia, reparar o compensar la anomalía y realizar un reset. En los sistemas SCADA se utiliza un HMI interactivo el cual permite detectar alarmas y a través de la pantalla solucionar el problema mediante las acciones adecuadas en tiempo real. Esto otorga una gran flexibilidad. En definitiva, el modo supervisor del HMI no solamente señala los problemas, sino lo más importante, orienta en los procedimientos para solucionarlos.

Los SCADA pueden realizar tareas como:

1. La **adquisición y almacenado de datos**, para recoger, procesar y almacenar la información recibida, en forma continua y confiable.
2. **Representación gráfica** y animada de variables de proceso y monitorización de éstas por medio de alarmas.
3. Ejecutar **acciones de control**, para modificar la evolución del proceso, actuando bien sobre los reguladores autónomos básicos (consignas,

alarmas, menús, etc.) bien directamente sobre el proceso mediante las salidas conectadas.

4. **Conectividad** con otras aplicaciones y bases de datos, locales o distribuidas en redes de comunicación.
5. Supervisión, para observar desde un monitor la evolución de las variables de control.
6. **Transmisión**, de información con dispositivos de campo y otros PC.
7. **Explotación** de los datos adquiridos para gestión de la calidad, control estadístico, gestión de la producción y gestión administrativa y financiera.
8. **Alertar** al operador de cambios detectados en la planta, tanto aquellos que no se consideren normales (alarmas) como cambios que se produzcan en la operación diaria de la planta (eventos). Estos cambios son almacenados en el sistema para su posterior análisis.

Presentación: el sistema SCADA usualmente presenta la información al personal operativo de manera gráfica, en forma de un diagrama de representación. Esto significa que el operador puede ver un esquema que representa la planta que está siendo controlada, a través de la Interfaz del Operador o HMI (Human Machine Interface). Por ejemplo un dibujo de un tanque de almacenamiento de líquido que descarga a una serie de recipientes, su contenido, puede mostrar al operador cuanto fluido está siendo bombeado desde el tanque a los recipientes en un momento dado o bien el nivel de líquido del tanque o si la válvula está abierta o cerrada como muestra la figura 1.2. Los diagramas de representación pueden consistir en gráficos de líneas y símbolos esquemáticos para representar los elementos del proceso, o pueden consistir en fotografías digitales de los equipos sobre los cuales se animan las secuencias.

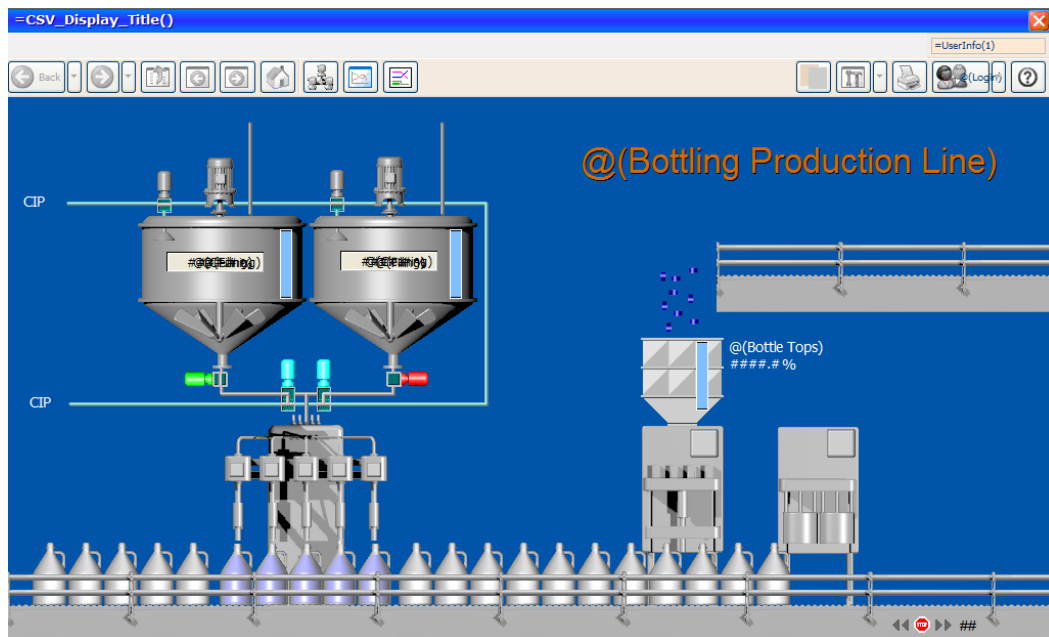


Figura 1.2 Ejemplo de un (HMI) del software Citect/SCADA.

1.3.4 Necesidades de un sistema SCADA.

A la hora de evaluar si un sistema SCADA es necesario para manejar una instalación, se debe tener en cuenta que el proceso debe cumplir con las características siguientes.

1. El número de variables que se precisa monitorear es alto.
2. El proceso ocupa una extensión geográfica considerable, esta condición no es limitada, ya que puede tratarse de una producción en un área concentrada.
3. Se requiere la información del proceso en tiempo real.
4. La necesidad de optimizar y facilitar las operaciones de plantas, así como la toma de decisiones.
5. La necesidad de aumentar la producción y elevar su calidad.
6. La reducción del impacto medioambiental de la empresa, en el área que ocupa, localidad o país.

1.3.5 Necesidades de la supervisión de procesos:

1. Limitaciones de la visualización de los sistemas de adquisición y control.
2. Control software. Cierre de lazo del control.

3. Recoger, almacenar y visualizar la información.

1.3.6 Interfaz humano-máquina

Una interfaz Hombre - Máquina o HMI ("Human Machine Interface") es el aparato que presenta los datos a un operador (humano) y a través del cual éste controla el proceso.

Los sistemas HMI son como una "ventana de un proceso". Esta ventana puede estar en dispositivos especiales como paneles de operador o en un ordenador. Los sistemas HMI en ordenadores se los conoce también como software (o aplicación) HMI o de monitorización y control de supervisión. Las señales del proceso son conducidas al HMI por medio de dispositivos como tarjetas de entrada/salida en el ordenador, PLC's (Controladores lógicos programables), PACs (Controlador de automatización programable), RTU (Unidades remotas de I/O) etc. Todos estos dispositivos deben tener una comunicación que entienda el HMI.

1.3.7 Componentes del sistema

Los tres componentes de un sistema SCADA son:

1. Múltiples Unidades de Terminal Remota (también conocida como UTR, RTU o Estaciones Externas).
2. Estación Maestra y Computador con HMI.
3. Infraestructura de Comunicación.

1.3.8 Unidad de Terminal Remota (RTU)

UTR - Unidad Terminal Remota, siglas más conocidas como RTU (sigla en inglés), define a un dispositivo basado en microprocesadores, el cual permite obtener señales independientes de los procesos y enviar la información a un sitio remoto donde se procese. Generalmente este sitio remoto es una sala de control donde se encuentra un sistema central SCADA el cual permite visualizar las variables enviadas por la UTR. Dentro del universo de las UTR existen los Controlador lógico programable quienes han complementado sus facilidades de comunicación. En el mundo PLC surgieron los protocolos de comunicaciones para pequeños sistemas de control (RS-485, SINEC L1, MODBUS, DNP3, CAN, IEC-

101, IEC -105 etc...) En forma paralela en el mundo RTU ha evolucionado en la industria eléctrica, y otras ramas, donde grandes sistemas SCADA, requieren la gestión de gran número de señales con precisión de mili-segundos, cosa que es imposible realizar con los PLCs. En las RTUs se ha desarrollado y expandido a otros equipamientos, medidores de energía, relés de protecciones, reguladores automáticos etc, el protocolo de comunicaciones IEC o CEI 60870-4. Para las comunicaciones internas de los equipos, o entre ellos, las RTU han adoptado el protocolo MODBUS, en la forma de MODBUS/RTU, que puede implementarse sobre una red RS-485 o sobre una red TCP/IP.

1.3.9 Estación Maestra

El término "Estación Maestra" se refiere a los servidores y al software responsables para comunicarse con el equipo del campo (RTUs, PLCs, etc.) en estos se encuentra el software HMI corriendo para las estaciones de trabajo en el cuarto de control, o en cualquier otro lado. En un sistema SCADA pequeño, la estación maestra puede estar en un solo computador, a gran escala, en los sistemas SCADA la estación maestra puede incluir muchos servidores, y aplicaciones de software distribuido.

1.3.10 Forma de Operación.

En vez de confiar en la intervención del operador o en la automatización de la estación maestra, los RTU pueden ahora ser requeridos para operar ellos mismos, realizando su propio control sobre todo por temas de seguridad. El software de la estación maestra requiere hacer más análisis de datos antes de ser presentados a los operadores, incluyendo análisis históricos y análisis asociados con los requerimientos de la industria particular. Los requerimientos de seguridad están siendo aplicados en los sistemas como un todo e incluso el software de la estación maestra debe implementar los estándares más fuertes de seguridad en ciertos mercados.

1.3.11 Infraestructura y Métodos de Comunicación.

Los sistemas SCADA tienen tradicionalmente una combinación de radios y señales directas seriales o conexiones de módem para conocer los requerimientos de comunicaciones, incluso Ethernet e IP sobre SONET (fibra

óptica) es también frecuentemente usada en sitios muy grandes como ferrocarriles y estaciones de energía eléctrica.

1.3.12 Protocolos de comunicación.

Dentro de las vías o formas de comunicación de la empresa se encuentran los protocolos Modbus y la comunicación vía Ethernet que es un estándar de redes de área local para computadoras con acceso al medio por contienda CSMA/CD (Acceso Múltiple por Detección de Portadora con Detección de Colisiones), es una técnica usada en redes Ethernet para mejorar sus prestaciones.

Modbus:

Modbus es un protocolo de comunicaciones situado en el nivel 7 del Modelo OSI, basado en la arquitectura maestro/esclavo o cliente/servidor, diseñado en 1979 por Modicon para su gama de controladores lógicos programables (PLCs). Convertido en un protocolo de comunicaciones estándar en la industria, es el que goza de mayor disponibilidad para la conexión de dispositivos electrónicos industriales. Las razones por las cuales el uso de Modbus es superior a otros protocolos de comunicaciones son:

1. Es público
2. Su implementación es fácil y requiere poco desarrollo
3. Maneja bloques de datos sin suponer restricciones

Modbus permite el control de una red de dispositivos, por ejemplo un sistema de medida de temperatura y humedad, y comunicar los resultados a un ordenador. También se usa para la conexión de un ordenador de supervisión con una unidad remota (RTU) en sistemas de supervisión adquisición de datos (SCADA). Existen versiones de este protocolo para puerto serie y Ethernet (Modbus/TCP).

1.4 Software a emplear para este trabajo.

CITECT como sistema SCADA:

Una de las soluciones en el control SCADA es utilizando un programa para monitorizar, controlar y automatizar señales analógicas y digitales capturadas a través de tarjetas de adquisición de datos. Uno de los programas más utilizados para este fin es el CITECT SCADA.

CITECT es una marca registrada de Ci Technologies Pty. Limited (empresa), empleado desde su aparición en 1992, en proyectos de gran escala de monitoreo e intercambio de información, mejorando drásticamente la calidad de los sistemas de gestión de la planta. En la actualidad este software pertenece a Schneider Electric y su versión actual es Vijeo Citect 7.10.

1.5 Conclusiones del capítulo.

- Se realizó un estudio del estado del arte el cual permitió conocer el desarrollo de los sistemas SCADA en la localidad y se verificó que si bien no han sido muchos los trabajos desarrollados en las redes eléctricas de media tensión de la empresa, éste trabajo puede ser una solución del problema planteado.
- Se desarrolló una base teórica que permitió una mejor comprensión del trabajo a realizar.

CAPÍTULO 2: Caracterización del sistema y del software a emplear.

2.0 Introducción.

El sistema de protección actual de la subestación distribuidora de media tensión 1SD, está inmerso en un proceso de modernización, con relés Multilin (GE) de la gama SR (Estándar Relay) y UR (Universal Relay), los cuales permiten realizar las funciones de medición y monitoreo, además de su función básica que es la protección eléctrica. El presente trabajo pretende aprovechar esas bondades para implementar la supervisión del sistema eléctrico de la subestación de media tensión 1SD. Para ello es necesario conocer las características de dicha subestación así como determinar las principales variables a emplear en el sistema SCADA.

2.1 Descripción de la subestación 1SD.

La subestación 1SD es la encargada de alimentar a los equipos de primera categoría de las diferentes plantas que conforman el proceso productivo, por lo que de ocurrir una falla por cualquier motivo provocaría una gran afectación al proceso y cuantiosas pérdidas económicas e incluso podría llegar a afectar vidas humanas.

Esta subestación es la primera subestación distribuidora de la empresa, la cual ocupa entre las restantes subestaciones el primer lugar de importancia, de ahí la necesidad de su modernización y monitoreo. Opera con un voltaje de 10.5 kV, es del tipo interior, con embarrado seccionado, la misma cuenta con cuatro secciones de barra las cuales se denominan como sigue: 1SD-1, 1SD-2, 1SD-3 y 1SD-4 donde las secciones 1SD-1 y 1SD-2 están interconectadas a través de un interruptor de sección de enlace, al igual que las secciones 1SD-3 y 1SD-4. Esta subestación cuenta con 67 armarios, donde sus principales consumidores son 29 líneas de salida hacia subestaciones transformadoras y 16 motores sincrónicos y asincrónicos.

En primera sección de la 1SD se encuentran varias subestaciones transformadoras como son: 1TP-15, 1TP-16, 1TP-1, 1TP-2, 1TP-7, 1TP-26 y 1TP-28, como principales consumidores, pero el mayor peso recae sobre los motores sincrónicos (compresores 25 y 31 de 1600 y 1700 kW respectivamente). En las

secciones 2, 3 y 4 se encuentra el resto de las subestaciones transformadoras, alimentando uno u otro transformador teniendo en cuenta que estas tienen doble circuito con un CAR (Conexión Automática de Reserva) de enlace, además del resto de los motores de gran potencia (compresores K500-1, K500-2, con una potencia de 2500kW, K 20, 21, 22, 23 de 1600kW etc.). En las figuras 2.0 y 2.1 se muestran la primera y segunda sección y la cuarta y quinta sección respectivamente de la subestación 1SD.

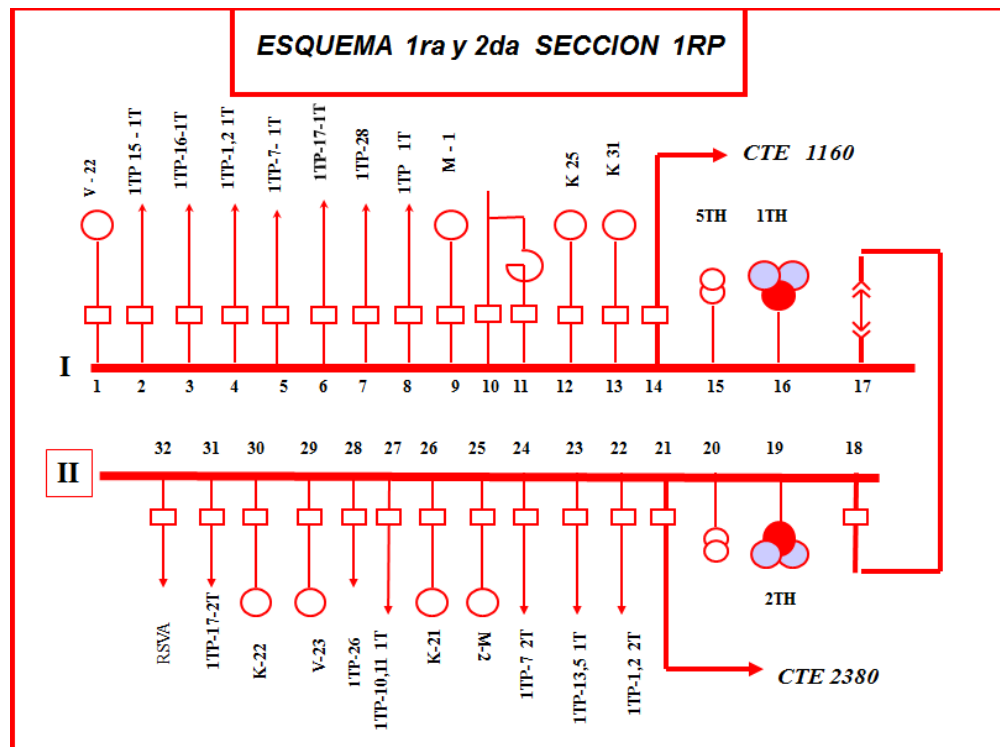


Figura 2.0 Monolineal de la primera y segunda sección de la subestación 1SD.

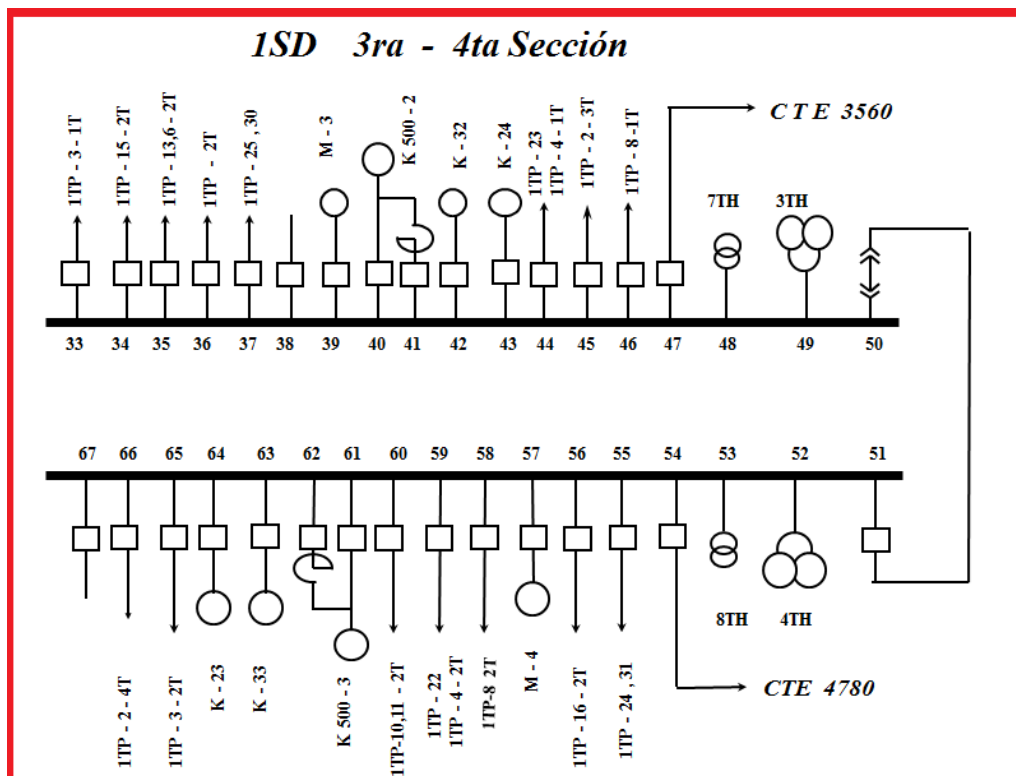


Figura 2.1 Monolineal de la tercera y cuarta sección de la subestación 1SD.

2.2 Descripción de los principales dispositivos instalados en la subestación.

Para la tarea de monitoreo y supervisión se cuenta con la instalación de relés universales que proporcionan las mediciones de las distintas variables a monitorear por Citect, para el monitoreo de los estados de los interruptores se dispone del relé UR-C60 que está diseñado para la protección, control y monitoreo de interruptores además incorpora medición de voltaje y corriente como funciones de medición, para la protección y monitoreo de los alimentadores o líneas de salida se dispone del relé UR-F35 diseñado para la protección de hasta 5 alimentadores con medición de tensión; es decir, puede controlar hasta 5 líneas desalida, además este monitorea los estados de algunos interruptores, para el monitoreo de los molinos, de los ventiladores y compresores se empleó el relé UR-M60 diseñado para la protección, control y monitoreo de motores e incorpora medición de voltaje y corriente como funciones de medición.

2.2.1 Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente o TC son transformadores de alta precisión en los cuales la relación de las corrientes primaria a secundaria es una constante

conocida que cambia muy poco con la carga. El ángulo de fase entre ellas es muy pequeño, en general mucho menor que un grado.



Figura 2.2 Representación de un transformador de corriente.

Estos equipos se utilizan para medir o monitorear la corriente en una línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control. Ciertos tipos como muestra la figura 2.2 de transformadores de corriente protegen a los instrumentos al ocurrir cortocircuitos. La corriente nominal que manejan en su secundario es de 5 o 1A. Unas relaciones típicas de un transformador de corriente podrían ser: 150/5, 300/5, 600/5, 800/5, 1000/5, 1600/5. Algunos transformadores en las subestaciones de la fábrica ECG poseen dos devanados secundarios, uno para medición y el otro para protección.

2.2.2 Transformadores de potencial

Un transformador de potencial o TV es un devanado especialmente, con un primario de alta tensión y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de tensión del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados, una muestra de los que se emplean actualmente en la ECG se observa en la figura 2.3.



Figura 2.3 Representación de un Transformador de potencial.

Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de la tensión deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión,

dependiendo de qué tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

2.2.3 Convertidor RS- 485 a Ethernet (Multinet)

MultiNet es un módulo de comunicaciones que proporciona la GE Multilin ModBus IEDs de serie ModBus las comunicaciones de TCP/IP de Ethernet, permitiendo la conexión a fibra óptica o LAN. MultiNet tiene la capacidad para conectar a 32 dispositivos de ModBus. La Figura 2.4 muestra un ejemplo de los convertidores RS- 485 que se utilizan en la ECG para las redes de comunicación.



Figura 2.4 Convertidor RS- 485- Ethernet (Multinet)

2.2.4 Dispositivos de protección, medición y control.

Relés:

La familia de relés Multilin está dividida en dos series, la primera y la iniciadora de estos equipos fueron los SR (Standar Relay) como se muestra en la figura 2.5. Con el desarrollo y la necesidad de poder tener nuevas opciones de control y programación aparecieron los UR (Universal Relay) en la figura 2.6 se muestran dos ejemplos de estos relés.



Figura 2.5 Tipos de relés de la familia de los SR.

La familia de SR de relés Multilin representa una línea multifuncional de productos basados a microprocesador, proporcionando un sistema económico, de

protección, mando, monitoreo y medición. Además de la tradicional medición de corriente y el voltaje, la familia de SR también ofrece varias entradas analógicas y digitales. Estas entradas proporcionan una vital información como vibración del equipo, presión, temperatura, y estado del interruptor. También tiene relés adicionales de salida disponibles para la flexibilidad de crear esquemas personalizados de protecciones.

La familia de los Relés Universales de protección se construye en una plataforma modular común. Todos los UR ofrecen altas funciones de protecciones, I/O flexibles, integración de monitoreo y medición, altas velocidades en las comunicación, programación extensa y capacidad de configuración flexible. La serie UR tiene muchas ventajas como múltiples opciones de entrada y salida, lógica programable (FlexLogic), su construcción es modular del tipo Plug and Play (en español "enchufar y usar" que es la tecnología que permite a un dispositivo informático ser conectado a una computadora sin tener que configurar), HMI para monitoreo y control, secuencias de eventos, oscilografía, y módulos de diagnósticos de los TV y TC.



Figura 2.6 Tipos de relés de la familia de los UR.

Los relés Multilin soportan los siguientes protocolos de comunicación que servirán para lograr los objetivos: Serial (Modbus). Ethernet.

En estos momentos se cuenta con una red Modbus que abarca los relés instalados en el DDP y la 1RP (TCP/IP Modbus) y algunos de otras plantas, montada sobre la red empresarial mediante adaptadores Ethernet/Modbus.

2.3 Análisis sobre el desarrollo del sistema de monitoreo eléctrico para la supervisión.

El sistema de **supervisión eléctrico** constituye la medición local o remota de los parámetros eléctricos de una instalación, además de almacenar los sucesos que en esta instalación pueden o han ocurrido. Este sistema concentra la información del resto de los sistemas que trabajan como una unidad con el sistema eléctrico de potencia.

Este monitoreo se puede hacer siguiendo distintas variantes entre las cuales se pueden destacar las siguientes:

1. Centralización de la información en un solo equipo.
2. Descentralización total de la información.
3. Descentralización parcial de la información.

1. Centralización de la información en un solo equipo

La centralización de la información consiste en que un rango grande de datos de distintos elementos del sistema es almacenado en un solo dispositivo, en este caso los relés UR son capaces de controlar y proteger hasta cinco armarios al mismo tiempo. Aunque para las tareas de protecciones eléctricas esta unificación o centralización de las funciones resulta peligrosa, porque al fallar el equipamiento falla el sistema de protección completo, resulta beneficiosa, ya que se reducen los mantenimientos, costo de instalación y montaje, entre otros aspectos.

Ventajas de esta variante:

1. Se reduce el trabajo de ingeniería.
2. Incremento de las facilidades de medición.
3. Reducido tamaño.
4. Reducción del mantenimiento y costo de instalación.
5. Excelentes interfaces de usuario.
6. Protecciones modernas y múltiples.

Los problemas fundamentales de esta variante se resumen en los siguientes aspectos:

1. El costo por unidad muy elevado.
2. Adquirir equipos con más funciones de medición, protección y control de las que se requieren (50% de más).
3. Si se avería un equipo se pierde la protección, la medición y el control.
4. Reducida posibilidad de reservas en almacén por elevado costo.

2. Descentralización total de la información

En esta variante toda la información sale directamente de los sensores y se traslada a la PC por un BUS especialmente diseñado para tales fines y todas las señales se concentran en la PC mediante un software.

Ventajas de la siguiente variante:

1. Monitoreo independiente del sistema de protecciones.
2. Los fallos en los sensores no afectan el funcionamiento de la instalación.
3. Posibilidad de tener equipos de reserva en almacén (relativo bajo costo, mucho menor que la variante anterior).

Los problemas fundamentales de esta variante se resumen en los siguientes aspectos:

1. El trabajo no es autónomo, si se afecta la PC o el BUS, se afecta todo.
2. Tecnología poco conocida en el país.
3. Adquisición de todos los nuevos sensores, no se pueden utilizar los existentes.
4. Aumenta excesivamente el trabajo de ingeniería.

3. Descentralización parcial de la información:

Esta variante es muy similar a la anterior porque parte de la estrategia de separar el sistema de protecciones del sistema de monitoreo y control, utilizando las posibilidades de la variante anterior, pero no tan descentralizada.

En la actualidad, existen unidades de medición autónomas, así como equipamientos autónomos dedicados al control como los PLC. Estos equipos conectados todos en un BUS pueden enviar la información a una PC y por esta

misma red se podrían acceder remotamente a los datos como lo hacen las variantes anteriores.

Ventajas de la siguiente variante:

1. Autonomía total, tanto de las mediciones, del control como de las protecciones.
2. Se adquieren los equipamientos con las funciones que realmente se necesitan.
3. Flexibilidad de implementación de nuevas funciones de control.
4. Instalación parcial o por etapas.
5. Posibilidad de tener equipos de reserva en almacén.

Problemas de la siguiente variante:

1. Cableado adicional para su instalación.
2. Aumenta el trabajo de ingeniería, pero menos que la variante anterior.

2.3.1 Variante seleccionada.

La selección de una u otra variante para realizar el sistema de monitoreo en la industria abarca inevitablemente la selección del sistema de protecciones, dado que en la actualidad existe equipamiento que hacen ambas funciones. En cualquiera de las variantes que se escojan, se pueden alcanzar los objetivos técnicos o las prestaciones esperadas, dependiendo del equipamiento que se adquiera y el alcance de la ingeniería realizada. Los aspectos económicos pudieran constituir los factores predominantes en la selección de la variante adecuada de protección, monitoreo y control. Tomando en cuenta que es importante la calidad probada del equipamiento que se seleccione.

El análisis de la variante seleccionada, se llevó a cabo en conjunto con los técnicos del taller eléctrico de la empresa Comandante Ernesto Che Guevara y teniendo en cuenta el costo-beneficio de cada una de las variantes el cual se puede consultar en el Anexo B, se decidió utilizar la variante **1 “Centralización de la información en un solo equipo”** para el desarrollo de la red de monitoreo y supervisión del sistema eléctrico en dicha empresa, en la figura 2.7 se muestra un ejemplo hipotético de esta variante, donde las tareas de medición, control y

protección son llevadas a cabo por relés UR, los que controlan cada uno las señales de cinco gabinetes.

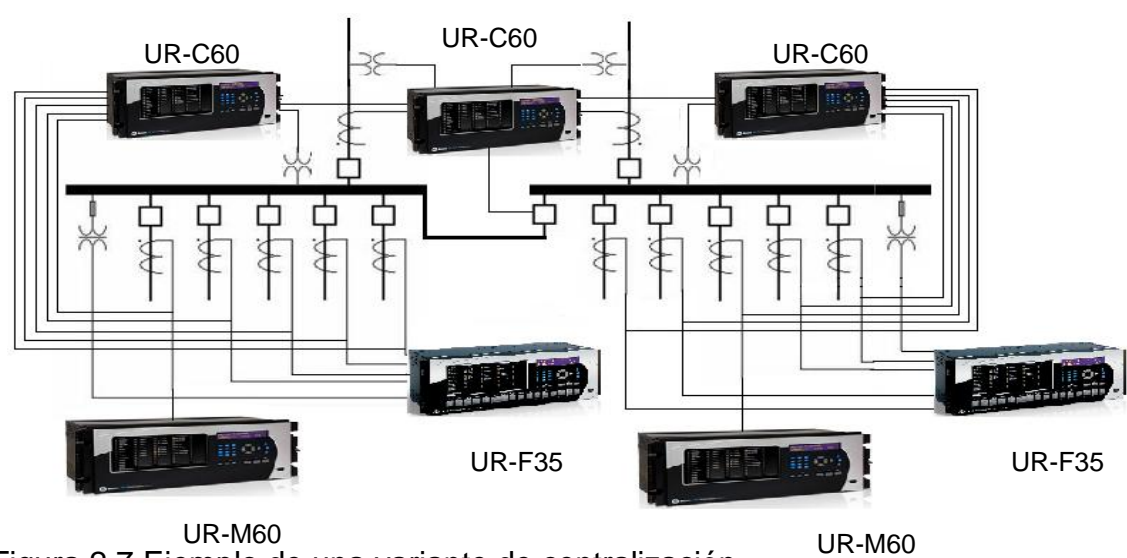


Figura 2.7 Ejemplo de una variante de centralización.

2.4 Variables a Monitorear para la subestación de media tensión 1SD.

Para la creación e implementación de las interfaces gráfica en Citect, es necesario definir el conjunto de variables fundamentales a supervisar y monitorear. Para ello se realizaron consejos técnicos con los especialistas del taller eléctrico y operadores de plantas de la ECG donde se definieron cada una de las variables a supervisar según las necesidades del Despacho y el Taller Eléctrico por cada subestación, en la tabla 2.0 se muestran las principales magnitudes definidas, las mismas coinciden para las demás subestaciones de media tensión. Las variables se encuentran en el anexo A.

Tabla 2.0 Magnitudes eléctricas a monitorear.

Magnitudes a monitorear en 1SD				Unidad
Tensión	Promedio	motores,	ventiladores,	V
transformadores.				
Corriente	Promedio	motores,	ventiladores,	A
transformadores.				
Potencia activa.				MW
Potencia reactiva.				MVAr
Factor de potencia.				
Voltajes de línea.				V
Corrientes de fase.				A

Además de estas variables, es necesario monitorear los estados de interruptores, transformadores, motores, transformadores de potencial, barras y el estado de alarmas.

2.5 Descripción del sistema de supervisión de las subestaciones de media tensión de la empresa.

Actualmente el sistema de Supervisión y Monitoreo de la empresa solo monitorea parte del DDP y parte de la subestación de media tensión 2SD, mostradas en las figuras 2.8 y 2.9 respectivamente, donde se evidencian las limitaciones de información y la interactividad con el sistema, se percibe la ausencia de información sobre la carga conectada y los elementos principales de protección. En el caso de la pantalla gráfica del DDP el monolineal comienza por la conexión desde el SEN 110 kV el cual se conecta al circuito de la empresa por los interruptores PG 101 y PG 102 y por las cuchillas PT 1015 y PT 1025 y se conecta a la parte de alta de los transformadores T1 y T2, por medio de los interruptores H310 y H315 se conectan las secciones de barra dos y cuatros por la parte baja de los transformadores, la alimentación de la primera y la cuarta sección la proporcionan los generadores G1 y G2, en el caso de los interruptores, estos se configuraron de manera que cuando están conectados o cerrados se muestren en rojo y cuando están desconectados se muestren en verde, así también se hizo para los estados de los transformadores y los generadores, la adquisición de datos en estas pantallas es bastante escasa, como se puede observar solo se tienen las mediciones de los generadores y los transformadores, faltando las mediciones de las cargas conectadas a estas secciones, además esta pantalla contiene variables de presión de los compresores y otras variables que ocupan un espacio que puede ser utilizado para variables eléctricas.

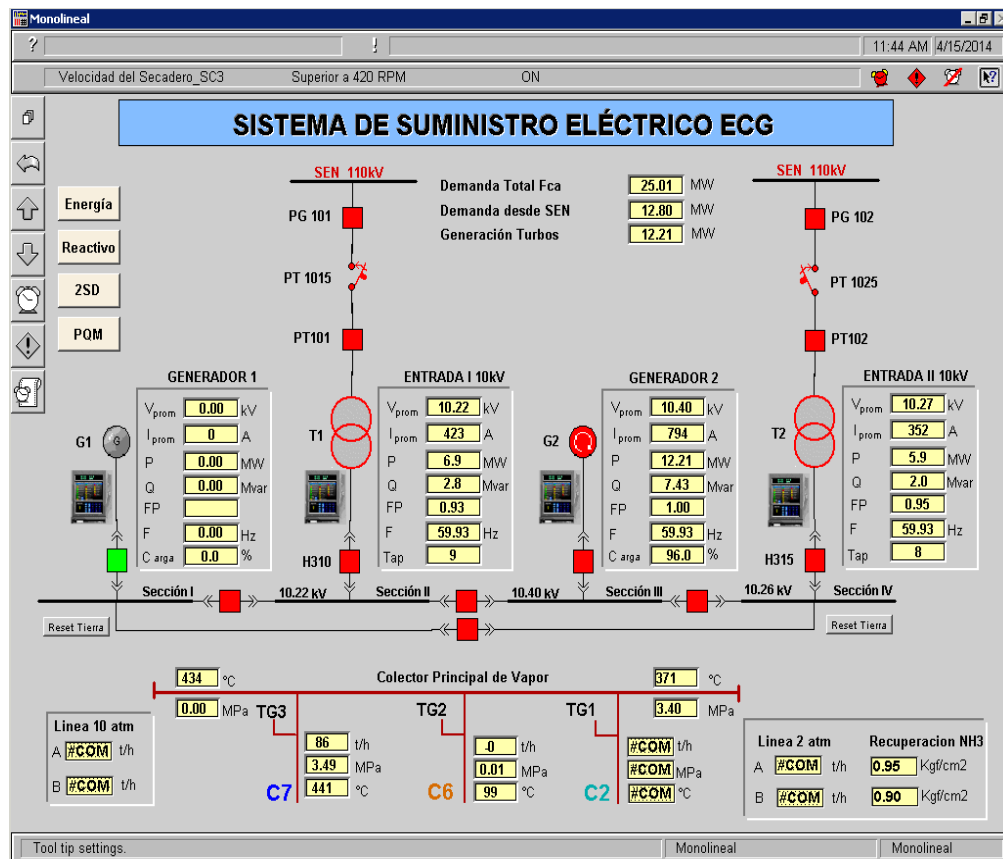


Figura 2.8 Interfaz que permite supervisar el SCADA CITECT del DDP de la Empresa Comandante ECG.

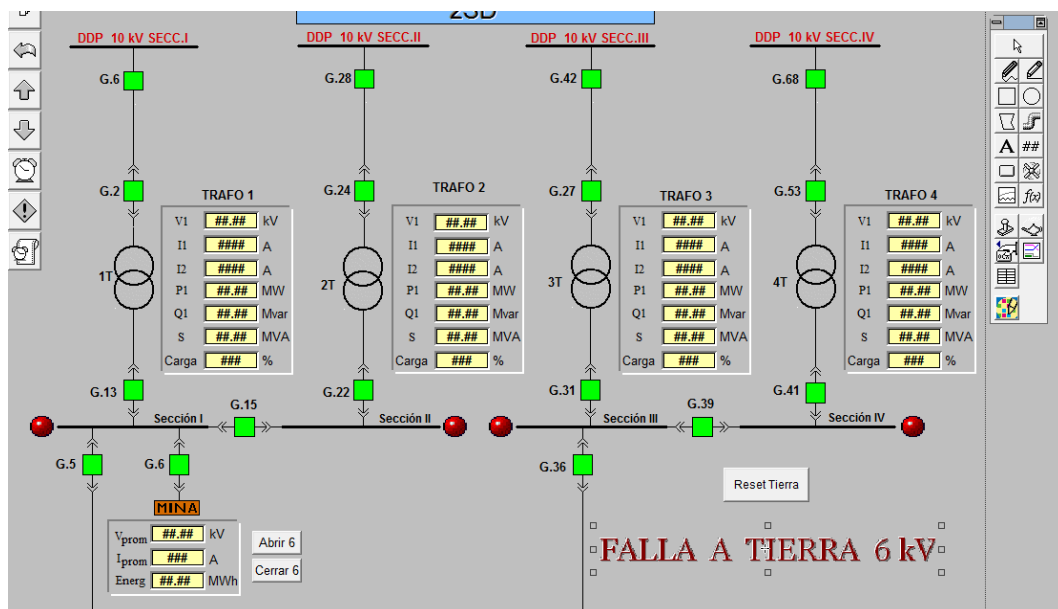


Figura 2.9 Subestación de media tensión 2SD

2.6 Caracterización del software empleado (Citect/SCADA.)

Citect SCADA es un software para la implementación industrial, que provee de un entorno gráfico para la supervisión, monitoreo y control de cualquier proceso

productivo. Es un software muy flexible en cuanto a la variedad de entornos a los que se puede adaptar.

Este es un software de proceso de gran facilidad de implementación, confiabilidad y factibilidad en muchas aplicaciones de un gran número de industrias de procesos, siendo un prestigioso sistema de software de automatización industrial que permite al usuario la reducción de costes por optimización de las operaciones por producción.

El entorno de Citect está formado por cuatro programas independientes: Explorador de Citect, Editor de Proyectos de Citect, Editor de Gráficos de Citect y Editor Cicode.

- El Explorador de Citect:

Permite crear y administrar los proyectos de Citect/SCADA. También es la aplicación de control de la configuración, desde la cual se puede ejecutar el Editor de Proyectos de Citect, el Editor de Gráficos de Citect y Editor Cicode.

- Editor de Proyectos de Citect:

Se utiliza para crear y administrar las bases de datos de Citect/SCADA. Estas bases de datos contienen información de la configuración para los proyectos de Citect/SCADA que no está relacionada con las páginas gráficas.

- Editor de Gráficos de Citect:

Se utiliza para crear y editar las páginas gráficas, incluidos los objetos que las componen.

- Editor Cicode:

Se utiliza para escribir y editar los programas de Cicode, que es un lenguaje de programación usado por Citect SCADA similar al lenguaje de programación en Pascal. El Editor de Cicode también puede usarse como programa de depuración en el tiempo de ejecución para ayudarle a realizar un seguimiento y localizar los errores de programación. En la ventana de Cicode, puede obtener ayuda para cualquier función del programa.

2.6.1 Comunicación del Citect.

Citect/SCADA puede comunicarse con muchos tipos de dispositivos E/S de control o supervisión, incluidos PLC (controladores lógicos programables), controladores de lazo, lectores de códigos de barra, analizadores científicos, unidades de terminales remotos (RTU) y sistemas de control distribuidos (DCS).

Citect/SCADA se comunica directamente con los dispositivos E/S de la planta o fábrica, lo que permite transferir datos hacia o desde el dispositivo y supervisar el sistema.

2.6.2 Posibilidades de reportes de alarmas.

La protección del valioso equipo de la planta es una función básica del sistema Citect/SCADA. La utilidad de la alarma de Citect/SCADA supervisa constantemente el equipo y alerta a los operadores de cualquier error o situación de alarma en el equipo.

Citect/SCADA permite el uso de dos tipos de alarmas.

- Alarmas de hardware.

Citect ejecuta continuamente rutinas de diagnósticos para comprobar todo el equipo periférico, como los dispositivos de E/S. Todos los errores se notifican automáticamente al operador. Esta utilidad está totalmente integrada en Citect/SCADA; no es necesaria ninguna configuración.

- Alarmas configuradas.

A diferencia de las alarmas de hardware, es necesario configurar las alarmas que informan acerca de situaciones de error en la planta (por ejemplo, cuando el nivel de un tanque es demasiado alto o cuando un motor se sobrecalienta). Las alarmas se introducen en una base de datos mediante formularios, de forma similar a los tags (etiquetas) de variables. Cada tipo de alarma tiene diferentes activadores y parámetros, por lo que tiene un formulario de configuración independiente con distintas opciones.

2.6.3 Tendencias.

Una representación de la actividad actual y pasada mejora la comprensión del rendimiento de la planta. Con un gráfico de tendencias, puede mostrar los valores

de una variable (o proceso) en forma gráfico. Como estos valores cambian a lo largo del tiempo.

También puede desplazarse hacia atrás a través de los datos del historial para mostrar los valores antiguos de la variable (o del proceso). La recopilación de datos del historial continua aunque la visualización no esté activa. Puede cambiar de una página a otra sin afectar a los gráficos de tendencias.

2.7 Conclusiones del capítulo.

- El estudio realizado sobre las características y el equipamiento de las diferentes subestaciones de la red de media tensión en la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara permitió determinar las principales variables eléctricas para conformar el sistema de monitoreo.
- La instalación de relés Multilin como principales dispositivos de protección en las subestaciones, facilitaron la adquisición de las variables eléctricas fundamentales a tenerse en cuenta para su monitoreo a través del CITECT.

CAPÍTULO 3: Desarrollo de las ventanas del SCADA, validación de la propuesta y análisis de los resultados.

3.0 Introducción:

Lograr un impacto positivo en las labores de gestión energética, reducir errores humanos por malas operaciones y humanizar el trabajo de operadores y técnicos en el taller de protecciones eléctricas es un propósito deseado alcanzar en este trabajo.

La necesidad de aumentar las prestaciones en las labores de supervisión, para lograr con precisión los objetivos trazados para los trabajadores y la economía en general, crea la tarea de buscar una propuesta donde se prevea una nueva forma de implementación de los dispositivos disponibles para el control y supervisión de las redes eléctricas.

Dejando como tarea fundamental en este capítulo la proposición del SCADA para el sistema eléctrico de la subestación 1SD.

3.1 Desarrollo de las interfaces gráficas en CITECT para el monitoreo de la Subestación de media tensión 1SD.

Para el desarrollo de las interfaces gráficas en Citect, es necesario tener en cuenta una serie de elementos para el logro de esta tarea, primeramente como la versión de Citect a utilizar es la 7.10, se debe tener en cuenta las mejoras que este trae consigo, como es el caso del empleo de los clúster (grupos), los cuales permiten al usuario agrupar diferentes grupos de componentes de ejecución dentro de un solo proyecto, lo que permite supervisar y controlar varios proyectos al mismo tiempo. El sistema más sencillo es el de un solo clúster.

3.1.1 Diseño de pantallas.

Administración de proyectos.

El Explorador del Citect es la aplicación desde la que se organiza los proyectos y se inician las aplicaciones de configuración. Tareas fundamentales como crear, hacer copias de seguridad y restaurar proyectos se realizan en el Explorador de Citect. Lo primero que se debe hacer al configurar CitectHMI/SCADA es crear un

proyecto el cual almacene la información del proyecto. La figura 3.0 muestra la ventana de configuración del CitectHMI/SCADA.

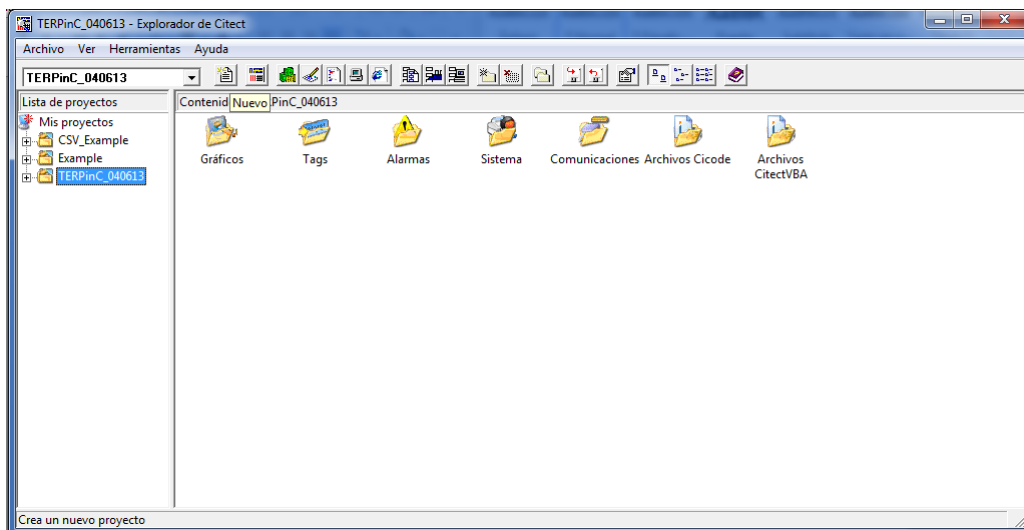


Figura 3.0 Ventana del Explorador de Citect

Creado el proyecto se continúa con la configuración del clúster, el cual permitirá agrupar y ejecutar varios proyectos al mismo tiempo.

En el explorador de Citect, en TERPin-040613, se abre la carpeta comunicaciones y selecciona **Clusters (Grupos)**. La figura 3.1 muestra la ventana de configuración del campo Grupo.

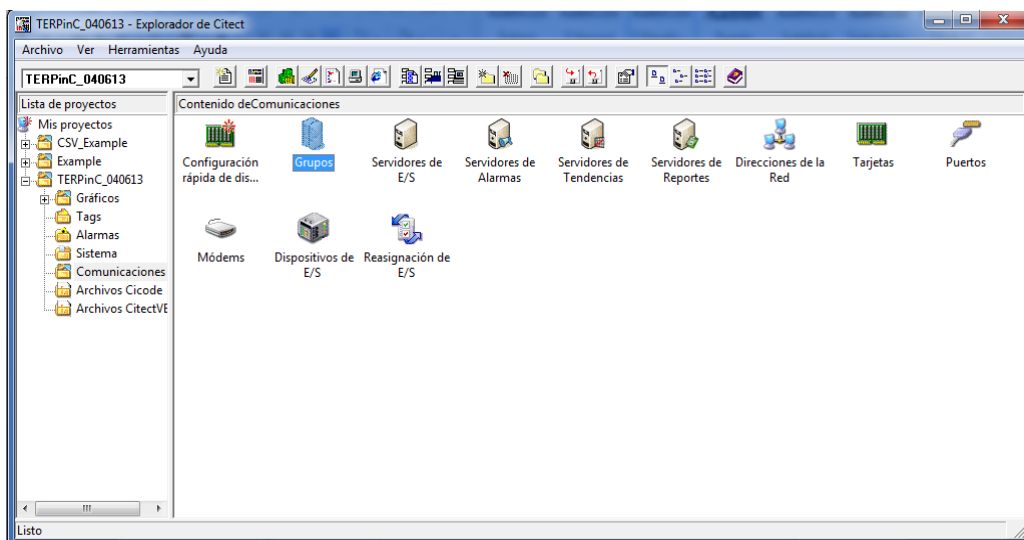


Figura 3.1 Ventana de configuración del campo Grupo.

Luego de abrir la carpeta se muestra la figura 3.2 donde se configura el nombre del Grupo.

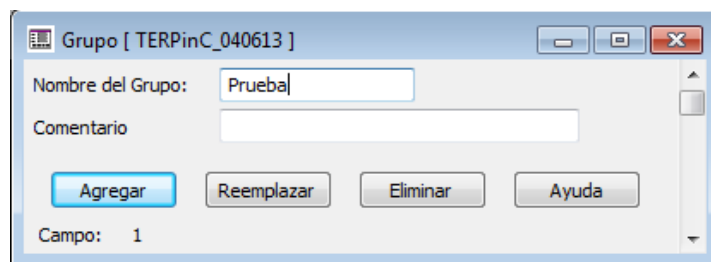


Figura 3.2 Configuración del Grupo

En la casilla del Nombre del Grupo se agrega su nombre.

Luego de haber definido y configurado el clúster se configuran los servidores de alarmas, el servidor de reportes, el servidor de tendencias y el servidor de los dispositivos de E/S en las figuras 3.3, 3.4, 3.5, 3.6 se muestran las configuraciones de estos servidores respectivamente. Lo siguiente es configurar la PC en el Project Setup, donde se proporciona al usuario la opción de elegir el proyecto que se ejecutará, si el proyecto está seleccionado en el Explorador de Citect, ésta será la selección predeterminada. Puesto que no se ha seleccionado el trabajo en red, la opción **Servidor y cliente de visualización** y las opciones de visualización están atenuados (Computer Role Setup). Luego en el cuadro de diálogo configuración de red (Network Setup) permite al usuario el tipo de trabajo en red que utilizará el proyecto. Dado que el proyecto se ejecutará como independiente, se selecciona **Aislado de la Red**. Las restantes configuraciones se dejan como están.



Figura 3.3 Configuración del servidor de alarmas

Figura 3.4 Ventana de configuración del campo Grupo.

Figura 3.5 Ventana de configuración del servidor de tendencias.

Figura 3.6 Ventana de configuración del servidor E/S

Luego de configurar las comunicaciones y comprobar que estén funcionando correctamente, se comienzan a definir los tags de variables. Estos tags deben contener la dirección del mapa de memoria del relé dónde se almacena cada evento a monitorear. A continuación se muestran algunos de los tags de variables que se definieron para el desarrollo de este trabajo, en la tabla 3.0 se muestran los ejemplos de tags configurados.

Tabla 3.0 Tags de variables.

NAME TAG	UNIT	COMMENT
C60_1SD_18_Voltaje_Barra_I	C60_1SD_18	Voltaje AB \leq AC de la Barra I en la 1SD

C60_1SD_18_Voltaje_Barra_II	C60_1SD_18	Voltaje $AB \leq AC$ de la Barra II en la 1SD
C60_1SD_18_I1_Barra_I	C60_1SD_18	Corriente Fase A Barra I de 1SD
C60_1SD_18_I2_Barra_I	C60_1SD_18	Corriente Fase B Barra I de 1SD
C60_1SD_18_I3_Barra_I	C60_1SD_18	Corriente Fase C Barra I de 1SD
C60_1SD_18_P_Barra_I	C60_1SD_18	Potencia Activa Trifásica en Barra I de 1SD
C60_1SD_18_Q_Barra_I	C60_1SD_18	Potencia Reactiva Trifásica en Barra I de 1SD
C60_1SD_18_PF_Barra_I	C60_1SD_18	Factor de Potencia Trifásico en Barra I de 1SD
C60_1SD_18_I1_Barra_II	C60_1SD_18	Corriente Fase A Barra II de 1SD
C60_1SD_18_I2_Barra_II	C60_1SD_18	Corriente Fase B Barra II de 1SD
C60_1SD_18_I3_Barra_II	C60_1SD_18	Corriente Fase C Barra II de 1SD
C60_1SD_18_P_Barra_II	C60_1SD_18	Potencia Activa Trifásica en Barra II de 1SD
C60_1SD_18_PF_Barra_II	C60_1SD_18	Factor de Potencia Trifásico en Barra II de 1SD

El proceso de leer las variables y sus valores desde el Citect en los relés, es bastante sencillo ya que los mismos cuentan con un mapa de memoria al cual se puede acceder conociendo la posición de memoria en la que se guarda el evento o medición que se desea monitorear, como se dijo anteriormente, al crear un tag se le asigna también una dirección de memoria, la cual corresponde a la variable o el estado a leer, en la misma se almacenan y registran tanto eventos de fallos, sobre corriente, cortocircuito, como las lecturas de los diferentes valores de las variables de corriente, tensión, factor de potencia, potencia reactiva etc. En la figura 3.7 se muestra un ejemplo de la programación del estado de un interruptor de la subestación 2SD y en la figura 3.8 se muestra el tag de variable que se definió para mostrar el estado del mismo. Para programar dicho estado se abre el ícono que representa a el interruptor y a continuación se despliega un recuadro de Propiedades de Grupos de símbolos, se selecciona el botón *Aspecto*, en el

recuadro del tipo de estado se selecciona *activado/desactivado* y en el recuadro de Símbolo *Activo Cuando*, se escribe la ecuación con la dirección en la que el mapa de memoria guarda el estado del interruptor.

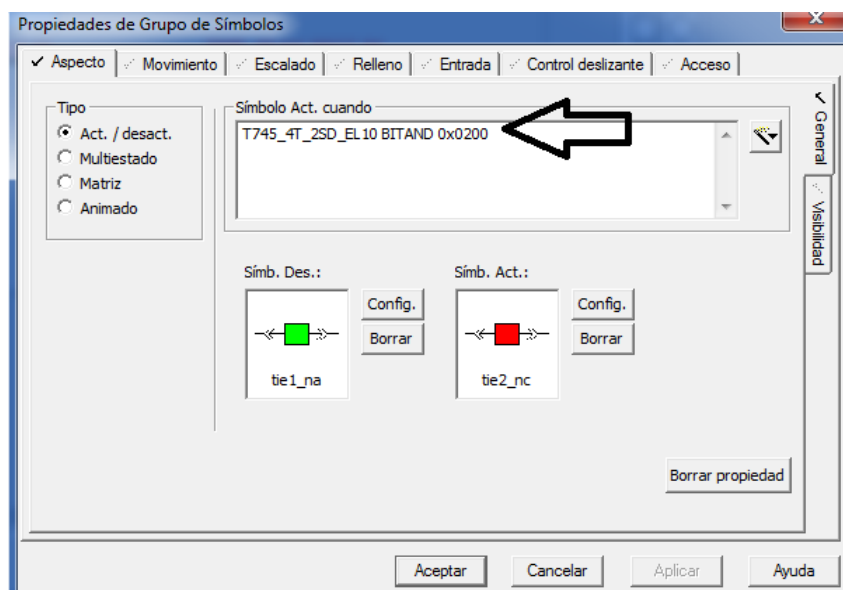


Figura 3.7 Configuración del estado de un interruptor.

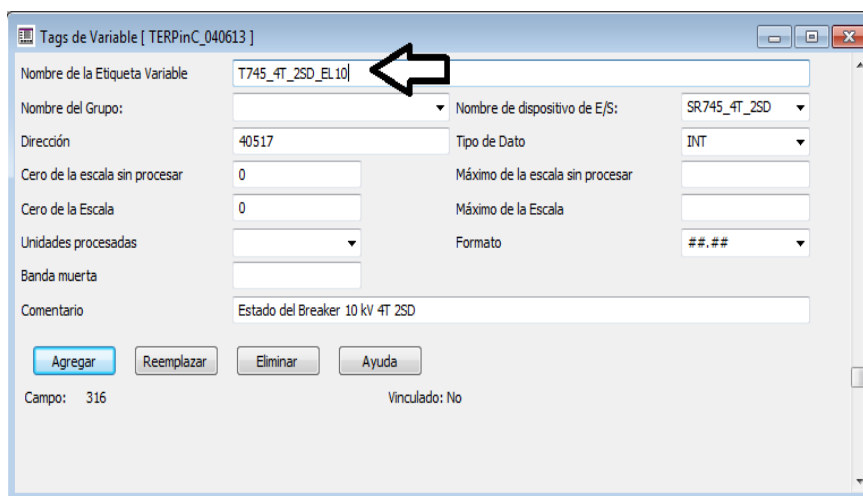


Figura 3.8 Configuración del tag de variable del interruptor.

Para definir un tag de variable en el explorador del citect se abre la carpeta tag, a continuación, se selecciona la carpeta tag de variable, se abre la ventana y se define la etiqueta de dicha variable, se selecciona la dirección que ocupa en el mapa de memoria del relé, se define el nombre del dispositivo del cual se tomará la lectura, el formato y el tipo de dato.

3.1.2 Refrescamiento de las pantallas y tiempo de muestreo de las variables de tendencias o históricos.

Para el refrescamiento de los datos de las interfaces gráficas, el Software por defecto tiene un tiempo predefinido pero este puede ser configurado desde el Setup del Citect de la siguiente forma, en el **Citect Explorer** se abre la ventana **Computer Setup** en la ventana **General Option Setup** y en la ventana de **Page scan time (Tiempo de búsqueda de página)** se configura el tiempo de refrescamiento, en este caso se seleccionó 250 milisegundos, pero este tiempo de refrescamiento también depende de la carga que exista en la red de comunicación y de la cantidad de relés monitoreados, en la figura 3.9 se muestra la configuración del tiempo de refrescamiento de las pantallas.

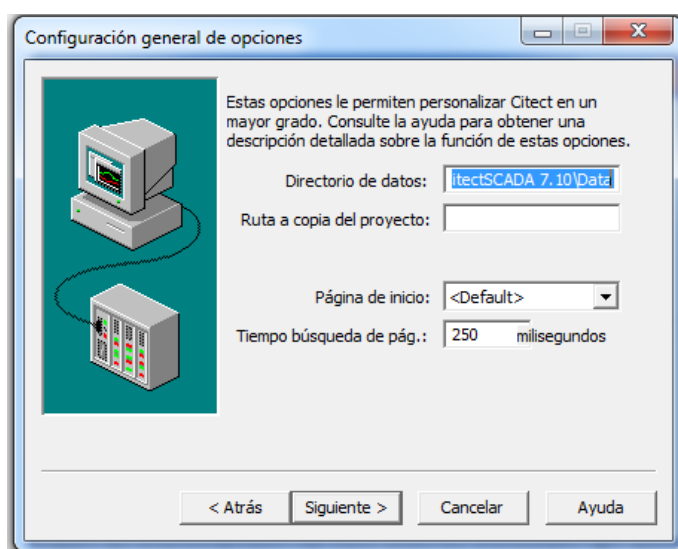


Figura 3.9 Configuración del tiempo de refrescamiento de las ventanas gráficas.

En el caso del **tiempo de muestreo** de las variables de tendencia se realizó de la siguiente forma, se determinó tomar las muestras cada 1 segundo para no ocupar mucho espacio en disco y porque la mayoría de las variables no varían mucho en un tiempo tan corto. En el Explorer Citect en el Tag de Tendencia se configuró la casilla de Periodo de la muestra para 1 segundo. En la figura 3.10 se muestra la configuración del tiempo de muestreo de la energía reactiva del armario o celada 1 de la subestación 1SD.

Figura 3.10 Configuración de la etiqueta de tendencia y su tiempo de muestreo.

Las pantallas de comunicación fueron creadas para las subestaciones de media tensión, y la 1SD por ser la subestación de mayor importancia por las cargas que alimenta y el equipamiento moderno instalado que permite su monitoreo, se escogió para su supervisión online. No obstante en las demás subestaciones se hará lo mismo a medida que se implemente su modernización.

La creación de las pantallas o interfaces gráficas se hicieron luego de haber definido los tags de variables, a continuación se hace una breve reseña de cómo se implementaron.

Primeramente se requirió de la consulta del monolineal de la empresa, para luego, ya en el editor gráfico, poder crear cada elemento de la misma. En la figura 3.11 se muestra un ejemplo de la conformación de la subestación de media tensión 2SD, en la cual de forma gráfica aparecen interruptores, transformadores con los valores de sus respectivas variables y alarmas de fallo a tierra.

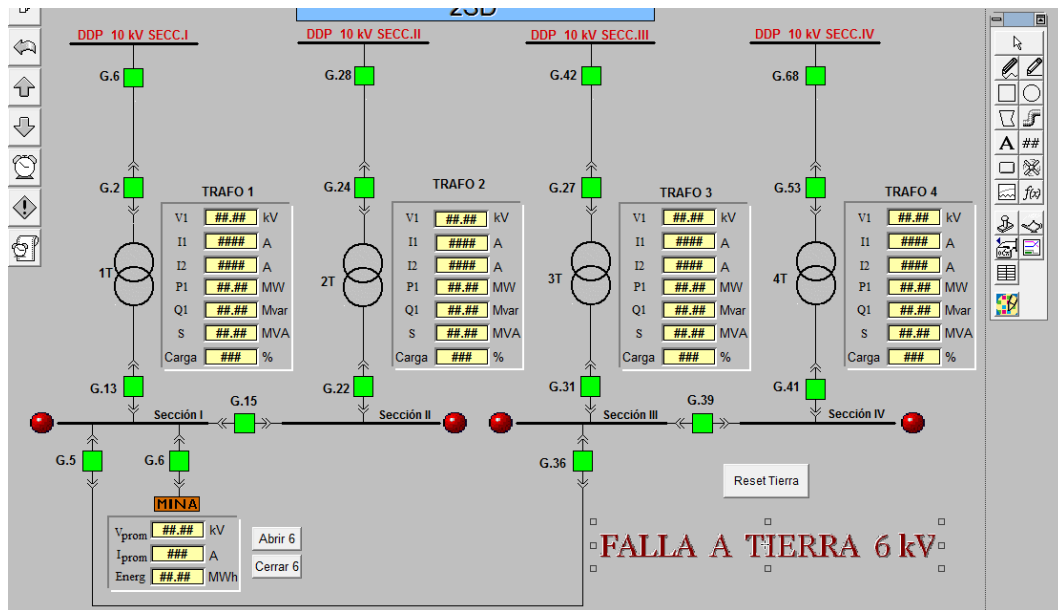


Figura 3.11 Subestación de media tensión 2SD

3.1.3 Pantallas de la subestación 1SD.

Como se muestra en la figura 3.12 en la confección de la pantalla principal, se tienen imágenes del monolineal de la primera y segunda sección donde se muestra la representación de los interruptores, motores, transformadores de potenciales, etc. Acompañados de la creación de los botones de comando que permiten la interactividad de la aplicación para la visualización de valores como: tensiones de barra, promedio de las corrientes de fase, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, así como también los estados de los interruptores, motores, transformadores, etc. Se creó otro botón de comando (TREND ENERGÍA) que tiene la función de llamar a una gráfica la cual muestra la energía activa, corrientes de fase y energía. En la figura 3.13 se muestra cómo quedó elaborada la tercera y cuarta sección de la subestación en cuestión.

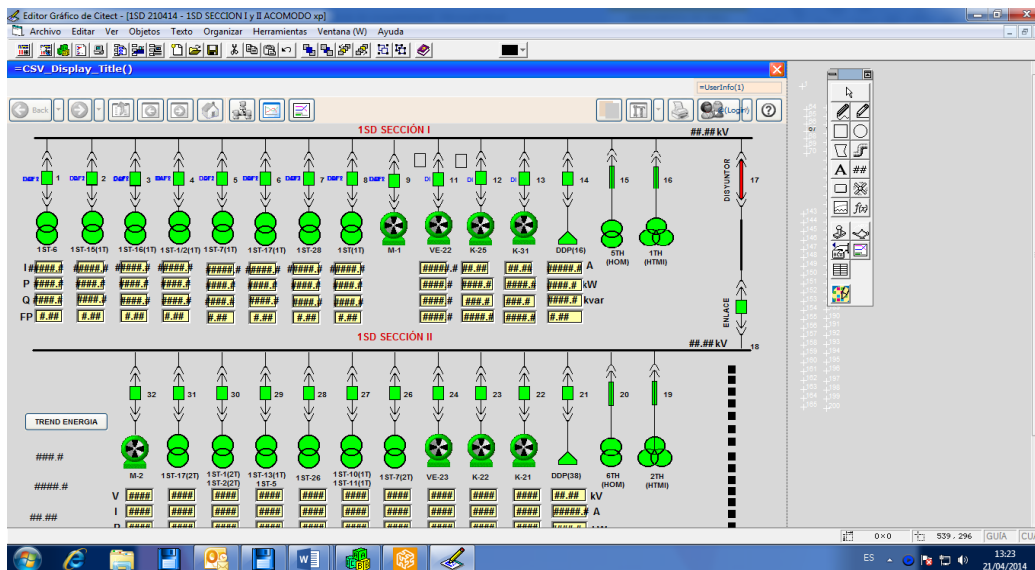


Figura 3.12 Primera y segunda sección de la subestación 1SD.

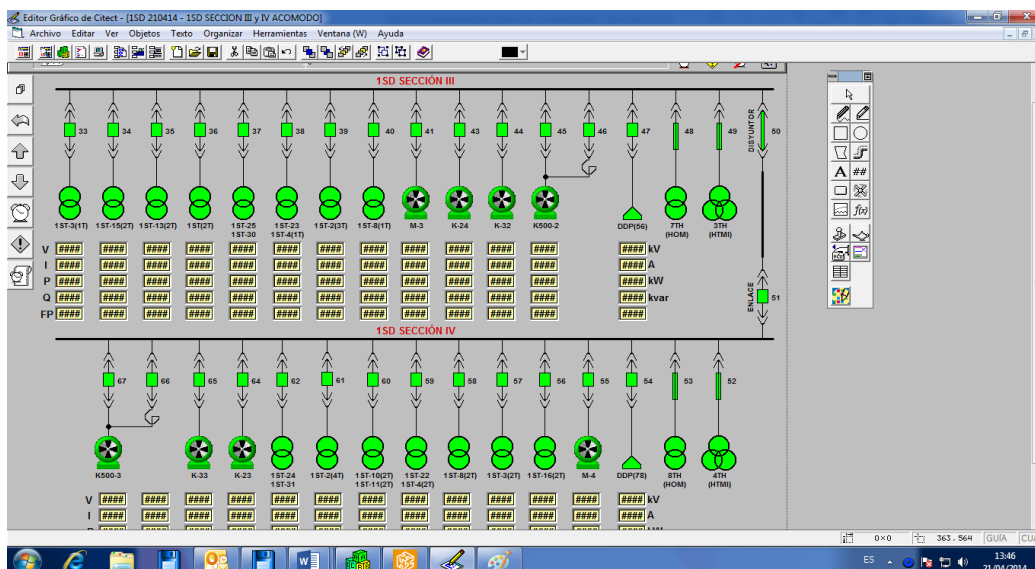


Figura 3.13 Tercera y cuarta sección de la subestación 1SD.

El operador de planta podrá analizar el sistema con más detalle y confianza, dado que el mismo ha sido conformado de manera que su monitoreo sea sencillo, los estados de cada elemento del mismo se visualizan, al igual que los valores de las variables monitoreadas. La visualización del estado de cada elemento, se logró programando los mismos, a continuación se muestra un ejemplo de cómo se logra la visualización del estado de un interruptor, el cual se muestra en color rojo cuando está activo y en color verde cuando está inactivo. Lo mismo se hace con los estados de transformadores, motores y demás elementos, lo único que cambia es el dispositivo de medición que contiene a dichos elementos, además del tag de

variable que se utiliza en la programación y la dirección de donde se hará la lectura del estado. La figura 3.14 muestra un ejemplo de la configuración del estado del interruptor del armario 13 de la primera sección de barra de la 1SD.

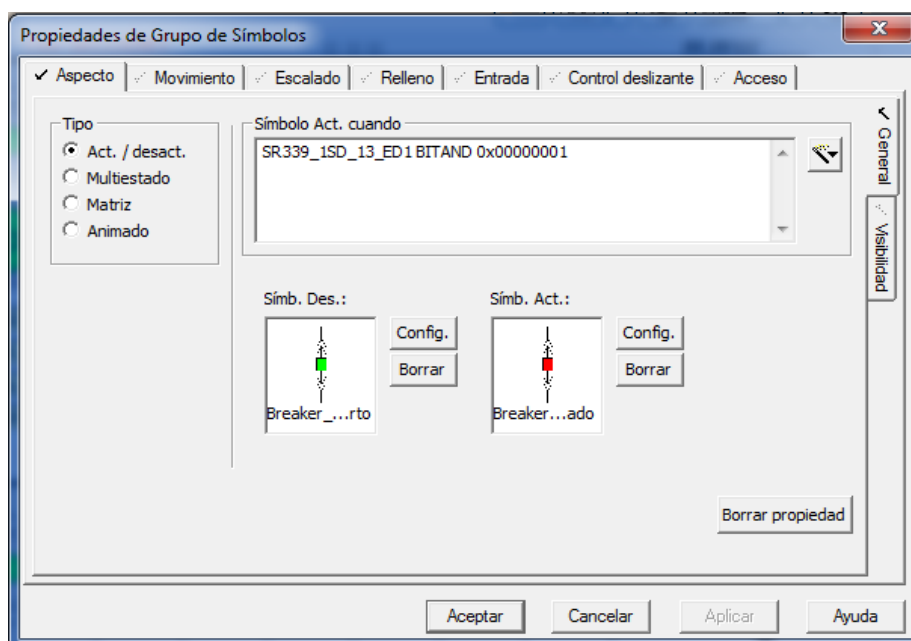


Figura 3.14 Configuración del estado del interruptor del armario 13 de la 1SD.

En el caso de la lectura de las variables es similar a lo anterior, por medio del mapa de memoria del relé se puede obtener la medición de cualquiera de las variables a monitorear, debido a que estas se almacenan en distintas direcciones de memoria. Solo con consultar el mapa de memoria se tiene la dirección donde se guarda la lectura de dicha variable. Luego, su visualización se consigue en un cuadro de texto. En la figura 3.15 se muestra un ejemplo de la configuración para la lectura de la tensión en barra de la primera sección de la 1SD.

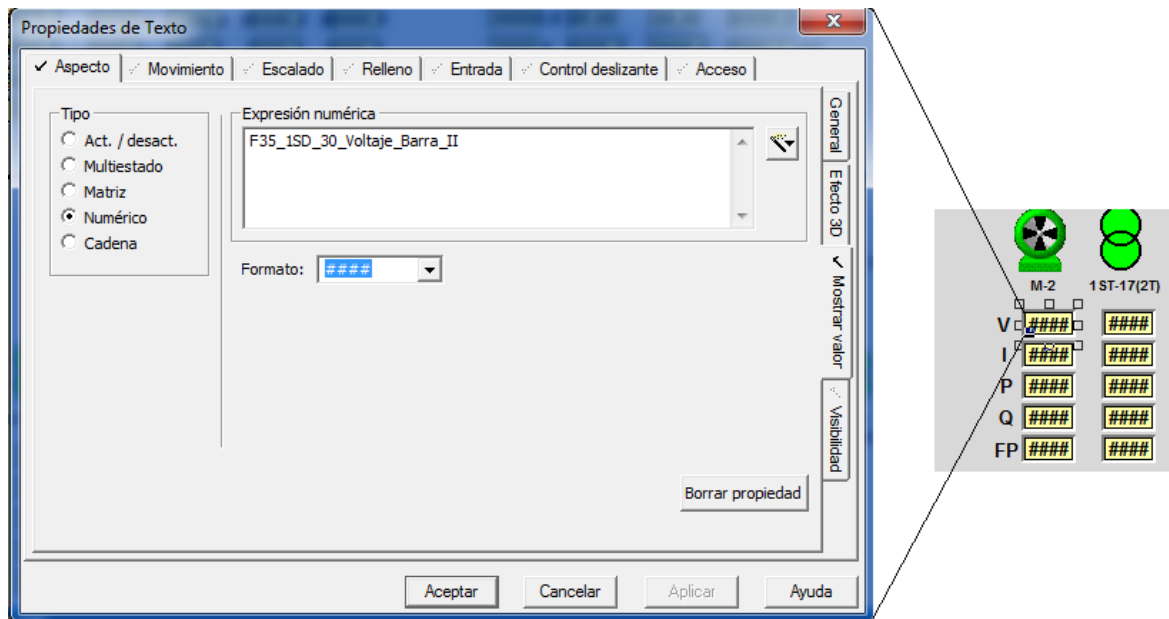


Figura 3.15 Configuración para la lectura de la variable de tensión en la segunda sección de barra.

Como se muestra, a la figura se le incorporó el tag de la variable (F35_1SD_30_Voltaje_Barra_II), y con antelación se creó una expresión numérica la cual se configura con el tag anterior.

3.1.4 Alarmas

Descripción general:

La protección del valioso equipo de las plantas es una función básica del sistema Citect/SCADA. La utilidad de alarma de Citect/SCADA supervisa constantemente el equipo y alerta a los operadores de cualquier error o situación de alarma del equipamiento.

Citect/SCADA permite el uso de dos tipos de alarmas:

- Alarmas de hardware.
 - Ejecutan continuamente rutinas de diagnóstico para comprobar todo el equipo periférico, como los dispositivos de E/S. Todos los errores se notifican automáticamente al operador. Este tipo de alarma está totalmente integrada en Citect/SCADA y no es necesaria ninguna configuración.
- Alarmas configuradas.

- A diferencia de las alarmas de hardware, es necesario configurar las alarmas que informan acerca de situaciones de error en las plantas (por ejemplo, cuando hay un cortocircuito a tierra, o una sobre tensión en alguna fase, o cuando se desconecta algún interruptor o alguna máquina).

Los servidores de alarmas deben ser configurados para determinar los tiempos de búsqueda de las alarmas y el periodo de almacenamiento de las mismas, para ello se accede al Setup y se configuran.

De las alarmas configuradas hasta el momento, se tienen las de reportes de fallas de los estados de interruptores, fallo disyuntor, parada de emergencia, fallo bobina de disparo, disparo por separadora operada, disparo por arco, disparo por protecciones y disparo desde el panel, quedan por configurar alarmas digitales y analógicas que serán propuestas como recomendaciones en este trabajo. En la figura 3.16 se muestran la conformación de estas alarmas, cuando una de estas alarmas se activa en las pantallas de la subestación se muestran los interruptores afectados en un parpadeo y al hacer clic en el interruptor se muestra el recuadro de las alarmas con una plumilla en color verde a la izquierda del fallo incurrido, en la figura 3.17 se muestra un ejemplo de fallos en los interruptores.

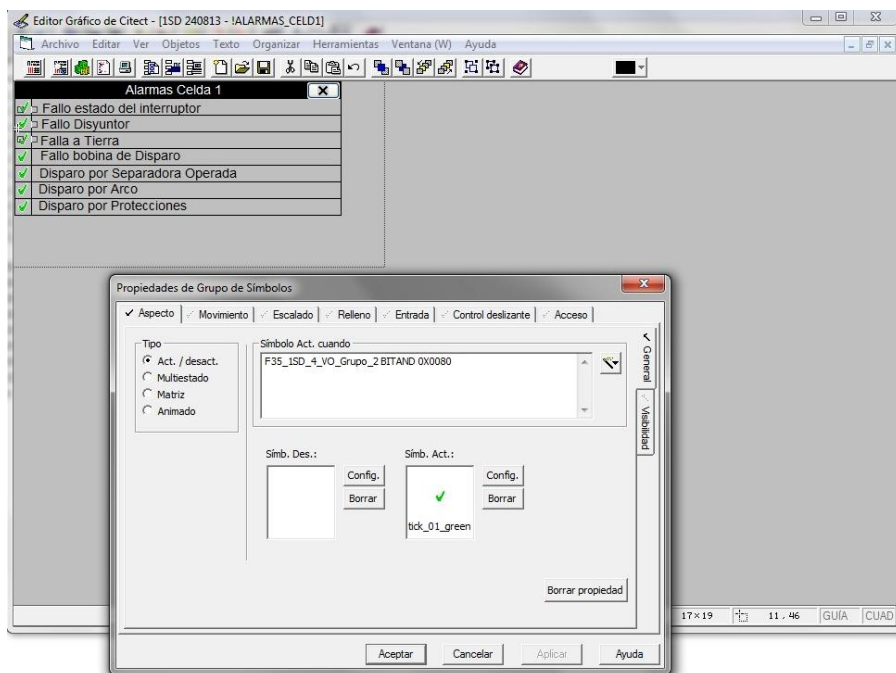


Figura 3.16 Configuración de las alarmas de los interruptores de la subestación 1SD.

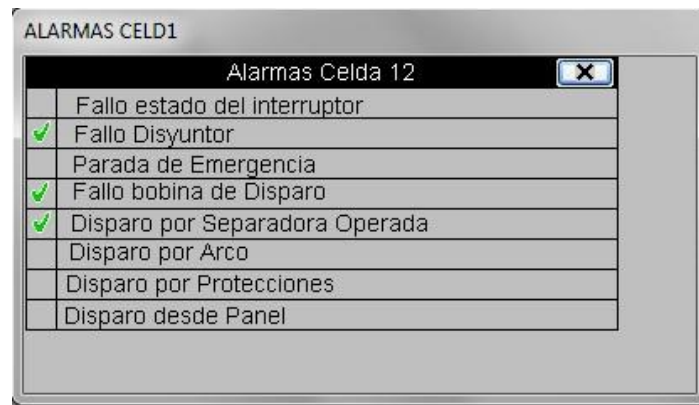


Figura 3.17 Ejemplo de alarmas de fallos activadas.

3.1.5 Desarrollo de las hojas de estadísticas de las diferentes variables escogidas. (Gráficos de tendencias.)

Una representación visual de la actividad actual y pasada mejora la comprensión del rendimiento de la subestación. Con un gráfico de tendencia o históricos, se pueden mostrar los valores de una variable o proceso en forma de gráfico. Como estos valores cambian a lo largo del tiempo, el gráfico se desplaza a través de la página para que siempre se muestren los valores más recientes. Algunas de las variables que comúnmente se muestran en los gráficos de tendencia son: potencia activa, potencia reactiva y las corrientes de fase.

También se puede desplazar hacia atrás a través de los datos del historial para mostrar los valores antiguos de la variable. La recopilación de datos del historial continúa aunque la visualización no esté activa y puede cambiar de una página a otra sin afectar a los gráficos de tendencias. En la figura 3.18 y 3.19 se muestra la interfaz de tendencia elaborada, la cual debe mostrar las gráficas de los tags de las variables seleccionadas.

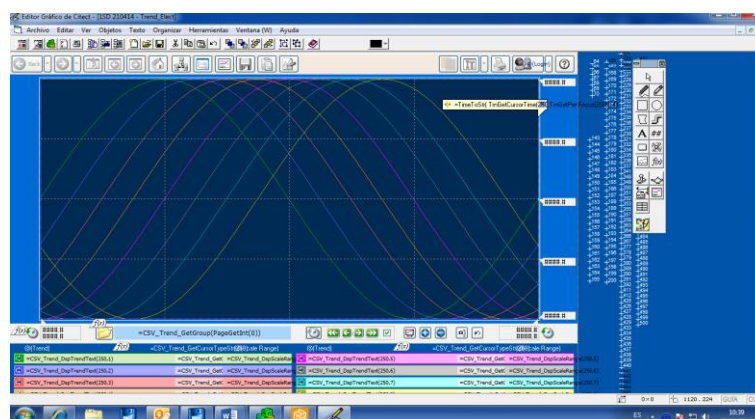


Figura 3.18 Grafica de tendencia para las variables.

Las tendencias en Citect/SCADA se agregan creando tags de tendencia en la figura 3.21 se muestra un ejemplo de configuración de tendencia. Citect guardará automáticamente los datos de tendencias, independientemente de si se muestran en una página gráfica. Los tipos de tendencias disponibles son.

- Periódicas.
 - Las muestras se toman sobre una base temporal.
- Evento:
 - Se toma una muestra cada vez que se activa una acción.
- Periódica con evento:
 - Las muestras sólo se toman sobre una base temporal cuando un valor del activador está activado.

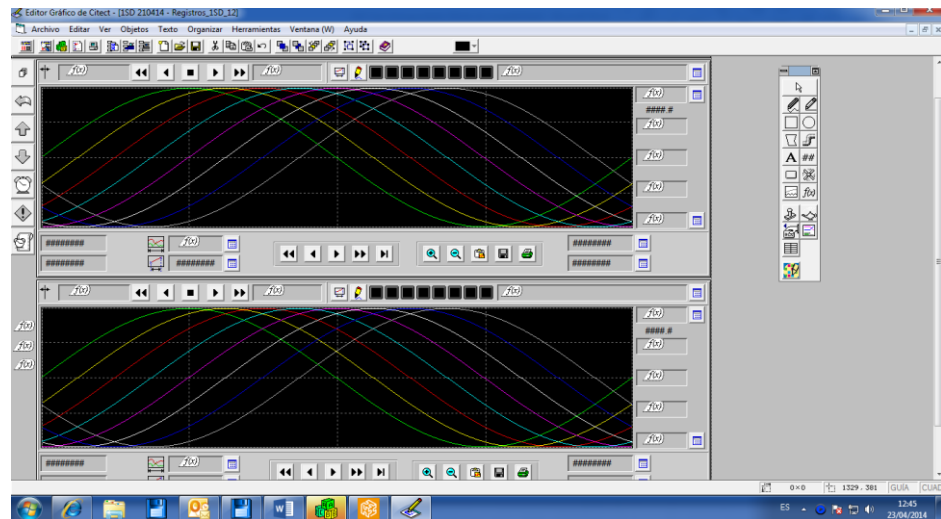


Figura3.19 Gráfica de tendencias.

A continuación en la figura 3.20 se muestra un ejemplo para trazar la tendencia de un tag de variable, en este caso la tendencia de la energía activa:

Figura 3.20 Configuración de un tag de tendencia.

Cada muestra de dato de una de las tendencias escaladas requiere de dos bytes de espacio para almacenamiento. Por tanto, puede calcular el espacio para almacenamiento en disco total necesario para cada registro de la tendencia mediante la ecuación (3.0):

$$\text{Bytes requeridos} = 464 * 5 + 176 + \frac{((\text{Period (secs)} * (\text{No.Archivos}) * 2))}{\text{Simple period (seg)}} \quad (3.0)$$

Por ejemplo si un registro de tendencia genera una muestra cada 10 segundos durante una semana y está usando cinco archivos de datos (cinco semanas), el número de bytes necesario es:

$$\begin{aligned} \text{Bytes requeridos} &= 464 * \text{No.Archivos} + 176 + \frac{(7 * 24 * 60 * 60) * 5 * 2)}{10} \\ &= 607296 \text{ Bytes} / 1024 = 593,07 \text{ KB} \end{aligned}$$

Las tendencias de coma flotante (ocho Bytes) son aproximadamente cuatro veces mayores. Por tanto se utiliza la misma fórmula.

3.2 Validación de la propuesta.

Para comprobar que la propuesta de supervisión y monitoreo desarrollada es factible para lograr el objetivo planteado, se montaron en un servidor local las pantallas conformadas a modo de prueba, desde este servidor se tiene acceso a la red de comunicación del Citect de la empresa y a los dispositivos instalados en

la subestación 1SD, se verificaron los datos arrojados con los datos de los relés de las subestaciones los cuales coincidieron, en cuanto a la configuración de las variables se confirmó que no existían errores de programación y aunque no se tuvieron los datos de todos los gabinetes de la primera y segunda sección de la 1SD, se comprobó que no era error de las ventanas sino solo del cableado de algunos relés. En la figura 3.21 se muestra una corrida online de la primera sección de la subestación 1SD.

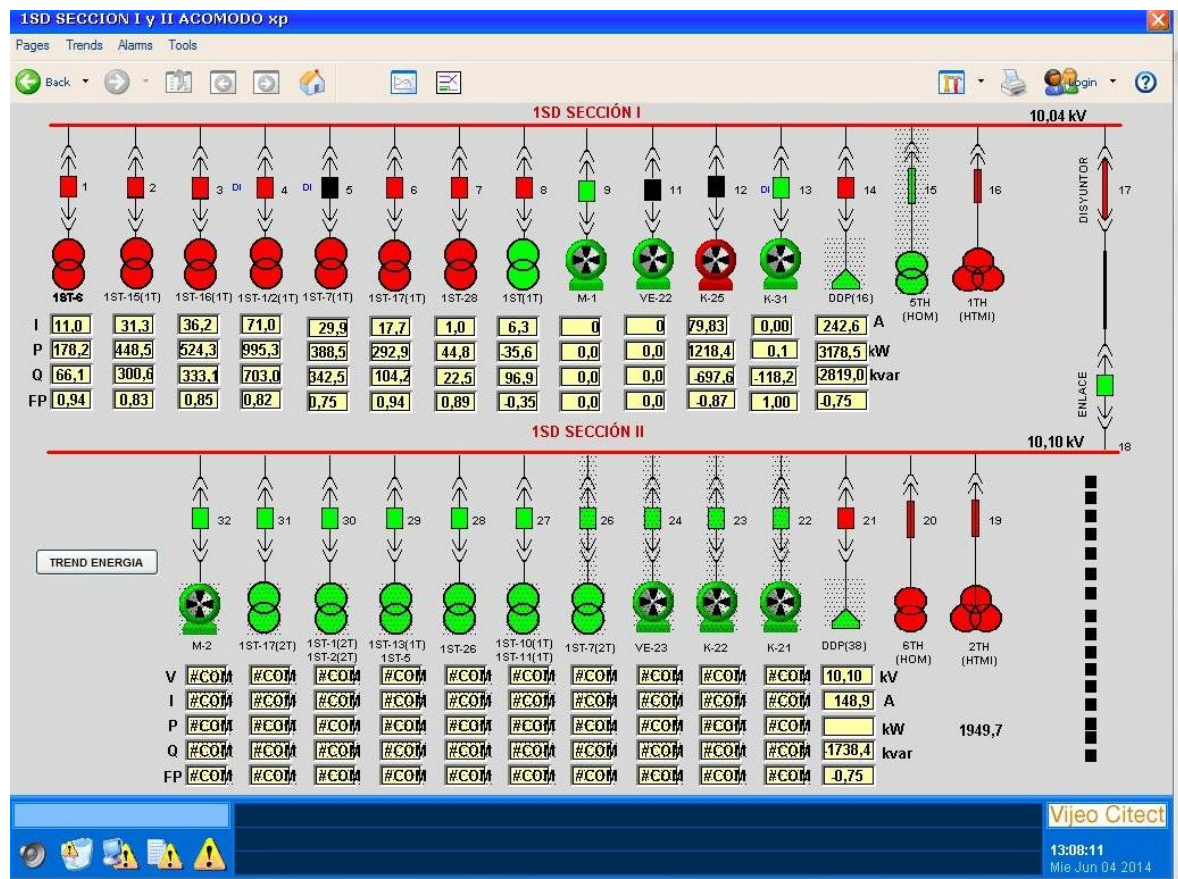


Figura 3.21 Corrida online de la primera y segunda sección de la 1SD.

3.3 Valoración del impacto económico, social y ambiental.

La siguiente valoración se realizó llevando a cabo un análisis entre varios aspectos que influyeron en la realización final de la propuesta del proyecto, para tener la medida aproximada del beneficio que puede tener la aplicación del mismo para la empresa, atendiendo a lo que aportará a la misma el disponer de un sistema de supervisión y monitoreo que permita actuar con rapidez ante cualquier eventualidad.

Aspectos tomados en cuenta:

- Pérdidas económicas por el tiempo empleado en determinar las causas de una falla en cualquiera de los equipos monitoreados luego de su ocurrencia.
- Impacto social y ambiental.

Ningún equipamiento eléctrico y menos sometido a régimen de trabajo constante está exento de fallas independientemente de su plan de mantenimiento. Las pérdidas económicas por fallas en alguno de ellos como por ejemplo en las líneas eléctricas, puede traer consigo el paro del proceso niquelífero parcial o totalmente. La ECG es una industria que produce alrededor de 30 toneladas de níquel diarias como promedio, y una avería en una línea de media tensión en dependencia del equipo que incurra en el fallo, como un compresor de aire para el proceso tecnológico, o uno de los motores que interviene en el proceso de molienda o secado de mineral, puede ocasionar el paro total de la producción. Otros dispositivos medianos pueden influir directamente en que se pierdan 19 toneladas de níquel en una jornada de 24 horas de trabajo. Y contando con una falla pequeña demoraría el taller eléctrico en poner en servicio al equipo incurrido aproximadamente en 4 horas, en lo que se localiza y se rebasa dicha avería. Claramente no influye en la producción, pero si en el material disponible de reserva. Por tanto el monitoreo, puede permitir hacer predicciones de futuros fallos, contribuir a que no se detenga la producción así como contribuye con el ahorro de los materiales y medios de trabajo. Reduce considerablemente los tiempos de búsqueda y localización de las fallas al mostrar, a través de alarmas en las diferentes pantallas creadas, cuál fue el instrumento que la detectó y con simplemente accionar sobre la aplicación se puede aislar la falla abriendo los interruptores implicados, evitando así la detención de todo el proceso productivo o parte de él.

3.3.1 PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN.

La planta de secadero cuenta con varios interruptores los que permiten su alimentación, las fallas en uno de estos interruptores ocasionan pérdidas al proceso productivo, incidiendo directamente en la alimentación del suministro eléctrico de los equipos principales de la planta, fundamentalmente en el paro de

los secaderos. Lo que ocasiona un impacto negativo en el cumplimiento del plan de producción de la empresa.

La importancia de mantener una elevada seguridad de funcionamiento en estos interruptores se debe a que si se analiza la productividad de un secadero que es de 90 t/h o un molino que es de 120 t/h y el precio del níquel que está aproximadamente a 21625 CUP la tonelada, un paro de una hora equivale a pérdida de 1,08 y 1,44 toneladas, equivalente a la pérdida de **23355 CUP y 30275 CUP** respectivamente.

Para mejor comprensión en la tabla 1 y 2 se muestran los valores de producción de níquel y las pérdidas por concepto de paradas de producción.

Tabla 1. Pérdida ocasionada por parada de un secadero 1/hora.

No.	Equipo	
1	Un secadero	P/ hora = 90 T
2	Ley de Níquel	0.0120
3	Precio 1t/níquel	21625 CUP
4	Pérdida total en 1/h	1.08 tonelada
5	Pérdida total en 1h según el precio del Níquel	21625 x 1.08= 23355 CUP

A continuación se muestra el cálculo para la comprensión de las tablas 1 y 2.

$$\text{Producción de níquel} = P/h * 0.0120 \quad (3.1)$$

Donde P/h la cantidad de mineral procesado en una hora y 0.0120 es una constante la cual define la cantidad aproximada de níquel contenida en una tonelada de mineral.

$$\text{Producción de níquel (un secadero)} = 90 \text{ T/h} * 0.0120 = 1.08 \text{ T/h}$$

Precio de 1TNíquel: 21625 CUP

$$\text{Pérdida económica} = P.N/h * \text{Precio la tonelada de níquel} \quad (3.2)$$

Donde P.N/h es la producción de níquel en una hora.

$$\text{Pérdida económica (un secadero)} = 1.08 * 21625 = 23355 \text{ CUP}$$

Según el cálculo realizado por la parada de un secadero 1/hora se deja de producir 1.08 toneladas de Níquel, por lo que teniendo en cuenta el precio actual

de una tonelada que es alrededor de 21625 CUP la pérdida sería de 23355 CUP.

En la tabla 2 se muestra la pérdida ocasionada por parada de un molino 1/hora.

Tabla 2. Pérdida ocasionada por parada de un molino 1/hora.

No.	Equipo	
1	Un Molino	P/ hora = 120T
2	Ley de Níquel	0.0120
3	Precio 1t/níquel	21625 CUP
4	Pérdida total en 1/h	1.44 tonelada
5	Pérdida total en 1h según el precio del Níquel	21625 x 1.44=30275 CUP

$$\text{Producción de níquel (un molino)} = 120 \text{ T/h} * 0.0120 = 1.08 \text{ T/h}$$

$$\text{Pérdida económica (un molino)} = 1.08 * 21625 = 30275 \text{ CUP}$$

Según el cálculo realizado por la parada de un molino 1/hora se deja de producir 1.44 tonelada de Níquel, por lo que teniendo en cuenta el precio actual de una tonelada que es de 21625 CUP la pérdida sería de 30275 CUP.

Desde el punto de vista de la velocidad de respuesta ante un tipo de fallos como estos, el Citect ofrece un entorno visual que permite detectar la falla y su ubicación, lo que trae consigo que el tiempo de paro y el restablecimiento de la producción en una de estas dos plantas se minimice, asegurando que las pérdidas sean menores.

3.3.2 Valoración social y ambiental:

Desde el punto de vista del impacto social, tenemos que al desarrollar este sistema de monitoreo, el trabajo de operadores de plantas y técnicos del taller eléctrico se humaniza, dado que se evita tener que exponerse a peligros como descargas eléctricas a la hora de detectar alguna falla, quemaduras por calentamiento de motores etc., se economiza el tiempo de detección de la misma y los errores por malas operaciones se minimizan. Ahora, en cuanto al impacto ambiental, se puede decir que al tener un sistema de monitoreo que permite la visualización de valores de tensión, corriente entre otros se podrían evitar fallas en elementos que pudieran emanar gases tóxicos a la atmósfera como es el caso de los transformadores, también se evitarían incendios por calentamiento en las

líneas así como contribuye al adecuado funcionamiento de ventiladores y compresores y evitaría un mal funcionamiento de plantas como secadero, molinos y hornos, reduciéndose la emisión de polvos contaminantes a la atmósfera.

3.3.3 Conclusiones del capítulo.

- Sobre la base de los protocolos ModBUS RTU, Ethernet LAN empresarial, fue desarrollada una propuesta de monitoreo para los dispositivos medidores con el SCADA.
- Las ventanas desarrolladas en el Citect facilitan el acceso a las principales magnitudes eléctricas y señalizaciones de alarmas e informes de tendencias.
- Las pruebas realizadas al sistema implementado arrojaron resultados positivos, demostrándose la eficacia del sistema de monitoreo.
- Por último y no menos importante se puede plantear que con la implementación de este sistema de monitoreo se mejora la gestión energética en la empresa al tenerse registrada y con posibilidades de históricos en las principales variables eléctricas de las subestaciones de media tensión en la ECG.

Conclusiones Generales.

- Se realizó un estudio del estado del arte el cual permitió conocer el desarrollo de los sistemas SCADA en la localidad.
- Las ventanas desarrolladas en el Citect facilitan el acceso a las principales magnitudes eléctricas y señalizaciones de alarmas e informes de tendencias.
- Las pruebas realizadas al sistema implementado arrojaron resultados positivos, demostrándose la eficacia del sistema de monitoreo.

Recomendaciones

1. Que este trabajo sirva de material de apoyo para estudios posteriores relacionados con el monitoreo de variables eléctricas en las redes de media tensión.
2. Es necesario que al culminar la labores de modernización en todas la subestaciones, se incorporen a la tarea de monitoreo las ventanas gráficas de las demás subestaciones de media tensión de la 1SD.
3. Implementar las alarmas digitales y analógicas que todavía no se han configurado.

Bibliografía.

1. BRADLEY, Allen. Application Guide. SCADA System. [s.l]: Publication A.G.-6.5.8, 1998.
2. FONSECA ALPAJÓN, D. Interfaz para comunicación de sistema SCADA de accionamientos con variadores de velocidad. Luís Delfín Rojas Purón (Tutor). Trabajo de diploma. ISMM, 2009.
3. LARIOS MARÍN, D.F.; CASTAÑO CASTAÑO, L.F. Desarrollo de Software de una Red de Sensores de Medidas de Consumo Eléctrico. Trabajo de diploma. Escuela superior de Ingenieros Universidad de Sevilla, 2009.
4. Jimenez Galano, Supervisor para las redes de media tensión de la empresa Ernesto Che Guevara. Luís Delfín Rojas Purón (Tutor) Trabajo de diploma. ISMM, 2009
5. J-LUC Masabo; L. Morgan, Modernización de los sistemas de las protecciones, las mediciones y control de la subestación 5PΠ empleando tecnología Multifeeder, Tesis de grado ISMM, 2007.
6. MULTILIN GE. Industrial Systems, F35 Multiple Feeder Protection System UR Series Instruction Manual, F35 revision: 5.4x, 2011 GE Multilin.
7. Silva Portelles. Sistema SCADA para evaluar el comportamiento del variador de velocidad ALTIVAR. Luís Delfín Rojas Purón (Tutor) Trabajo de diploma. ISMM, 2011
8. Citect/SCADA. Manual de ayuda. 2010
9. MultiNet, Serial to Ethernet Converter, Introduction Manual. [en línea], 2014. [Consultado 2014-03-01]. Disponible en: <http://www.GEindustrial.com/multilin>.
10. SHINSKEY, F.G. Process Control Systems. 4ed. [s.l]: [s.n], 1996.
11. SINCLAIR, Lan R. Sensors and transducers. 3ed. [s.l]: [s.n], 2001.
12. Sistema de Control, descripción técnica, Schneider Electric España. [en línea], 2014. [Consultado 2014-04-12]. Disponible en: www.shneiderelectric.es
13. Vijeo Citect Schneider Electric España. [en línea], 2014. [Consultado 2014-04-12]. Disponible en: www.shneiderelectric.es

Anexos.

Anexo A: Tags de las variables seleccionadas para la subestación de media tensión 1SD.

NAME	UNIT	ENG_UNITS	COMMENT
C60_1SD_18_ED1	C60_1SD_18		Estado del Breaker del Armario 14 de la 1SD
C60_1SD_18_ED2	C60_1SD_18		Estado del Breaker del Armario 18 de la 1SD
C60_1SD_18_Voltaje_Barra_I	C60_1SD_18	Volts	Voltaje $AB \leq AC$ de la Barra I en la 1SD
C60_1SD_18_Voltaje_Barra_II	C60_1SD_18	Volts	Voltaje $AB \leq AC$ de la Barra II en la 1SD
C60_1SD_18_I1_Barra_I	C60_1SD_18	Amps	Corriente Fase A Barra I de 1SD
C60_1SD_18_I2_Barra_I	C60_1SD_18	Amps	Corriente Fase B Barra I de 1SD
C60_1SD_18_I3_Barra_I	C60_1SD_18	Amps	Corriente Fase C Barra I de 1SD
C60_1SD_18_P_Barra_I	C60_1SD_18	Watts	Potencia Activa Trifásica en Barra I de 1SD
C60_1SD_18_Q_Barra_I	C60_1SD_18	VAr	Potencia Reactiva Trifásica en Barra I de 1SD
C60_1SD_18_PF_Barra_I	C60_1SD_18		Factor de Potencia Trifásico en Barra I de 1SD
C60_1SD_18_I1_Barra_II	C60_1SD_18	Amps	Corriente Fase A Barra II de 1SD
C60_1SD_18_I2_Barra_II	C60_1SD_18	Amps	Corriente Fase B Barra II de 1SD
C60_1SD_18_I3_Barra_II	C60_1SD_18	Amps	Corriente Fase C Barra II de 1SD
C60_1SD_18_P_Barra_II	C60_1SD_18	Watts	Potencia Activa Trifásica en Barra II de 1SD
C60_1SD_18_PF_Barra_II	C60_1SD_18		Factor de Potencia Trifásico en Barra II de 1SD
C30_1SD_5_ED1	C30_1SD_5		Estado del Breaker del Armario 1 de la 1SD
F35_1SD_I1_Arm_1	F35_1SD_4	Amps	Corriente Fase A en Armario 1 de la 1SD
F35_1SD_I2_Arm_1	F35_1SD_4	Amps	Corriente Fase B en Armario 1 de la 1SD

F35_1SD_I3_Arm_1	F35_1SD_4	Amps	Corriente Fase C en Armario 1 de la 1SD
F35_1SD_4_Voltaje_Barra_I	F35_1SD_4	Volts	Voltaje AB \leq AC de la Barra I en la 1SD
F35_1SD_P_Arm_1	F35_1SD_4	Watts	Potencia Activa Trifásica en Armario 1 de 1SD
F35_1SD_Q_Arm_1	F35_1SD_4	var	Potencia Reactiva Trifásica en Armario 1 de 1SD
F35_1SD_PF_Arm_1	F35_1SD_4		Factor de Potencia Trifásico en Armario 1 de 1SD
C30_1SD_5_ED2	C30_1SD_5		Estado del Breaker del Armario 2 de la 1SD
F35_1SD_I1_Arm_2	F35_1SD_4	Amps	Corriente Fase A en Armario 2 de la 1SD
F35_1SD_I2_Arm_2	F35_1SD_4	Amps	Corriente Fase B en Armario 2 de la 1SD
F35_1SD_I3_Arm_2	F35_1SD_4	Amps	Corriente Fase C en Armario 2 de la 1SD
F35_1SD_P_Arm_2	F35_1SD_4	Watts	Potencia Activa Trifásica en Armario 2 de 1SD
F35_1SD_Q_Arm_2	F35_1SD_4	VAr	Potencia Reactiva Trifásica en Armario 2 de 1SD
F35_1SD_PF_Arm_2	F35_1SD_4		Factor de Potencia Trifásico en Armario 2 de 1SD
F35_1SD_I1_Arm_3	F35_1SD_4	Amps	Corriente Fase A en Armario 3 de la 1SD
F35_1SD_I2_Arm_3	F35_1SD_4	Amps	Corriente Fase B en Armario 3 de la 1SD
F35_1SD_I3_Arm_3	F35_1SD_4	Amps	Corriente Fase C en Armario 3 de la 1SD
F35_1SD_P_Arm_3	F35_1SD_4	Watts	Potencia Activa Trifásica en Armario 3 de 1SD
F35_1SD_Q_Arm_3	F35_1SD_4	VAr	Potencia Reactiva Trifásica en Armario 3 de 1SD
F35_1SD_PF_Arm_3	F35_1SD_4		Factor de Potencia Trifásico en Armario 3 de 1SD
C30_1SD_5_ED3	C30_1SD_5		Estado del Breaker del Armario 4 de la 1SD
F35_1SD_I1_Arm_4	F35_1SD_4	Amps	Corriente Fase A en Armario 4 de la 1SD

F35_1SD_I2_Arm_4	F35_1SD_4	Amps	Corriente Fase B en Armario 4 de la 1SD
F35_1SD_I3_Arm_4	F35_1SD_4	Amps	Corriente Fase C en Armario 4 de la 1SD
F35_1SD_P_Arm_4	F35_1SD_4	Watts	Potencia Activa Trifásica en Armario 4 de 1SD
F35_1SD_Q_Arm_4	F35_1SD_4	VAr	Potencia Reactiva Trifásica en Armario 4 de 1SD
F35_1SD_PF_Arm_4	F35_1SD_4		Factor de Potencia Trifásico en Armario 4 de 1SD
C30_1SD_5_ED4	C30_1SD_5		Estado del Breaker del Armario 4 de la 1SD
F35_1SD_I1_Arm_5	F35_1SD_6	Amps	Corriente Fase A en Armario 5 de la 1SD
F35_1SD_I2_Arm_5	F35_1SD_6	Amps	Corriente Fase B en Armario 5 de la 1SD
F35_1SD_I3_Arm_5	F35_1SD_6	Amps	Corriente Fase C en Armario 5 de la 1SD
F35_1SD_P_Arm_5	F35_1SD_6	Watts	Potencia Activa Trifásica en Armario 5 de 1SD
F35_1SD_Q_Arm_5	F35_1SD_6	VAr	Potencia Reactiva Trifásica en Armario 5 de 1SD
F35_1SD_PF_Arm_5	F35_1SD_6		Factor de Potencia Trifásico en Armario 5 de 1SD
F35_1SD_6_Voltaje_Barra_I	F35_1SD_6	Volts	Voltaje $AB \leq AC$ de la Barra I en la 1SD
F35_1SD_I1_Arm_6	F35_1SD_6	Amps	Corriente Fase A en Armario 6 de la 1SD
F35_1SD_I2_Arm_6	F35_1SD_6	Amps	Corriente Fase B en Armario 6 de la 1SD
F35_1SD_I3_Arm_6	F35_1SD_6	Amps	Corriente Fase C en Armario 6 de la 1SD
F35_1SD_P_Arm_6	F35_1SD_6	Watts	Potencia Activa Trifásica en Armario 6 de 1SD
F35_1SD_Q_Arm_6	F35_1SD_6	VAr	Potencia Reactiva Trifásica en Armario 6 de 1SD
F35_1SD_PF_Arm_6	F35_1SD_6		Factor de Potencia Trifásico en Armario 6 de 1SD
F35_1SD_I1_Arm_7	F35_1SD_6	Amps	Corriente Fase A en Armario 7 de la 1SD

F35_1SD_I2_Arm_7	F35_1SD_6	Amps	Corriente Fase B en Armario 7 de la 1SD
F35_1SD_I3_Arm_7	F35_1SD_6	Amps	Corriente Fase C en Armario 7 de la 1SD
F35_1SD_P_Arm_7	F35_1SD_6	Watts	Potencia Activa Trifásica en Armario 7 de 1SD
F35_1SD_Q_Arm_7	F35_1SD_6	VAr	Potencia Reactiva Trifásica en Armario 7 de 1SD
F35_1SD_PF_Arm_7	F35_1SD_6		Factor de Potencia Trifásico en Armario 7 de 1SD
F35_1SD_I1_Arm_8	F35_1SD_6	Amps	Corriente Fase A en Armario 8 de la 1SD
F35_1SD_I2_Arm_8	F35_1SD_6	Amps	Corriente Fase B en Armario 8 de la 1SD
F35_1SD_I3_Arm_8	F35_1SD_6	Amps	Corriente Fase C en Armario 8 de la 1SD
F35_1SD_P_Arm_8	F35_1SD_6	Watts	Potencia Activa Trifásica en Armario 8 de 1SD
F35_1SD_Q_Arm_8	F35_1SD_6	VAr	Potencia Reactiva Trifásica en Armario 8 de 1SD
F35_1SD_PF_Arm_8	F35_1SD_6		Factor de Potencia Trifásico en Armario 8 de 1SD
F35_1SD_I1_Arm_9	F35_1SD_6	Amps	Corriente Fase A en Armario 9 de la 1SD
F35_1SD_I2_Arm_9	F35_1SD_6	Amps	Corriente Fase B en Armario 9 de la 1SD
F35_1SD_I3_Arm_9	F35_1SD_6	Amps	Corriente Fase C en Armario 9 de la 1SD
F35_1SD_P_Arm_9	F35_1SD_6	Watts	Potencia Activa Trifásica en Armario 9 de 1SD
F35_1SD_Q_Arm_9	F35_1SD_6	VAr	Potencia Reactiva Trifásica en Armario 9 de 1SD
F35_1SD_PF_Arm_9	F35_1SD_6		Factor de Potencia Trifásica en Armario 9 de 1SD
SR339_1SD_11_ED1	SR339_1SD_11		Estado del Breaker del Armario 11 de la 1SD
SR339_1SD_11_lavg	SR339_1SD_11	Amps	Corriente Promedio en Armario 11 de la 1SD
SR339_1SD_11_V	SR339_1SD_11	Volts	Voltaje de Línea en Armario 11 de la 1SD

SR339_1SD_11_P	SR339_1SD_11	Watts	Potencia Activa Trifásica en Armario 11 de 1SD
SR339_1SD_11_Q	SR339_1SD_11	VAr	Potencia Reactiva Trifásica en Armario 11 de 1SD
SR339_1SD_11_PF	SR339_1SD_11		Factor de Potencia en Armario 11 de 1SD
SR339_1SD_12_ED1	SR339_1SD_12		Estado del Breaker del Armario 12 de la 1SD
SR339_1SD_12_lavg	SR339_1SD_12	Amps	Corriente Promedio en Armario 12 de la 1SD
SR339_1SD_12_V	SR339_1SD_12	Amps	Voltaje de Línea en Armario 12 de la 1SD
SR339_1SD_12_P	SR339_1SD_12	Watts	Potencia Activa Trifásica en Armario 12 de 1SD
SR339_1SD_12_Q	SR339_1SD_12		Potencia Reactiva Trifásica en Armario 12 de 1SD
SR339_1SD_12_PF	SR339_1SD_12		Factor de Potencia en Armario 12 de 1SD
SR339_1SD_13_ED1	SR339_1SD_13		Estado del Breaker del Armario 13 de la 1SD
SR339_1SD_13_lavg	SR339_1SD_13	Amps	Corriente Promedio en Armario 13 de la 1SD
SR339_1SD_13_V	SR339_1SD_13	Volts	Voltaje de Línea en Armario 13 de la 1SD
SR339_1SD_13_P	SR339_1SD_13	Watts	Potencia Activa Trifásica en Armario 13 de 1SD
SR339_1SD_13_Q	SR339_1SD_13		Potencia Reactiva Trifásica en Armario 13 de 1SD
SR339_1SD_13_PF	SR339_1SD_13		Factor de Potencia en Armario 13 de 1SD
C60_1SD_18_ED23	C60_1SD_18		Estado del Trafo 5TH de la 1SD
C60_1SD_18_ED22	C60_1SD_18		Estado del Trafo 1TH de la 1SD
C60_1SD_18_ED24	C60_1SD_18		Estado del Trafo 6TH de la 1SD
F35_1_1SD_Voltaje_Barra_I	F35_1SD_4	Volts	Voltaje $AB \leq AC$ de la Barra I en la 1SD
F35_2_1SD_Voltaje_Barra_I	F35_1SD_6	Volts	Voltaje $AB \leq AC$ de la Barra I en la 1SD
C60_1SD_18_Q_Barra_II	C60_1SD_18	VAr	Potencia Reactiva Trifásica en Barra II de

			1SD
C1_ACT	F35_1SD_4		
C1_REAC	F35_1SD_4		
C2_REAC	F35_1SD_4		
C2_ACT	F35_1SD_4		
C3_ACT	F35_1SD_4		
C3_REAC	F35_1SD_4		
C4_ACT	F35_1SD_4		
C4_REAC	F35_1SD_4		
C5_ACT	F35_1SD_6		
C5_REAC	F35_1SD_6		
C6_ACT	F35_1SD_6		
C6_REAC	F35_1SD_6		
C7_ACT	F35_1SD_6		
C7_REAC	F35_1SD_6		
C8_ACT	F35_1SD_6		
C8_REAC	F35_1SD_6		
C12_ACT	SR339_1SD_12		
C9_REAC	F35_1SD_6		
C11_ACT	SR339_1SD_11		
C11_REAC	SR339_1SD_11		
C12_REAC	SR339_1SD_12		
C13_ACT	SR339_1SD_13		
C13_REAC	SR339_1SD_13		
C14_ACT	C60_1SD_18		
C14_REAC	C60_1SD_18		
C21_ACT	C60_1SD_18		
C21_REAC	C60_1SD_18		
Alarma_1	C30_1SD_5		Estado del Breaker del Armario 4 de la 1SD
F35_1SD_4_VO_Grupo_2	F35_1SD_4		
F35_1SD_4_VO_Grupo_1	F35_1SD_4		
F35_1SD_4_ED	F35_1SD_4		Disparo por Arco
F35_1SD_6_VO_Grupo_1	F35_1SD_6		
F35_1SD_6_VO_Grupo_2	F35_1SD_6		

SR339_1SD_12_la	SR339_1SD_12	Amps	Corriente Promedio en Armario 12 de la 1SD
SR339_1SD_12_lb	SR339_1SD_12	Amps	Corriente Promedio en Armario 12 de la 1SD
SR339_1SD_12_lc	SR339_1SD_12	Amps	Corriente Promedio en Armario 12 de la 1SD
SR339_1SD_13_la	SR339_1SD_13	Amps	Corriente Promedio en Armario 12 de la 1SD
SR339_1SD_13_lc	SR339_1SD_13	Amps	Corriente Promedio en Armario 12 de la 1SD
SR339_1SD_13_lb	SR339_1SD_13	Amps	Corriente Promedio en Armario 12 de la 1SD
SR339_1SD_12_S	SR339_1SD_12		Potencia Reactiva Trifásica en Armario 12 de 1SD
SR339_1SD_12_Tierra	SR339_1SD_12		Estado del Breaker del Armario 12 de la 1SD
F35_1SD_4_ED1	F35_1SD_4		Estado del Breaker del Armario 1 de la 1SD
F35_1SD_6_ED1	F35_1SD_6		Estado del Breaker del Armario 1 de la 1SD
SR339_1SD_11_Trip_Coil_monitor	SR339_1SD_11		Estado del Breaker del Armario 11 de la 1SD
SR339_1SD_12_Trip_Coil_monitor	SR339_1SD_12		Estado del Breaker del Armario 11 de la 1SD
SR339_1SD_11_Trip_DI	SR339_1SD_11		Estado del Breaker del Armario 11 de la 1SD
SR339_1SD_12_Trip_DI	SR339_1SD_12		Estado del Breaker del Armario 11 de la 1SD
SR339_1SD_11_la	SR339_1SD_11	Amps	Corriente Promedio en Armario 12 de la 1SD
SR339_1SD_11_lb	SR339_1SD_11	Amps	Corriente Promedio en Armario 12 de la 1SD
SR339_1SD_11_lc	SR339_1SD_11	Amps	Corriente Promedio en Armario 12 de la 1SD

Anexo B

Justificación De la variante a emplear para la lectura de variables y tipo de protección a utilizar

1SD

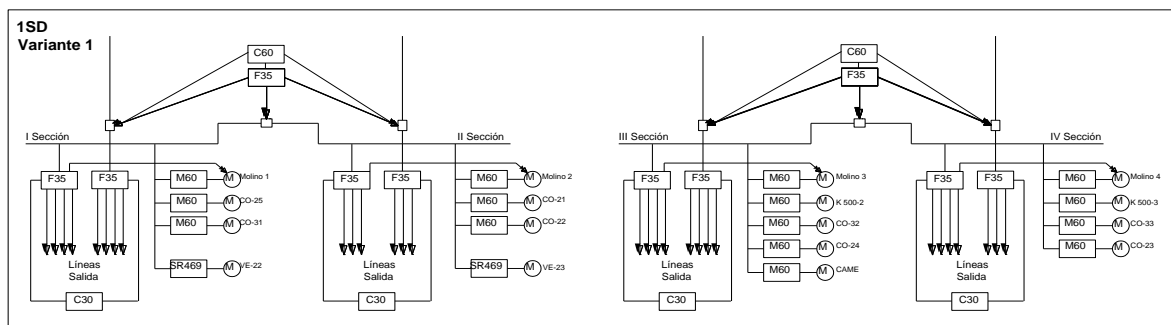
Variante1.

Ventajas:

- Mayor alcance en los Compresores con UR-M60. Se gobierna automáticamente todo el sistema de compresores, incluyendo control de electroválvulas.
- Se logra selectividad relativa entre interruptores utilizando las Entradas y Salidas Directas de los relés UR.
- Se logra diferenciar en los Molinos cada señal de disparo tecnológico y lograr un control automático del arranque y parada de los mismos.
- Con los relés SR-469 actuales de los Molinos se logran proteger los ventiladores 22 y 23.
- Disminuye el cableado de interconexión entre relés.
- Amplio nivel de protección (Incorpora protección para detectar barra de rotor abierta principalmente en MS.)

Desventajas:

- Alto costo de la instalación.
- Se utilizan dos relés SR-469 propenso a salir del mercado



Sección I				Sección II				Sección III				Sección IV			
Relé	Cant.	(\$) Unit	(\$) Total	Relé	Cant.	(\$) Unit	(\$) Total	Relé	Cant.	(\$) Unit	(\$) Total	Relé	Cant.	(\$) Unit	(\$) Total
F35	2	\$10,2 17.11	\$20,4 34.22	F35	2	\$10,2 17.11	\$20,4 34.22	F35	2	\$10,2 17.11	\$20,43 4.22	F35	2	\$10,2 17.11	\$20,43 4.22
C30	1	\$10,5 36.43	\$10,5 36.43	C30	1	\$10,5 36.43	\$10,5 36.43	C30	1	\$10,5 36.43	\$10,53 6.43	C30	1	\$10,5 36.43	\$10,53 6.43
M60-I	3	\$13,8 46.27	\$41,5 38.81	M60-I	3	\$13,8 46.27	\$41,5 38.81	M60-I	4	\$13,8 46.27	\$55,38 5.08	M60-I	4	\$13,8 46.27	\$55,38 5.08
469	1		\$0.00	469	1		\$0.00	M60-II	1	\$15,5 36.90	\$15,53 6.90	M60-II	1	\$15,5 36.90	\$15,53 6.90
Multinet	1	\$687. 50	\$687. 50												
Total		\$73,1 96.96		Total		\$72,5 09.46		Total		\$101,8 92.63		Total		\$101,8 92.63	
Transferencia								Transferencia							
Relé -- C60		11914.12						Relé -- C60				11914.12			
Precio Total de la Modernización de la 1SD en Equipos de Protección y Control														\$373,319.92	

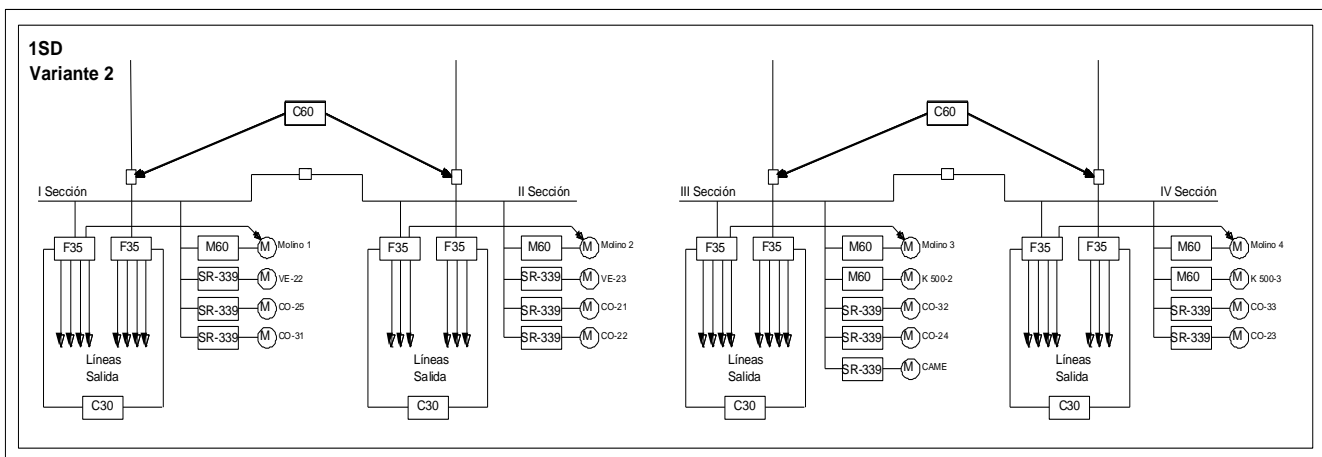
Variante2 (VARIANTE APROBADA)

Ventajas:

- Bajo costo de la instalación.

Desventajas:

- En los compresores solo se logra la parte de protecciones y todo el sistema automático de compresores queda igual, recibiendo una señal del área para el disparo tecnológico.
- Se utilizan relés no modulares
- Aumenta el cableado de interconexión entre relés.
- Aumenta reserva en almacén.



Sección I				Sección II				Sección III				Sección IV			
Relé	Cant.	(\$) Unit	(\$) Total	Relé	Cant.	(\$) Unit	(\$) Total	Relé	Cant.	(\$) Unit	(\$) Total	Relé	Cant.	(\$) Unit	(\$) Total
F35	2	\$10,2 17.11	\$20,4 34.22	F35	2	\$10,2 17.11	\$20,4 34.22	F35	2	\$10,2 17.11	\$20,4 34.22	F35	2	\$10,2 17.11	\$20,4 34.22
C30	1	\$10,5 36.43	\$10,5 36.43	C30	1	\$10,5 36.43	\$10,5 36.43	C30	1	\$10,5 36.43	\$10,5 36.43	C30	1	\$10,5 36.43	\$10,5 36.43
M60-I	1	\$13,8 46.27	\$13,8 46.27	M60-I	1	\$13,8 46.27	\$13,8 46.27	M60-I	1	\$13,8 46.27	\$13,8 46.27	M60-I	1	\$13,8 46.27	\$13,8 46.27
SR339	3	\$5,18 0.00	\$15,5 40.00	SR339	3	\$5,18 0.00	\$15,5 40.00	M60-II	1	\$15,5 36.90	\$15,5 36.90	M60-II	1	\$15,5 36.90	\$15,5 36.90
								SR339	3	\$5,18 0.00	\$15,5 40.00	SR339	3	\$5,18 0.00	\$15,5 40.00
Total		\$60,3 56.92		Total		\$60,3 56.92		Total		\$75,8 93.82		Total		\$75,8 93.82	

Transferencia		Transferencia	
Relé -- C60	11914 .12	Relé -- C60	11914 .12
Precio Total de la Modernización de la 1SD en Equipos de Protección y Control			\$296,329.72

Anexo C

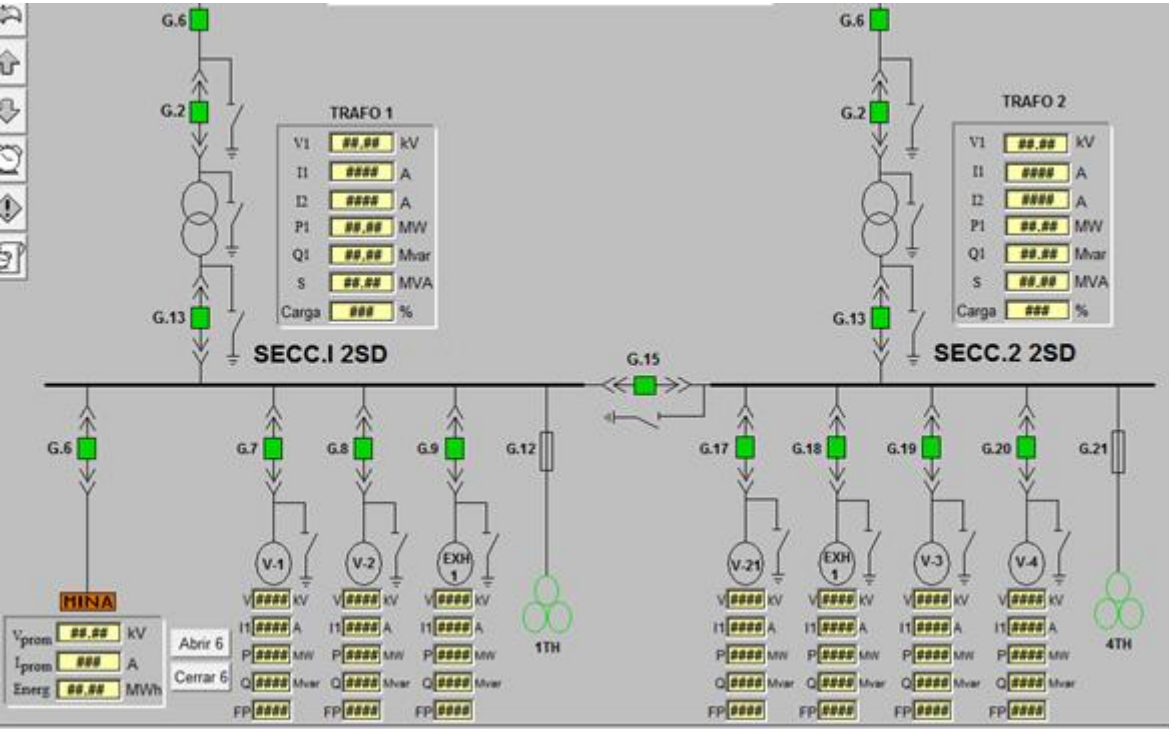


Figura 4.0 Primera y segunda sección 2SD

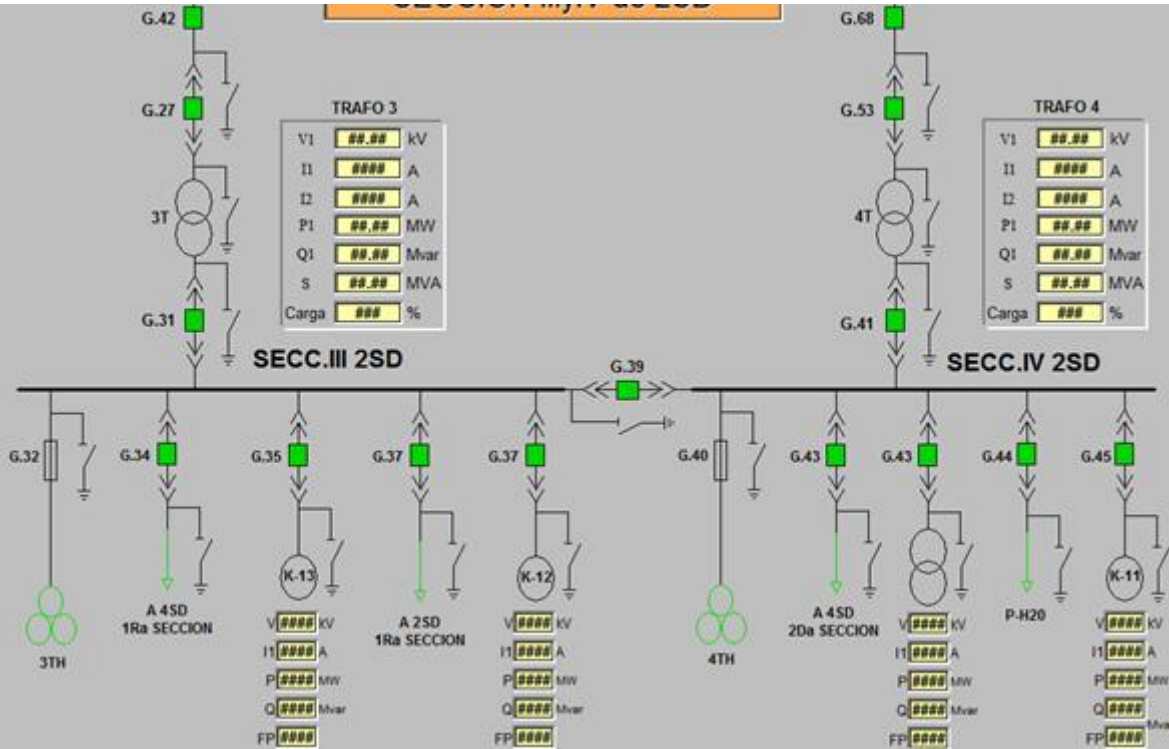


Figura 4.1 Tercera y cuarta sección de la 2SD

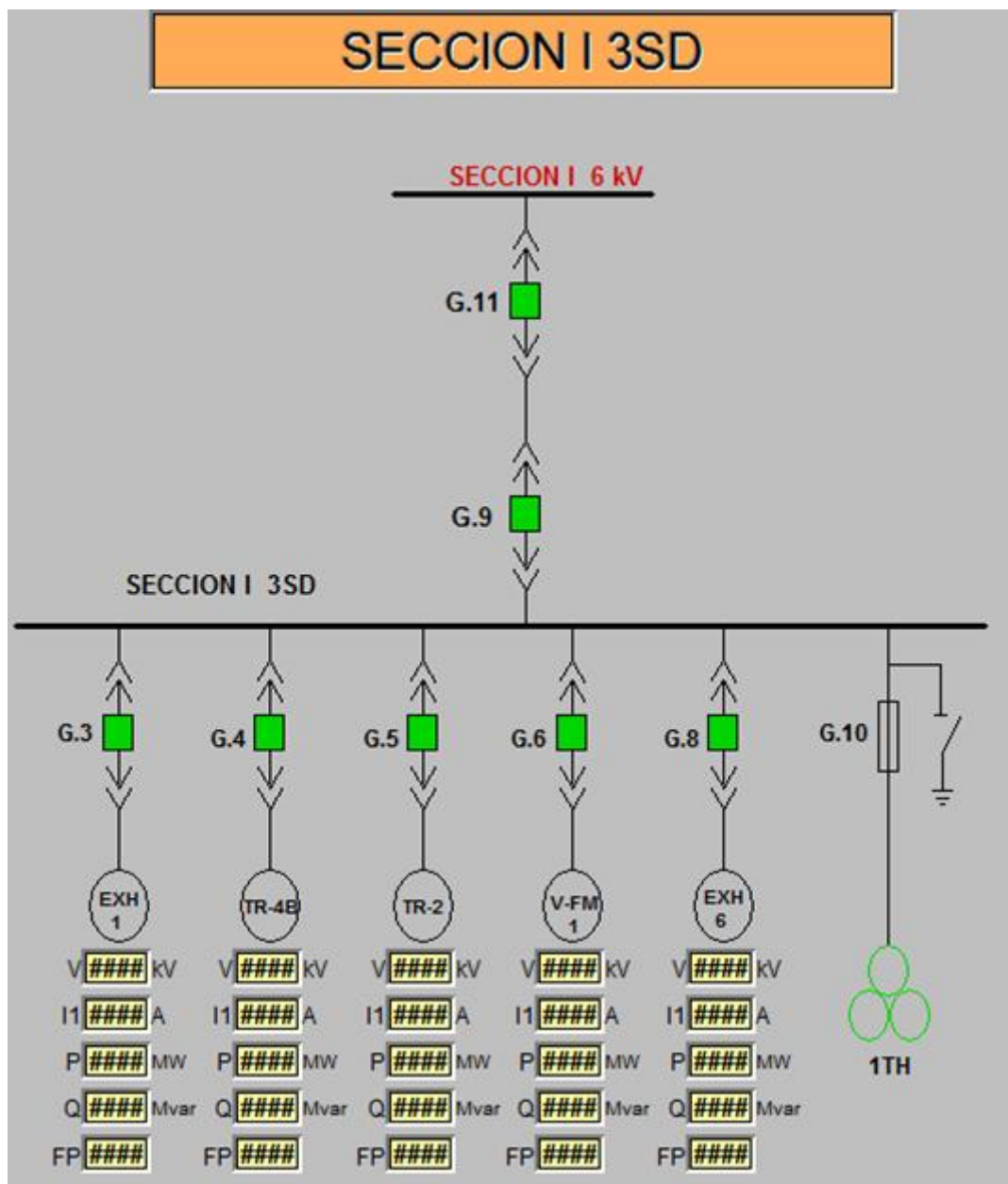


Figura 4.2 Primera sección de la subestación 3SD

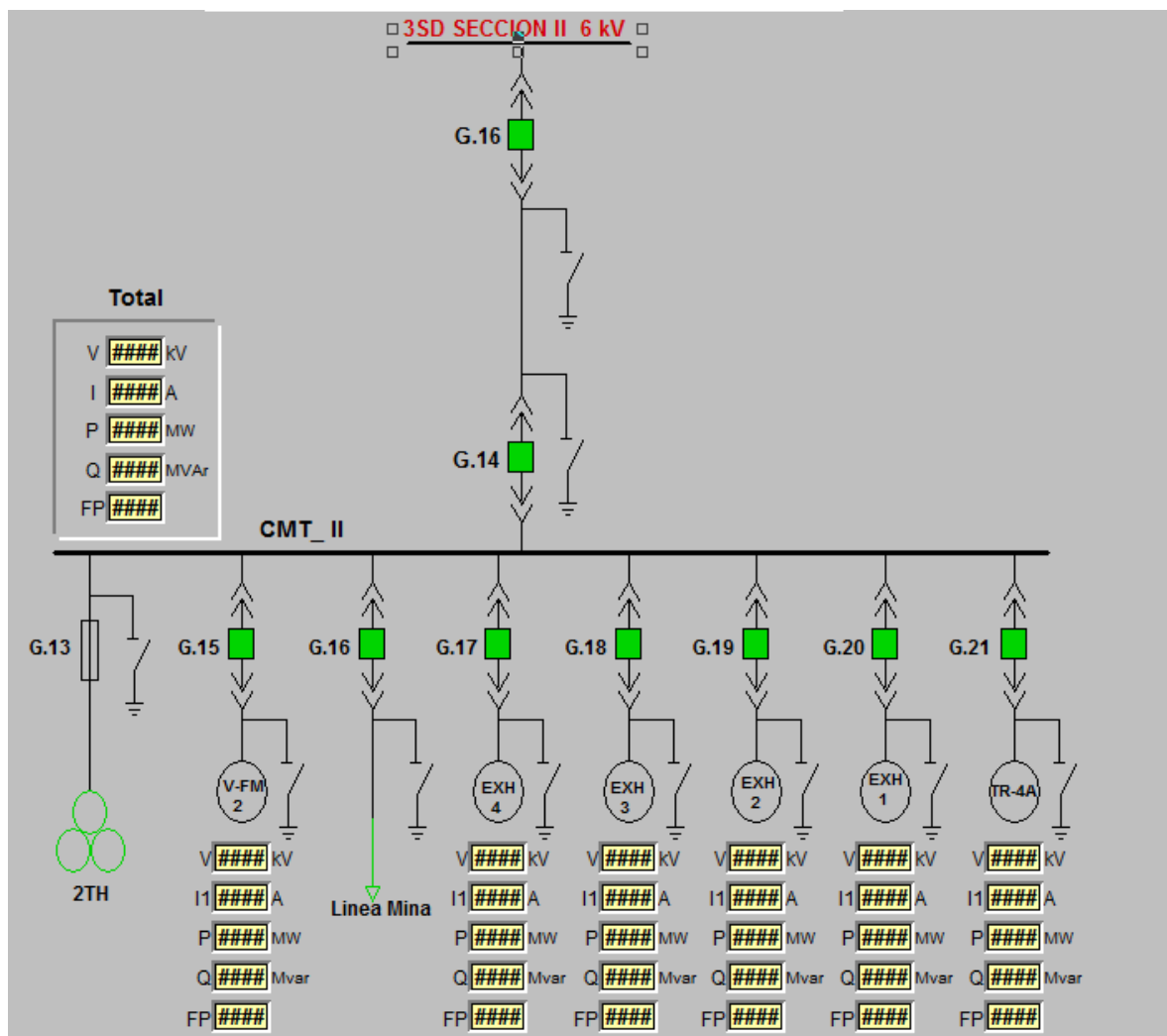


Figura 4.3 Segunda sección de la subestación 3SD.

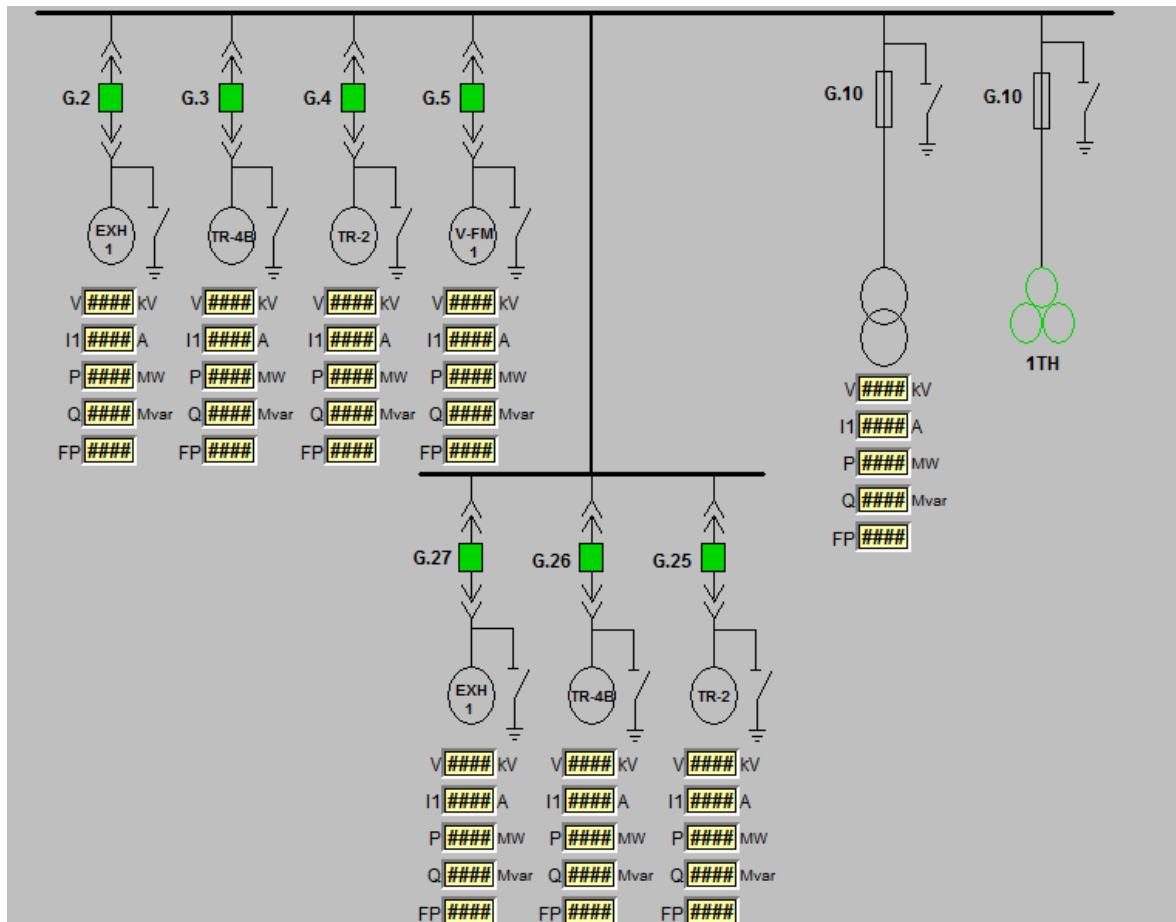


Figura 4.4 Primera sección de la subestación 4SD.

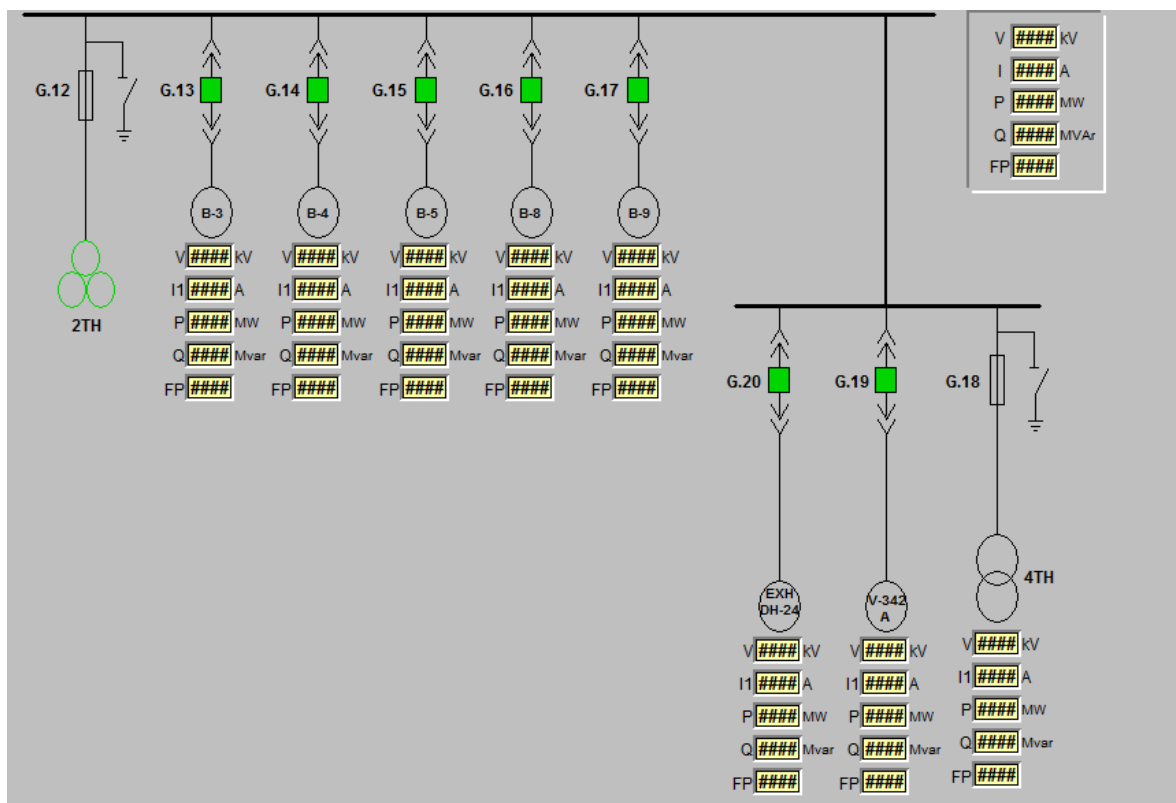


Figura 4.5 Segunda sección de la subestación 4SD.