

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

Reporte de residencia profesional

**Homologación de base de datos del SCADA en la
Gerencia Regional de Transmisiones del Sureste CFE.**

Ingeniería Electrónica

Presenta:

ÓSCAR JOSÉ OCAÑA HERNÁNDEZ

Asesor:

ING. ROBERTO IBÁÑEZ CÓRDOVA

Revisores

ING. VICENTE LEON OROZCO.

ING. ANGEL SEIN PEREZ RODRIGUEZ.

TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS.

INDICE DE CONTENIDO

	Número de página.
INTROUCCION.	1
CAPITULO I. GENERALIDADES DEL PROYECTO.	3
Antecedentes del proyecto.	3
Planteamiento del problema.	3
Justificación.	4
Objetivos.	4
Alcances.	5
Cronograma de actividades.	6
CAPITULO II. MARCO TEÓRICO.	7
Características De Un Sistema SCADA.	8
Elementos Básicos de un sistema SCADA.	10
1.- La Interfaz Humano- Maquina.	10
2.- Unidad de Terminal Maestra.	10
3.-Canales o Medios de Comunicación.	14
Protocolo de Comunicación.	16
Protocolo de Red Distribuida.	18
4.-Unidades Terminales Remotas (RTUs).	20
5.- Transductores.	21
Desarrollo de la documentación del Módulo Inteligente para Banco de Baterías (MIBB).	23
CAPITULO III: CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE TRABAJO.	29
Antecedentes de la Empresa.	29
Generalidades de la empresa.	29
Misión.	31
Visión.	31
Política de calidad.	32
Objetivos.	32
CAPÍTULO IV: ACTIVIDADES REALIZADAS.	34
CAPÍTULO V. RESULTADOS OBTENIDOS.	35
CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES.	36
Referencias Bibliográficas.	37
ANEXOS.	38

INTRODUCCIÓN

SCADA proviene de las siglas de Supervisory Control And Data Acquisition (Adquisición de datos y supervisión de control). Es una aplicación software de control de producción, que se comunica con los dispositivos de campo y controla el proceso de forma automática desde la pantalla del ordenador. Proporciona información del proceso a diversos usuarios: operadores, supervisores de control de calidad, supervisión y mantenimiento.

Los sistemas SCADA o sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos, comprenden todas aquellas soluciones de aplicación que recogen medidas y datos operativos de equipos de control locales y remotos. Los datos se procesan para determinar si los valores están dentro de los niveles de tolerancia y, de ser necesario, tomar medidas correctivas para mantener la estabilidad y el control.

La arquitectura básica comprende un servidor, o granja de servidores, centralizado; los RTU o PLC que manejan los dispositivos; consolas desde donde los operadores monitorizan y controlan los diferentes equipos y un servidor histórico de bases de datos que almacena en disco toda la información que recibe y maneja el servidor central.

El objetivo principal de la automatización industrial consiste en gobernar la actividad y la evolución de los procesos sin la intervención continua de un operador humano. En los últimos años, se ha estado desarrollado un sistema, denominado SCADA, el cual permite supervisar y controlar, las distintas variables que se encuentran en un proceso o planta determinada. Para ello se deben utilizar distintos periféricos, software de aplicación, unidades remotas, sistemas de comunicación, etc..., los cuales permiten al operador mediante la visualización en una pantalla de computador, tener el completo acceso al proceso. Existen como sabemos varios sistemas que permiten controlar y supervisar, como lo son: PLC, DCS y ahora SCADA, que se pueden integrar y comunicar entre sí, mediante una red Ethernet, y así mejorar en tiempo real, la interfaz al operador. Ahora no sólo se puede supervisar el proceso, sino además tener acceso al historial de las alarmas y variables de control con mayor claridad, combinar bases de datos relacionadas, presentar en un simple computador, por ejemplo, una plantilla Excel, documento Word, todo en un ambiente más amigable(Windows), dando al sistema una mejor comodidad.

Los sistemas de interfaz entre usuario y planta basados en paneles de control repletos de indicadores luminosos, instrumentos de medida y pulsadores, están siendo sustituidos por sistemas digitales que implementan el panel sobre la pantalla de un ordenador, El control directo lo realizan los controladores

autónomos digitales y/o autómatas programables y están conectados a un ordenador que realiza las funciones de diálogo con el operador, tratamiento de la información y control de la producción, utilizando el SCADA.

CAPITULO I. GENERALIDADES DEL PROYECTO.

Antecedentes del proyecto.

Se pretende revisar y corregir las bases de datos que constituyen a los servidores que integran al SCADA en apego a la innovación y desarrollo de los sistemas gerenciales de información.

En la gerencia regional de transmisiones del sureste CFE se requiere la revisión y corrección si es el caso de las bases de datos que interactúan con los sistemas SCADA.

También se creará la documentación de un sistema SCADA el cual se le denomina Módulo Inteligente Para Banco de Baterías (MIBB) el cual nos permitirá monitorear la carga de dichos bancos por medio del protocolo DNP3 en el servidor SCADA y tener una mejor información de la carga de los bancos de baterías.

Otras actividades por resolver es la completa integración de las lógicas para el envío de mensajes en los servidores del SmartScada en donde se enlistaran todos los interruptores de las diferentes zonas que se encuentran a cargo de la gerencia regional de transmisiones del sureste para tener un mejor control de las alertas utilizando el lenguaje de programación JavaScript.

Planteamiento del problema

Los problemas detectados en la gerencia fueron los siguientes:

- Revisar y corregir cada línea de torres de transmisión.

Al revisar cada línea de torres se encontró con algunas irregularidades en cuanto a la coordenada de las torres haciendo que estas dieran a su vez una mala ubicación geográfica del problema en cuestión enviando así datos erróneos al servidor SCADA.

- Creación de la documentación de un sistema SCADA.

En la gerencia se cuenta con un sistema llamado Módulo Inteligente para Banco de Baterías al cual se le deberá mejorar en varios aspectos uno, de ellos es brindar una mejor protección a los micro-controladores que posee el módulo ya que en sus antiguos diseños una pequeña falla hace que estos se dañen de manera permanente haciendo que la empresa tenga pérdidas económicas.

- Creación de nuevas lógicas para el envío de alarmas a celular.
- Creación y revisión de las lógicas en el servidor del SmartScada para contar con un segundo control de alarmas y brindar una información más confiable.

Justificación.

El proyecto trata de actualizar la base de datos del sistema SCADA de la Gerencia Regional de Transmisiones del Sureste además de documentar un sistema SCADA que es un módulo inteligente para banco de baterías que comunica al servidor SAD400 por medio del protocolo DNP3, para ello se harán la revisión de cada línea de torre de transmisión correspondientes a la subgerencia regional de control de la Gerencia Regional de Transmisiones del Sureste CFE con lo que se pretende revisar y corregir si es el caso cada base de datos correspondientes a las líneas de transmisión para contar con datos más confiables y saber si se cuenta con bases de datos erróneas y si es el caso sustituirlas o corregirlas para arreglar los inconvenientes que este pudiese ocasionar.

La documentación del sistema SCADA se llevará a cabo a partir de un módulo ya obtenido en la subgerencia de control donde harán mejoras al diseño haciendo que este sea más estético y a su vez ahorrar espacio, para ello se obtendrán los diagramas esquemáticos y los pcbs del MIBB además se le agregará más protecciones al micro-controlador pretendiendo con estos cambios evitar que por una sobrecarga de corriente se dañen los micro-controladores o a algunos circuitos integrados incluso hasta las placas enteras como ha pasado con los antiguos diseños del MIBB, para el diseño de los diagramas esquemáticos y los pcbs se utilizara un software de código libre llamado kicad que es especializado en diseño de circuitos impresos donde se obtendrán los diagramas esquemáticos del circuito así como la obtención de los pcbs,

Objetivos.

El objetivo general del proyecto es garantizar una confiabilidad a en los datos que manejan los servidores en el sistema SCADA.

Editar las coordenadas del sistema de control de líneas de torres de transmisión para cada torre correspondiente a la gerencia regional de trasmisiones del sureste.

Se pretende obtener un nuevo modelo del Módulo Inteligente para Banco de Baterías el cual sea más estable y garantiza la seguridad del micro-controlador así como su completa funcionalidad y certeza al entregar las mediciones a los servidores.

Con las nuevas lógicas se espera una mejor respuesta ante eventos que ocurren en lapsos tan cortos de tiempo que son casi imposibles de detectar por el actual sistema de alarmas, con la integración de este nuevo servidor de control de alertas se estaría asegurando de registrar cada evento que pudiese ocurrir.

Alcances.

El alcance para el proyecto Homologación de la base de datos del sistema SCADA se centra principalmente en tener la base de datos de dicho sistema actualizada y que esta no contenga ningún error para ello se incluirán las siguientes actividades:

- Revisar y corregir el sistema de localización de líneas de torres de transmisión en los servidores del SAD400 con la finalidad de contar con la certeza que la localización de dichas torres sea la correcta.
- Construcción de la documentación y fabricación de un sistema SCADA el cual tendrá como objetivo monitorear los bancos de baterías de las subestación el cual se comunicara con el servidor SAD400 por medio del protocolo DNP3.
- Crear las lógicas para el sistema de envío de mensajes mediante el servidor SmartScada con la finalidad de contar con nuevas alternativas de alertas para el sistema de alarmas a celular

Cronograma de actividades

Actividad	SEMANAS															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Familiarizar con el conocimiento general de los sistemas SCADA.	X	X														
Revisar y corregir las líneas de torres en el servidor SAD400			X	X	X											
Crear la documentación y un nuevo diseño del módulo inteligente para banco de baterías						X	X	X	X							
Realizar hacer el nuevo MIBB										X	X	X				
Hacer pruebas para ver el funcionamiento y la comunicación del MIBB con el sistema SCADA													X			
Crear nuevas lógicas en el servidor SmartSCADA para todos los interruptores que se encuentran a cargo de la gerencia														X	X	X

CAPITULO II. MARCO TEÓRICO

Un sistema SCADA es una aplicación o conjunto de aplicaciones software especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores de control de producción, con acceso a la planta mediante la comunicación digital con los instrumentos y actuadores e interfaz gráfica de alto nivel con el usuario (pantallas táctiles, ratones o cursores, lápices ópticos). Aunque inicialmente solo era un programa que permitía la supervisión y adquisición de datos en procesos de control, en los últimos tiempos han ido surgiendo una serie de productos hardware y buses especialmente diseñados o adaptados para éste tipo de sistemas. La interconexión de los sistemas SCADA también es propia, se realiza una interfaz del PC a la planta centralizada, cerrando el lazo sobre el ordenador principal de supervisión. El sistema permite comunicarse con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, sistemas de dosificación.) para controlar el proceso en forma automática desde la pantalla del ordenador, que es configurada por el usuario y puede ser modificada con facilidad. Además, provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, en la figura 1.1 se muestra un esquema de aplicación del sistema SCADA en áreas industriales, éstas áreas pueden ser monitorizar procesos químicos, físicos o de transporte en sistemas de suministro de agua, para controlar la generación y distribución de energía eléctrica, de gas o en oleoductos y otros procesos de distribución también se pueden utilizar en procesos de gestión de la producción, mantenimiento o control de la calidad.

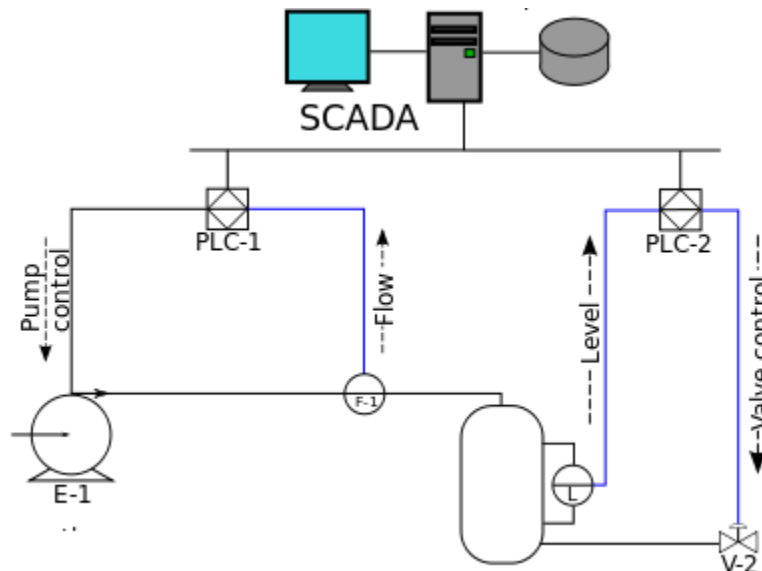


Figura2.1 Esquema de un sistema SCADA.

CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA SCADA

Los sistemas SCADA, en su función de sistemas de control, dan una nueva característica de automatización que realmente pocos sistemas ofrecen: la de supervisión. Sistemas de control hay muchos y muy variados y todos, bien aplicados, ofrecen soluciones óptimas en entornos industriales. Lo que hace de los sistemas SCADA una herramienta diferenciativa es la característica de control supervisado. De hecho, la parte de control viene definida y supeditada, 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. Otros sistemas SCADA pueden requerir o aprovechar el hecho que implantamos un nuevo sistema de automatización en la planta para cambiar u optimizar los sistemas de control previos.

En consecuencia, supervisamos el control de la planta y no solamente monitorizamos las variables que en un momento determinado están actuando sobre la planta; esto es, podemos actuar y modificar las variables de control en tiempo real, algo que pocos sistemas permiten con la facilidad intuitiva que dan los sistemas SCADA. Se puede definir la palabra supervisar como ejercer la inspección superior en determinados casos, ver con atención o cuidado y someter una cosa a un nuevo examen para corregirla o repararla permitiendo una acción sobre la cosa supervisada. La labor del supervisor representa una tarea 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. En el supervisor descansa la responsabilidad de orientar o corregir las acciones que se desarrollan. Por lo tanto tenemos una toma de decisiones sobre las acciones de últimas de control por parte del supervisor, que en el caso de los sistemas SCADA, estas recaen sobre el operario.

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 sistemas una vez implementados no permiten un control a tiempo real óptimo. La función de monitorización de estos sistemas se realiza sobre un PC industrial ofreciendo una visión de los parámetros de control sobre la pantalla de ordenador, lo que se denomina un HMI (Human Machine Interface), como en los sistemas SCADA, pero sólo ofrecen una función de Observar mediante aparatos especiales el curso de uno o varios parámetros fisiológicos o de otra naturaleza para detectar posibles anomalías.

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 a los sistemas SCADA. En definitiva, el modo supervisor del HMI de un sistema SCADA no solamente señala los problemas, sino lo más importante, orienta en los procedimientos para solucionarlos. Todos los sistemas SCADA ofrecen una interfaz gráfica PC-Usuario tipo HMI, pero no todos los sistemas de automatización que tienen HMI son SCADA. La diferencia radica en la función de supervisión que pueden realizar estos últimos a través del HMI.

- Adquisición y almacenado de datos, para recoger, procesar y almacenar la información recibida, en forma continua y confiable.
- Representación gráfica y animada de variables de proceso y monitorización de éstas por medio de alarmas.
- Ejecutar acciones de control, para modificar la evolución del proceso, actuando bien sobre los reguladores autónomos básicos (consignas, alarmas, menús) bien directamente sobre el proceso mediante las salidas conectadas.
- Arquitectura abierta y flexible con capacidad de ampliación y adaptación.
- Conectividad con otras aplicaciones y bases de datos, locales o distribuidas en redes de comunicación.
- Supervisión, para observar desde un monitor la evolución de las variables de control.
- Transmisión, de información con dispositivos de campo y otros PC.
- Base de datos, gestión de datos con bajos tiempos de acceso. Suele utilizar ODBC.
- Presentación, representación gráfica de los datos. Interfaz del Operador o HMI.

- Explotación de los datos adquiridos para gestión de la calidad, control estadístico, gestión de la producción y gestión administrativa y financiera.
- 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.

Elementos Básicos de un sistema SCADA

1.- La Interfaz Humano- Máquina.

Las funciones de un sistema computacional maestro son gobernadas por el sistema operativo. El almacenamiento y adquisición de datos, la interfaz humano – máquina y demás programas de aplicación son todas funciones de software dentro del sistema computacional basadas en las capacidades que ofrece su sistema operativo. El operador sentado frente a una consola de operación, la cual cuenta con una unidad de despliegues visuales y un teclado, y un sistema independiente conectado a él, es capaz de monitorear y controlar las operaciones de un proceso remoto. Sin embargo, todas las funciones son gobernadas mediante software.

Las aplicaciones SCADA se consideran funciones en tiempo real, en las cuales los programas operan continuamente basados en una secuencia de reloj y pueden operar ciertas funciones de un programa sobre la base de las interrupciones generadas, por lo tanto ciertos eventos en el proceso pueden afectar la ejecución de un programa mediante la generación de interrupciones las cuales tienen asignadas niveles de prioridad. Los sistemas computacionales en tiempo real tienen múltiples niveles de interrupción, con el más alto nivel signado a las tareas más importantes o críticas.

Unidad de Terminal Maestra (MTU).

El elemento central de control de un sistema de adquisición de datos y control supervisorio es denominado Unidad Terminal Maestra (MTU) o Estación Maestra. Este término ha sido comúnmente utilizado para designar al sistema electrónico de computación que adquiere todo dato procedente de las unidades terminales remotas y que la presenta de una forma a una RTU para ejecutar una acción de control remoto. La capacidad funcional de una estación maestra incluye todas las tareas de recolección de datos y envío de comandos remotos. Adicionalmente las funciones de la MTU incluyen el almacenamiento de datos históricos,

programación, despacho y ejecución de tareas específicas tales como reportes y contabilidad de producción.

La transmisión de datos entre la estación maestra y las remotas generalmente se inicia por la primera, ya que el modo general de operación es la continua información almacenadas en la RTU. Esto significa que los mensajes de interrogación se transmiten a cada RTU de forma secuencial y luego que todas son interrogadas, el proceso vuelve a comenzar.

La estación maestra es generalmente un minicomputador o un microcomputador de altas prestaciones que contiene módulos de "software", los cuales consisten en programas de aplicación específicos para llevar a cabo cada una de las tareas de la unidad. Cada módulo de " software " está interrelacionado con el resto para realizar la adquisición, el procesamiento y el almacenamiento de datos, la presentación de despliegues alarmas, generación de reportes, envíos de comandos, etc.

Sistema de Alarmas:

El sistema de alarmas es responsable del monitoreo y reporte de las mismas. Una señal de alarma es sencillamente una señal (analógica o digital) que tiene información asociada a ella y que es utilizada para determinar condiciones anormales de funcionamiento. Cuando el valor o estado de una señal está fuera de operación normal, se dice que la señal está en alarma.

Tan pronto una alarma es detectada, el sistema de alarmas informa de la condición de la misma a través de las estaciones de trabajo, las impresoras y dispositivos audibles. El sistema permite observar el listado de alarmas a través de una opción denominada "ALARM SUMMARY" (Resumen de Alarmas).

Un mensaje de alarma contiene información referente al lugar de procedencia y al grado de importancia que posee dentro del proceso. Esto constituye las características de la alarma, a saber:

Tipo de Alarma

El tipo de alarma describe cual fue la condición que generó la alarma. Las condiciones que causan una alarma dependen si la señal es analógica o discreta, y el grado de prioridad que posea.

Alarmas de Señales Analógicas:

Una de las funciones de las RTUs es la detección de alarmas la cual es generada cuando el valor de la señal excede su rango normal de operación sobrepasando

sus límites. Dichos límites son constituidos por valores que pueden ser constantes o variables, información la cual se encuentra almacenada en la RTU.

Una señal analógica puede tener cuatro límites posibles:

- Muy alto (High- High)
- Alto (High)
- Bajo (Low)
- Muy Bajo (Low- Low)

El rango normal de operación está entre el límite alto y bajo. Los límites muy alto y muy bajo son utilizados para indicar una señal que ha excedido los niveles máximos permitidos.

Además de que es importante conocer cuando una señal entra en alarma, es también importante saber cuándo la señal deja la condición de alarma, reportando al momento de su ocurrencia en campo el retorno a su condición normal.

Hay casos en que el valor de una señal oscila cerca de un límite de alarma provocando que entre y salga del estado de alarma repetidamente, ocasionando al operador molestias innecesarias. Para evitar lo anterior, se coloca un rango dentro del cual estas variaciones no son consideradas como alarmas. Esto es conocido como banda muerta, estableciendo ésta según la condición del instrumento.

Alarmas de Señales Discretas:

Una señal discreta es una señal que representa un estado, tal como abierto/cerrado, verdadero/falso, encendido/apagado, etc.

La prioridad de una alarma le indica al operador la importancia de la misma dentro del sistema. Dependiendo de la prioridad, el mensaje de la alarma aparecerá en pantalla con colores diferentes. En el sistema existen cuatro niveles de prioridad de alarma: crítica, no crítica, guía del operador, y señalización del evento, la tabla 1.1 describe el las indicaciones que hay q seguir para cada tipo de prioridad.

Tabla 2.1 descripción de los tipos de prioridad de alarmas

PRIORIDAD	DESCRIPCIÓN
Crítica	Indica peligro a equipo y/o personal. Se produce acompañada de la alarma audible de la estación de trabajo (Prioridad alta).
No crítica	Requiere que el operador tome la acción, pero no tiene que ser inmediata. (Prioridad media).
Guía del Operador	Suministra información al operador. (Prioridad Baja).
Evento	Suministra información sobre eventos de baja prioridad. (Sin prioridad).

Sistema de Tendencias:

Una tendencia es la representación gráfica del comportamiento de una variable analógica en un período determinado de tiempo. El sistema de tendencias está conformado por un conjunto de programas que permiten preservar la variable como un gráfico multicolor configurable de forma interactiva en la pantalla. Permite además, configurar un gráfico de tendencia en función de un punto de selección.

Los datos que conforma una tendencia puede ser representada de dos maneras diferentes: la primera, consiste en un gráfico donde se presenta el valor de una variable (eje vertical) en el tiempo (eje horizontal); y la segunda consiste en un gráfico del comportamiento de una variable con respecto a la otra.

Un gráfico puede contener hasta seis variables y el valor de cada variable puede estar representado por un color diferente. La escala es configurable y puede ser diferente en cada variable. Igualmente, la base de tiempo es seleccionable y todas las variables tendrán la misma base de tiempo. También existe la opción de representar las variables de cada una en una selección o ventanas independientes del despliegue.

En el caso de las tendencias históricas se presenta la información que ha sido almacenada en la base de datos histórica. Por tanto, requiere que el punto seleccionado esté definido en la misma aplicando las restricciones definidas para los datos históricos en cuanto a observaciones y permanencia.

Con el fin de garantizar la confiabilidad de las operaciones, el sistema SCADA está diseñado con recursos redundantes, duplicando el procesamiento de los datos y sus periféricos más críticos. La MTU consta de dos computadores dispuestos en una configuración maestra redundante, en las cuales se ejecuta el software del servidor bajo un sistema operativo en tiempo real, multiusuario, multitarea y con interfaz gráfica de ventanas (p.e. Open VMS) y donde se va almacenando la información de campo en una base de datos de tiempo real. Este dato puede ser almacenado a su vez en bases de datos históricas y de tendencias, en las cuales además pueden definirse cálculos sobre señales de las bases de datos real e histórica. Los datos en tiempo real, históricos y toda la información necesaria es enviada a las estaciones de operación a través de una red local o a través de módem.

Cada uno de los computadores que constituyen el conjunto MTU, es capaz de operar independientemente y están configurados en "Host-Stand by", de tal manera que una unidad es considerada la principal o en línea mientras la otra se considera de respaldo. La maestra de respaldo se mantiene energizada y debe contar con la información de la base de datos, despliegues, cargas, etc.

Actualizados. Esto permite asumir el completo control del sistema al ocurrir una falla en la maestra principal. Este tipo de configuración permite maximizar la disponibilidad y confiabilidad del sistema.

La estación de trabajo es el principal recurso a través del cual el operador es notificado de los cambios en las condiciones del proceso. Consiste básicamente de un computador personal, un monitor a color, un teclado y un ratón (mouse). La información se despliega en la pantalla de la estación de trabajo a través del software Windows que es ejecutado bajo el soporte del sistema operativo OS/2. Este software presenta al operador la información en diversas formas, tal como despliegues de gráficos, tendencias y mensajes de alarmas. Adicionalmente permite imprimir y almacenar las alarmas generadas en la red de controladores. El operador puede imprimir reportes diarios de los mensajes así como también un reporte general del sistema.

Canales o Medios de Comunicación.

La efectividad y confiabilidad operacional de un sistema SCADA depende en gran medida de la transmisión de datos entre la estación maestra y las unidades terminales remotas, por lo tanto, debe ser provisto de un medio a través del cual se establezca el intercambio de datos entre éstas unidades de una forma coordinada, confiable y segura.

Para establecer intercambio de datos entre los dispositivos de campo y la estación maestra sólo se requiere un medio de comunicación, como por ejemplo una línea telefónica, un radio enlace, un enlace de microondas o satelital, cable coaxial o fibra óptica y un protocolo de transmisión de datos. Los fabricantes de equipos para sistemas SCADA emplean diferentes protocolos de comunicación y no existe un estándar para la estructura de los mensajes, sin embargo existen estándares internacionales que regulan el diseño de las interfaces de comunicación entre los equipos del sistema SCADA y equipos de transmisión de datos.

De acuerdo a lo expresado anteriormente, el sistema de comunicación que forma parte de un sistema SCADA es el conjunto de elementos, dispositivos y equipos de transmisión de datos a través de los cuales se realiza el intercambio efectivo de mensajes entre las RTUs y la MTU.

Entre los componentes del sistema de comunicación de un SCADA típico, se encuentran las interfaces de comunicación digital, módems, medios de transmisión de datos, el computador frontal de comunicaciones y el protocolo de comunicación.

Medios de Transmisión de Datos.

Uno de los elementos principales para llevar a cabo el diálogo entre equipos terminales de datos es el medio físico por el cual se propaga la información.

En los sistemas SCADA se utilizan distintos medios de transmisión de información a lo largo de todo el proceso que involucra tomar una medición de un fenómeno físico hasta mostrarla mediante un computador. Algunos de estos medios son:

- Cable de Par Trenzado
- Sistemas de Enlaces de Radio (VHF, UHF y Microondas)
- Sistemas basados en Redes Celulares
- Sistemas basados en Redes Satelitales

Procesador Frontal de Comunicaciones

En los sistemas distribuidos donde un computador central puede tener conectados un gran número de equipos terminales, éste debe encargarse simultáneamente de las siguientes tareas:

- Procesamiento de datos propios de la aplicación que ejecuta dicho procesador.
- Manejo de las comunicaciones de datos entre el procesador y los equipos terminales conectados al mismo.

Algunos computadores, denominados de “configuración aislada”, están especialmente diseñados para manejar de forma simultánea ambos procesos. Otros sistemas de computación, denominados de “configuración delantera”, tienen las funciones de procesamiento de datos y de comunicaciones separadas. Precisamente el nombre está dado porque poseen un equipamiento auxiliar denominado “procesador frontal de comunicaciones.

En los sistemas organizados de esta manera existe una clara diferencia entre el procesamiento de datos por un lado y el manejo de las comunicaciones por el otro. A estos equipos se les conoce como controladores frontales de comunicación, pues su misión es controlar la transmisión de datos entre el computador central y los equipos terminales remotos. Están capacitados para realizar el máximo posible de funciones relacionadas con las comunicaciones, a efectos de que la unidad central de procesamiento del equipo principal, tenga una menor carga de trabajo.

Protocolo de Comunicación

La información transmitida entre la unidad remota y la unidad maestra va “empaquetada” en un lenguaje y un formato conocido tanto por el emisor como por el receptor. Es la única forma de que un extremo pueda interpretar correctamente el (los) mensaje (s) por el otro extremo.

Para que pueda tener éxito la comunicación debe haber compatibilidad en dos niveles básicos: el que se refiere a las señales eléctricas presente en el medio de comunicación y el que se refiere a la interpretación de tales señales como información.

En sistemas prácticos, se utilizan más de dos niveles para incluir mayor información (por ejemplo direccionalidad en ambiente de redes).

Con base en lo explicado anteriormente, la interfaz entre los diferentes equipos se definen dividiendo el manejo de información en niveles o capas, cada una usando los servicios suministrados por las capas debajo de ellas y agregando información o capacidad adicional.

En el modelo de capas, el nivel 1 define las características eléctricas, mecánicas y funcionales de la interfaz, lo cual permite intercambiar unos (1) y ceros (0) lógicos; se definen voltajes, cables y conexiones y se establecen secuencias de control. Este nivel también es conocido como capa física.

El nivel 2 se refiere al formateo de mensajes, detección de errores y exactitud de la transmisión.

El nivel 3 se refiere al enrutamiento de mensajes, dependiendo del tipo de red utilizada.

El intercambio de información en un sistema de transmisión de datos exige una serie de pasos bien definidos o diálogo entre las estaciones transmisoras y receptoras.

Estos pasos son:

- La determinación o selección de un circuito dado entre las estaciones.
- El pedido o demanda para transmisión o recepción de información.
- La verificación de que la información no contiene errores.
- La repetición de un bloque de información que ha sido recibido con errores,
- La finalización de la transmisión.
- La supervisión, control y sincronización de las estaciones en el caso de transmisión sincrónica.

Los protocolos empleados dependen si el control se efectúa mediante caracteres especiales o por conteo de bytes o bit por bit. Típicamente, en los sistemas SCADA los protocolos utilizados son orientados a bit debido a la naturaleza de la secuencia de intercambio de mensajes entre la estación maestra y las RTUs, son del tipo direccionamiento y envío.

Para la utilización de este tipo de protocolo se ha creado una estructura de bloques o entramado general para el intercambio de información, comandos y reconocimientos que se muestra a continuación:

El campo bandera permite la sincronización del sistema, el campo de dirección identifica las dos estaciones entre las cuales se establece la transacción de datos y el campo de control contiene 8 bits para la identificación de comandos o respuestas en forma codificada.

En el campo de información se localiza el dato a transmitir entre los equipos terminales de datos fuente y destino.

Y a través del último campo se puede realizar la verificación de errores (Chequeo de Errores), garantizando la integridad de la información.

En el mercado existe una diversidad considerable de protocolos, muchos de los cuales han sido desarrollados en forma individual por cada fabricante (denominados protocolos propietarios), y otros han sido producto del consenso de varias empresas en búsqueda de una estandarización (denominados protocolos abiertos) obteniendo la posibilidad de integración de dispositivos de diversas marcas comerciales. A continuación se presentan las características básicas de algunos protocolos utilizados por Unidades Remotas de los Sistemas SCADA:

- **MODBUS:** Trabaja bajo la filosofía Maestro – Esclavo, donde el maestro controla toda la actividad de transmisión de datos, interrogando en un instante de tiempo distinto a cada unidad esclava (proceso conocido como polling). Es muy utilizado en los Controladores Lógicos Programables (PLC), y debido a su naturaleza, puede facilitar el uso de PLC como Unidad Remota de un Sistema SCADA. Puede direccionar hasta 254 esclavos. Opera sobre una interfaz de conexión basada en el estándar IEEE RS-485, que define el número y disposición física de los conductores, así como los valores de tensión correspondientes a cada nivel lógico.

- **Protocolo de Red Distribuida (DNP):** Permite la implementación de sistemas Maestro – Esclavo que posean una o más estaciones Maestras, así como la operación en diversos modos que permiten la transmisión de datos desde las Unidades Terminales Remotas (RTU) a petición de la Unidad Maestra, o exclusivamente cuando se presenten estados de alarma. Es por ello que su uso se ha generalizado sobre las RTU.

DNP3 (acrónimo del inglés Distributed Network Protocol, en su versión 3) es un protocolo industrial para comunicaciones entre equipos inteligentes (IED) y estaciones controladoras, componentes de sistemas SCADA. Es un protocolo ampliamente utilizado en el sector eléctrico. También se puede encontrar en otros campos (agua, gas, entre otros tipos de empresas de servicio).

DNP3 es actualmente compatible con las especificaciones de seguridad IEC 62351-5. Cabe destacar además que el protocolo DNP3 se menciona en el estándar IEEE 1379-2000, el cual recomienda un conjunto de prácticas para la implementación de enlaces de comunicación entre maestros SCADA - RTU/IED. Este estándar no sólo incluye cifrado, sino toda una serie de prácticas que mejoran la seguridad frente a métodos intrusivos conocidos.

El protocolo DNP3 presenta importantes funcionalidades que lo hacen más robusto, eficiente y compatible que otros protocolos más antiguos, tales como Modbus, con la contrapartida de resultar un protocolo mucho más complejo.

DNP3 es un protocolo de tres capas o niveles según el modelo OSI: nivel de enlace (Data Link Layer), Nivel de Aplicación (Application Layer), y un tercer nivel de Transporte (Transport Layer) que realmente no cumple con todas las especificaciones del modelo OSI, y por lo cual se suele denominar pseudo-nivel de Transporte. Por este motivo suele referirse a él como un protocolo de dos capas o niveles. El formato de trama utilizado está basado en el FT3 recogido en las especificaciones IEC 60870-5 (es una redefinición de este formato, no una implementación idéntica), y hace uso de la Comprobación de Redundancia Cíclica (CRC) para la detección de errores.

La estructuración en capas o niveles, sigue el siguiente esquema:

- Los mensajes a nivel de aplicación son denominados Fragmentos. El tamaño máximo de un fragmento está establecido en 1024 bytes.
- Los mensajes a nivel de transporte son denominados Segmentos.
- Los mensajes a nivel de enlace son denominados Tramas. El tamaño máximo de una trama DNP3 es de 292 bytes.

Cuando se transmiten datos, estos sufren las siguientes transformaciones al pasar por las diferentes capas:

- Los datos se encapsulan en fragmentos a nivel de aplicación.
- El nivel de transporte es el encargado de adaptar los Fragmentos para encapsularlos en tramas (nivel de enlace), para lo cual, secciona el mensaje del nivel de aplicación si es necesario, y les agrega la cabecera de transporte, formando de este modo los segmentos.
- En el nivel de enlace, los segmentos recibidos del nivel de transporte son empaquetados en tramas, para lo cual se les añade a estos una cabecera de enlace, y además, cada 16 bytes un CRC de 2 bytes.

Cuando se reciben datos, las transformaciones se suceden de la siguiente forma:

- El nivel de enlace se encarga de extraer de las tramas recibidas los Segmentos que son pasados al nivel de transporte.
- El nivel de transporte lee la cabecera de los segmentos recibidos del nivel de enlace, y con la información obtenida extrae y compone los fragmentos que serán pasados al nivel de aplicación.
- En el nivel de aplicación los fragmentos son analizados y los datos son procesados según el modelo de objetos definido por las especificaciones del estándar.

En la figura 1.2 se muestra el flujo de información del protocolo de red distribuida en su estructura de capas.

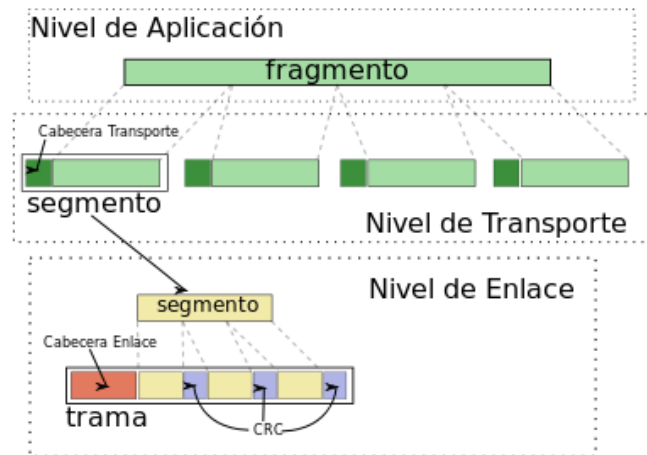


Figura 2.2 esquema de los niveles de las capas en el protocolo DNP3

- **Bristol Standard Asynchronous Protocol (BSAP):** Es un protocolo propietario orientado a bit en el cual la estación central siempre interroga a la RTU, y ésta puede contestar según el estado de sus variables. La información es transmitida por Modulación de Duración de Pulsación (PDM).
- **IEC 870-5:** Es un protocolo que se aplica para equipos y sistemas de Telecontrol con transmisión de datos con codificación serial de bit. Este es orientado por bytes y se basa en un modelo de referencia de tres capas.

La capa Física preserva un alto nivel de integridad de la dato del método de codificación de bloque. La capa de enlace utiliza una selección de formatos para proporcionar la integridad / eficiencia y conveniencia de transmisión requerida. La capa de aplicación contiene un número de “Funciones de Aplicación” que envuelven la transmisión de “ASDUs” entre la fuente y el destino.

Para el sistema SCADA el uso de un tipo determinado de unidad remota responde a las necesidades e importancia del proceso a supervisar y/o controlar, en consecuencia de los elementos constitutivos del sistema se describen a continuación las unidades remotas: RTUs y PLC como elementos de suma importancia en la supervisión y/o control de las variables de un proceso determinado.

Unidades Terminales Remotas (RTUs).

Las unidades de terminales remotas son dispositivos de adquisición de datos y control en campo, cuya función principal es hacer de interfaz entre los equipos de instrumentación y control local y el sistema de adquisición de datos y control supervisorio.

La arquitectura de la unidad terminal remota consta típicamente de:

- Módulo de Entrada
- Módulo de Control
- Módulo de Procesamiento de Información (CPU)
- Módulo de Comunicaciones
- Módulo de Sincronización de Tiempo (GPS)

Una unidad terminal remota tiene la capacidad de monitorear un número de entradas/salidas (I/O) relacionadas con un proceso, analizar y mantener datos en tiempo real, ejecutar algoritmos de control programados por el usuario, comunicarse con la estación maestra y en algunos casos, con otras remotas.

La RTU realiza una exploración periódica de las variables del proceso y, a través de un módulo de comunicación permite el intercambio de dicha información con una estación maestra (MTU) ubicada en una sala de control central, utilizando diversos medios de comunicación: línea telefónica, UHF/VHF, microondas, satélite, fibra óptica u otro medio, a través de puertos auxiliares con otras remotas y/o terminales portátiles. El protocolo de comunicación, estructura del mensaje y técnicas de corrección de errores son propias de cada fabricante.

La tecnología de estado sólido ha revolucionado el diseño electrónico de las RTUs en los últimos años, extendiéndose al uso de unidades microprocesadoras

equipadas con memoria tipo de solo lectura y borrada electrónicamente y del tipo de Acceso Directo respaldada con batería de litio para salvaguardar la programación en caso de fallas eléctricas e incorporándoles una interfaz humano-máquina, capacidades de comunicación con sistemas de medición, transductores, controladores lógicos programables (PLC), etc.

La CPU es la unidad controladora de todas las funciones de la unidad terminal remota, ya que dirige todas las transferencias de datos entre los registros y las localidades de memoria, y controla las interrupciones de la interfaz de comunicación la cual envía los datos de la RTU a la MTU. EL microprocesador de la RTU contiene una serie de registros destinados a almacenamiento temporal de instrucciones, direcciones de memoria y/o resultados de ciertas operaciones.

Esta unidad central de procesamiento es la encargada, como su nombre lo indica, de procesar la información adquirida del campo o transmitida por la MTU, con la finalidad de ejecutar la tarea correspondiente, bien sea una acción de control o de comunicación. Las funciones de procesamiento de datos de la RTU se conocen en una secuencia determinada por el software de la misma. Los datos e instrucciones se almacenan en módulos de memoria RAM y/o ROM y las instrucciones del programa son secuenciadas por un reloj de tiempo real.

Una RTU cuenta con módulos de entradas/salidas los cuales son conectados al sistema de instrumentación y control local. Los módulos de entrada tienen como función adquirir la información suministrada por la instrumentación de campo y el sistema de control local y, acondicionarla a los niveles de operación adecuados.

Los módulos de salida tienen como función dar al proceso las señales de control, digitales o analógicas, provenientes del sistema SCADA. Las mismas siguen el proceso inverso que en el módulo de entrada, ya que de formato binario deben ser transformadas a los niveles adecuados de campo para las señales discretas y en un valor proporcional a la acción de control en señales de control analógico.

Transductores.

Los transductores constituyen uno de los elementos de mayor relevancia para el sistema SCADA. El correcto dimensionamiento de los transductores y la correcta calibración de estos con el sistema SCADA, permiten un funcionamiento preciso y óptimo del sistema al momento de realizarse las acciones de supervisión del sistema de potencia.

La instrumentación es un área específica de la ingeniería de automatización y control de procesos la cual comprende la medición de cantidades físicas

asociadas a los mismos. En toda acción de supervisión y/o control de algún proceso se requiere el manejo de variables de estado del mismo. Los instrumentos de campo cumplen con las funciones de convertir una variable física, comúnmente, en una señal eléctrica, en un rango manejable por el próximo elemento en la cadena de adquisición de información.

Un instrumento está compuesto por el elemento sensor, llamado también transductor, que transforma el fenómeno físico que se está midiendo en una señal eléctrica y, el elemento acondicionador que adecúa el nivel de tensión o de corriente de la señal de salida del instrumento.

Desarrollo de la documentación del Módulo Inteligente para Banco de Baterías (MIBB):

Para iniciar la documentación y elaboración del sistema SCADA (MIBB) se realizaron los siguientes pasos:

Paso 1: Rediseño de los circuitos que constituyen el MIBB mediante el software kicad realizando primeramente los diagramas esquemáticos de los circuitos. En las figuras 2.3, 2.4, 2.5 y 2.6 se observan los diagramas esquemáticos que integran el módulo inteligente para banco de baterías.

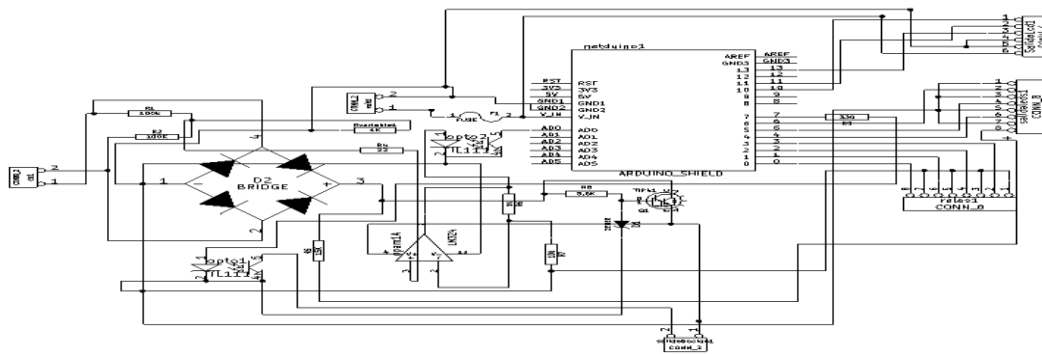


Figura 2.3 diagrama esquemático de la placa principal del MIBB

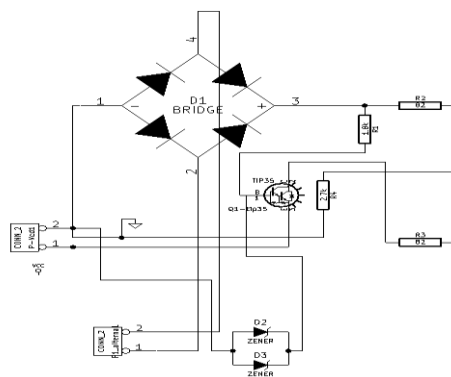


Figura 2.4 Diagrama esquemático de la fuente de alimentación del circuito principal del MIBB.

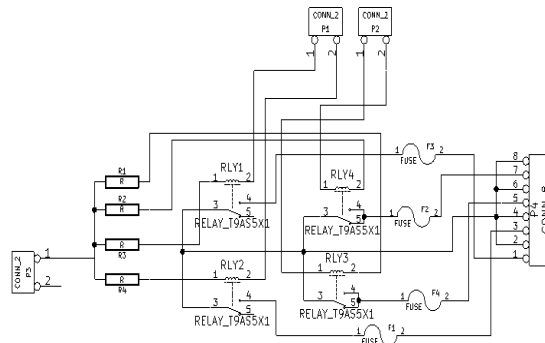


Figura 2.5 Diagrama esquemático del circuito encargado de mandar las señales al micro-controlador de la placa principal

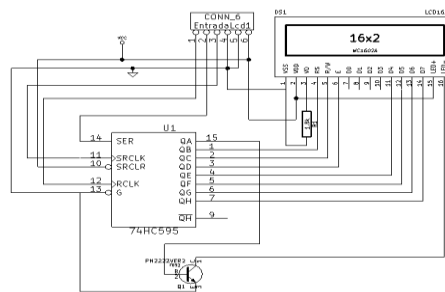


Figura 2.6 Diagrama esquemático del circuito que conecta con el LCD para ver el monitoreo del mismo

Paso 2: Una vez obtenidos los diagramas esquemáticos se genera el archivo netlist (ver figura 2.7) el cual nos servirá para asignar a cada componente su equivalente en pcb.

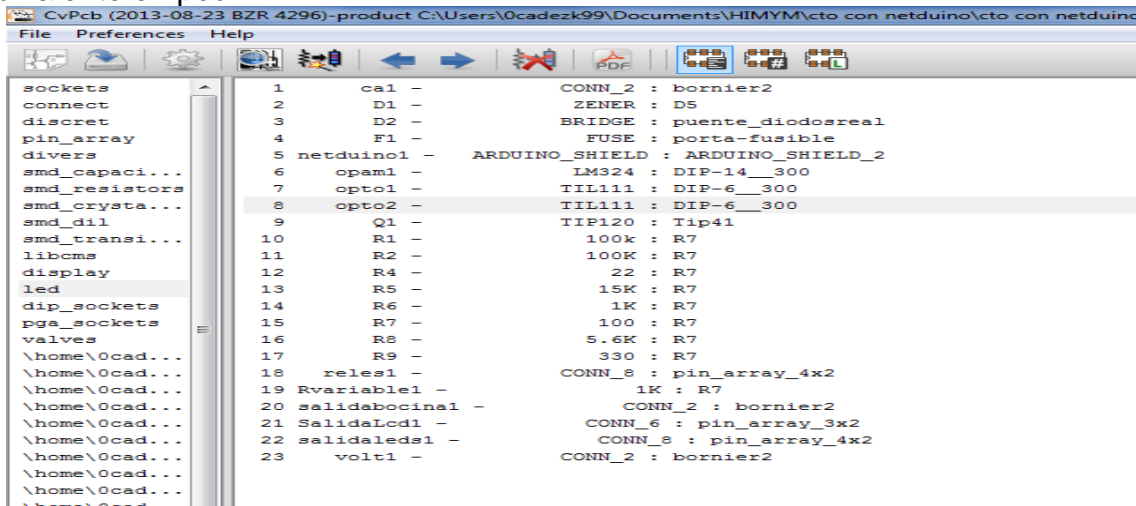


Figura 2.7 Ventana del Netlist donde se asignan los componentes esquemáticos con los pcs

Paso 3: Después de obtener cada netlist se utilizará una de las extensiones del software kicad llamada pcb new la cual abrimos y buscamos en herramientas de la barra de menús y seleccionamos netlist el cual nos abrirá un cuadro de diálogo parecido al de la figura 2.8 al cual le presionamos el botón examinar para buscar nuestro netlist generado, una vez teniendo seleccionado el netlist oprimimos el botón que dice leer netlist ya que este se encargara de traer todos los componentes al área de trabajo del pcbnew.

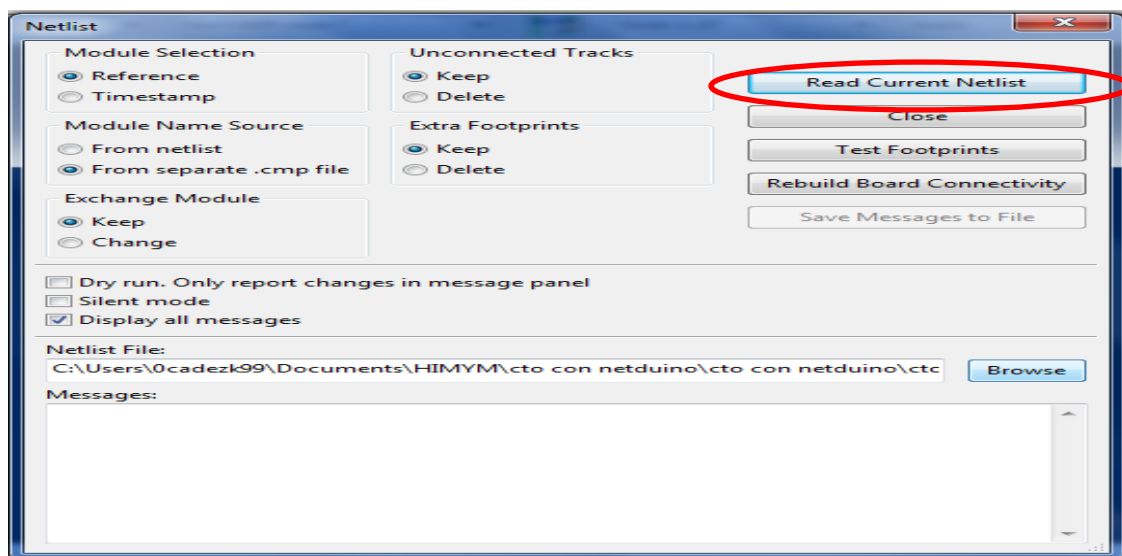


Figura 2.8 Ventana del pcbnew donde el programa leerá el Netlist

Paso 4: Contando ya con todos los componentes en el área de trabajo se comienza a organizar cada componente para que la pista quede sin ningún puente como se muestra en la figura 2.9, es en este paso donde nosotros podemos diseñar el tamaño y la forma que le queremos dar a el circuito.

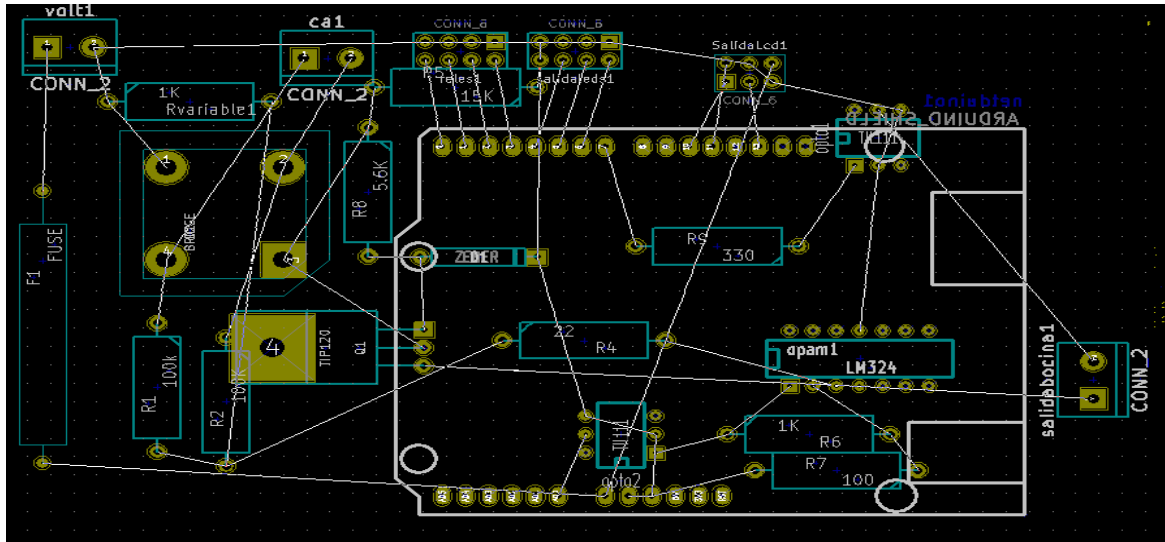


Figura 2.9 Ventana del pcbnew donde el programa leerá el Netlist

Paso 5: Una vez terminado de organizar cada componente se inicia con el proceso de direccionamiento de las pistas, las cuales serán guiadas por hilos que se conectan entre componentes basándose en el diagrama esquemático creado previamente, para marcar las pistas se oprimirá el botón añadir vías que se localiza al costado derecho ver figura 2.10.

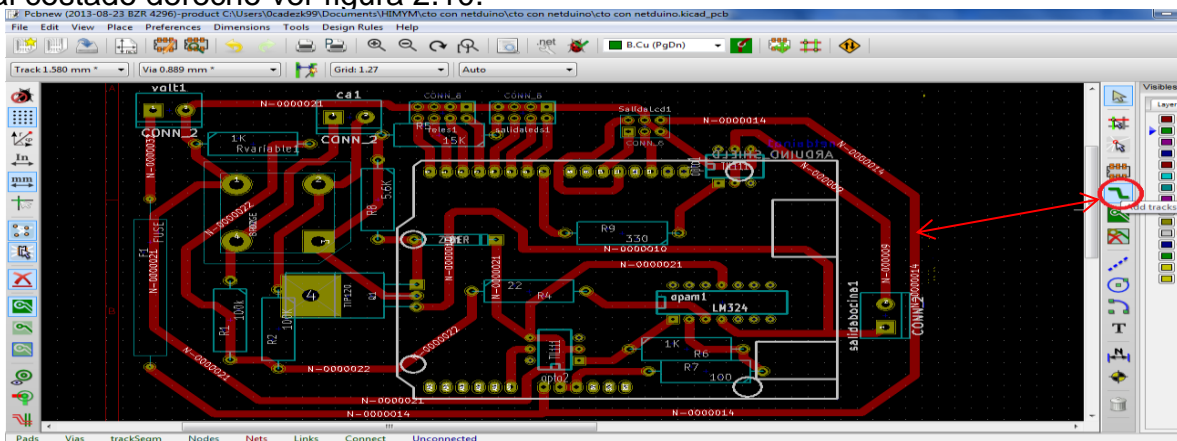


Figura 2.10 Ventana del pcbnew donde se puede observar uno de los circuitos en pcb ya terminado.

Paso 6: Después de terminar el diseño de las pistas se procede a la impresión de las placas para posteriormente plancharlas y pasar cloruro férrico para lograr que la placa contenga solo el cobre requerido para dichos circuitos.

Paso 7: Realizar la perforación de la placa y soldar cada componente al lugar que corresponde. La figura 2.11 muestra las placas de los circuitos del módulo ya terminadas.



Figura 2.11 Circuitos del MIBB ya soldados.

Paso 8: Teniendo todo los circuitos ya terminados se procederá a ensamblarlos para formar el módulo inteligente para banco de baterías. Ver figura 2.12

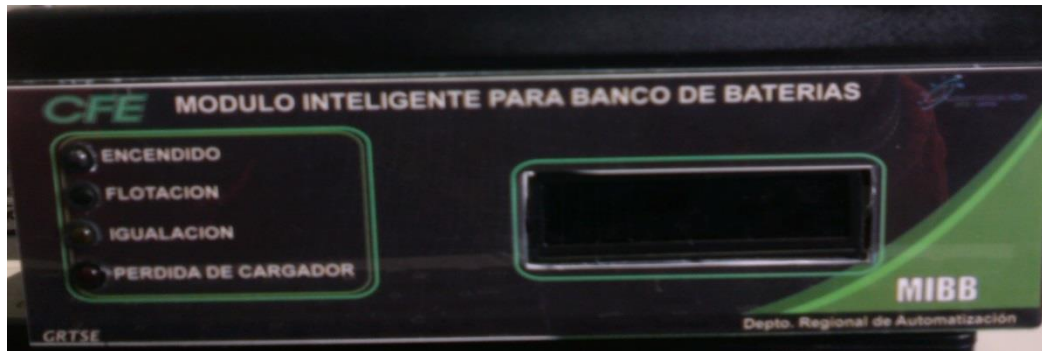


Figura 2.12 Módulo Inteligente para Banco de Baterías

CAPITULO III: CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE TRABAJO

Generalidades de la empresa:

Comisión Federal de Electricidad, Gerencia Regional de Transmisiones del Sureste.

Dirección: Carretera panamericana No.5675 int. 500 mts., col. Plan de Ayala, C.P. 29020, Tuxtla Gutiérrez Chiapas.

<http://www.cfe.gob.mx>

Antecedentes de la Empresa:

En 1937 México tenía 18.3 millones de habitantes, de los cuales únicamente siete millones contaban con electricidad, proporcionada con serias dificultades por tres empresas privadas.

En ese momento las interrupciones de luz eran constantes y las tarifas muy elevadas, debido a que esas empresas se enfocaban a los mercados urbanos más redituables, sin contemplar a las poblaciones rurales, donde habitaba más de 62% de la población. La capacidad instalada de generación eléctrica en el país era de 629.0 MW.

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

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

En 1938 CFE tenía apenas una capacidad de 64 kW, misma que, en ocho años, aumentó hasta alcanzar 45,594 kW. Entonces, las compañías privadas dejaron de

invertir y CFE se vio obligada a generar energía para que éstas la distribuyeran en sus redes, mediante la reventa.

Hacia 1960 la CFE aportaba ya el 54% de los 2,308 MW de capacidad instalada, la empresa Mexican Light el 25%, la American and Foreign el 12%, y el resto de las compañías 9%.

Sin embargo, a pesar de los esfuerzos de generación y electrificación, para esas fechas apenas 44% de la población contaba con electricidad. Por eso el presidente Adolfo López Mateos decidió nacionalizar la industria eléctrica, el 27 de septiembre de 1960.

A partir de entonces se comenzó a integrar el Sistema Eléctrico Nacional, extendiendo la cobertura del suministro y acelerando la industrialización. El Estado mexicano adquirió los bienes e instalaciones de las compañías privadas, las cuales operaban con serias deficiencias por la falta de inversión y los problemas laborales.

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

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

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

En los años 80 el crecimiento de la infraestructura eléctrica fue menor que en la década anterior, principalmente por la disminución en la asignación de recursos a la CFE. No obstante, en 1991 la capacidad instalada ascendió a 26,797 MW.

A inicios del año 2000 se tenía ya una capacidad instalada de generación de 35,385 MW, cobertura del servicio eléctrico del 94.70% a nivel nacional, una red de transmisión y distribución de 614,653 kms, lo que equivale a más de 15 vueltas completas a la Tierra y más de 18.6 millones de usuarios, incorporando casi un millón cada año.

A partir octubre de 2009, CFE es la encargada de brindar el servicio eléctrico en todo el país.

El servicio al cliente es prioridad para la empresa, por lo que se utiliza la tecnología para ser más eficiente, y se continúa la expansión del servicio, aprovechando las mejores tecnologías para brindar el servicio aún en zonas remotas y comunidades dispersas.

CFE es reconocida como una de las mayores empresas eléctricas del mundo, y aún mantiene integrados todos los procesos del servicio eléctrico.

Misión:

Prestar el servicio público de energía eléctrica con criterios de suficiencia, competitividad y sustentabilidad, comprometidos con la satisfacción de los clientes, con el desarrollo del país y con la preservación del medio ambiente.

Visión:

Ser una empresa de energía, de las mejores en el sector eléctrico a nivel mundial, con presencia internacional, fortaleza financiera e ingresos adicionales por servicios relacionados con su capital intelectual e infraestructura física y comercial.

Una empresa reconocida por su atención al cliente, competitividad, transparencia, calidad en el servicio, capacidad de su personal, vanguardia tecnológica y aplicación de criterios de desarrollo sustentable

Política de calidad:

Satisfacer las necesidades de energía eléctrica de la sociedad mejorando la competitividad asegurando la eficacia de los procesos de la dirección de operación, sustentados en la autonomía de gestión de sus áreas y en compromiso de:

- Desarrollar el capital humano
- Prevenir y controlar los riesgos que afectan la integridad de los trabajadores e instalaciones
- Cumplir con la legislación reglamentación y otros requisitos aplicables
- Prevenir la contaminación mejorando continuamente la eficacia de nuestro sistema integral de gestión

Objetivos:

1.- Garantizar el abasto del suministro eléctrico.

Asegurar un suministro eléctrico suficiente, oportuno y de calidad.

2.- Incrementar la competitividad.

Entregar nuestros productos y servicios con estándares internacionales, elevar la productividad de la empresa apoyados en innovación y desarrollo tecnológico, incrementar la eficiencia de sus procesos y optimizar costos.

3.- Dar un buen servicio al cliente.

Ser reconocidos por la calidad del servicio y la atención al cliente.

4.- Trabajar con criterios de desarrollo sustentable y responsabilidad social.

Ser una empresa ambiental y socialmente responsable que cumple con la legislación aplicable, que promueve y desarrolla la generación de energía renovable, el diálogo con la sociedad y la transparencia de sus actividades.

5.- Participar en nuevas áreas de oportunidad

Incrementar los beneficios de la CFE a través de proyectos que permitan aprovechar la infraestructura y el capital intelectual para la provisión de otros servicios relacionados no eléctricos. (Considera servicios de telecomunicaciones,

ingeniería, laboratorio, renta de infraestructura, y cualquier otro servicio que genere beneficios distintos al servicio eléctrico).

6.- Promover el liderazgo y desarrollo del personal.

Atender de forma integral el ciclo de vida laboral del capital humano, para contar con trabajadores que tengan una cultura de alto desempeño, liderazgo y estén a la vanguardia del conocimiento para el desarrollo de sus actividades.

7.- Contar con fortaleza financiera.

Garantizar la capacidad económica de la empresa, para hacer frente a su operación y proceso de expansión, así como la confianza de los mercados financieros.

CAPÍTULO IV: ACTIVIDADES REALIZADAS.

- ❖ Revisión y corrección de las líneas de transmisión a cargo de la Gerencia Regional de Transmisiones del Sureste (GRTSE).

Mediante el servidor de mensajes del SAD400 se revisaron y corrigieron las líneas de transmisión en la base de datos de todas las zonas a cargo de la gerencia regional de transmisiones de sureste.

- ❖ Rediseño de módulo inteligente para banco de baterías:
Se rediseño el Módulo inteligente para Banco de Baterías (MIBB)

- ❖ Obtención de los diagramas esquemáticos y del pcb del MIBB
Basándose en el viejo modelo del Módulo inteligente para banco de baterías se obtuvo los diagramas esquemáticos y el Pcb de los circuitos que conforman el MIBB utilizando el software libre kicad.

- ❖ Se Revisó y realizó pruebas en el nuevo diseño del MIBB.
Se realizó las pruebas y revisión de los circuitos buscando posibles fallos o errores que se pudieran originar en los nuevos cambios.

- ❖ Implementar completamente el nuevo diseño del Módulo Inteligente para Banco de Baterías en una de las subestaciones que se encuentren a cargo de la GRTSE.

- ❖ Creación de nuevas lógicas de programación para los interruptores de las zonas a cargo de la GRTSE mediante el servidor del SmartScada.

CAPÍTULO V. RESULTADOS OBTENIDOS.

Se revisaron las líneas de torres de transmisión y se observaron irregularidades en cuanto a sus coordenadas por ello se realizó la corrección de las de las mismas además de ello se elaboró la documentación y creación de un sistema SCADA para monitorear las baterías por medio de servidores del mismo sistema el cual permitirá obtener el monitoreo constante del banco de baterías que se encuentran en las subestaciones.

También se realizó la creación de nuevos códigos de programación para los interruptores de las zonas Tuxtla, Malpaso, Villahermosa, Itsmo y Tapachula, con el fin de obtener un sistema adicional que alerte sobre las alarmas que pudiesen dispararse en los interruptores.

CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES.

Con la corrección las líneas de trasmisiones del sistema de control de líneas de torres de transmisión correspondiente a la GRTSE se obtuvieron las coordenadas correctas logrando así una mayor confiabilidad al utilizar los datos.

Se integraron mayores protecciones Y se cambiaron las largas tiras de cables que daban al antiguo modelo un aspecto más enredado de lo que el circuito haciéndolo de esta manera más compacta y de fácil entendimiento por si en el futuro se le quiere agregar otros parámetros de revisión.

Con los nuevos códigos de programación creados en el servidor del SmartScada se obtuvo una mejor respuesta a las alarmas generadas por disparo de interruptores, de esta manera la GRSTE cuenta con otro medio para monitorear el comportamiento de los interruptores.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Páginas web:

1.-Introducción a scada fecha de consulta 14 de octubre 2013 disponible en:

www.uco.es/grupos/eatco/automatica/ihm/descargar/scada.pdf

2.-SCADA y HMI fecha de consulta 15 octubre 2013 disponible en

<http://www.indusoft.com/blog/2013/05/31/cual-es-la-diferencia-entre-scada-y-hmi/>

3.- SCADA fecha de consulta 14 octubre 2013 disponible en:

<http://es.wikipedia.org/wiki/SCADA>

4.- SISTEMAS SCADA fecha de consulta octubre 29 disponible en:

http://www.oocities.org/gabrielordonez_ve/SISTEMAS_SCADA.htm

5.- CFE fecha de consulta 22 de noviembre 2013 disponible en

http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/CFE_y_la_electricidad_en_Mexico/Paginas/CFEylaelectricidadMexico.aspx

- CFE MISION Y VISION fecha de consulta 22 noviembre disponible en

http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Paginas/Misionyvision.aspx

Anexos

ANEXOS

Ejemplos de unifilares utilizados

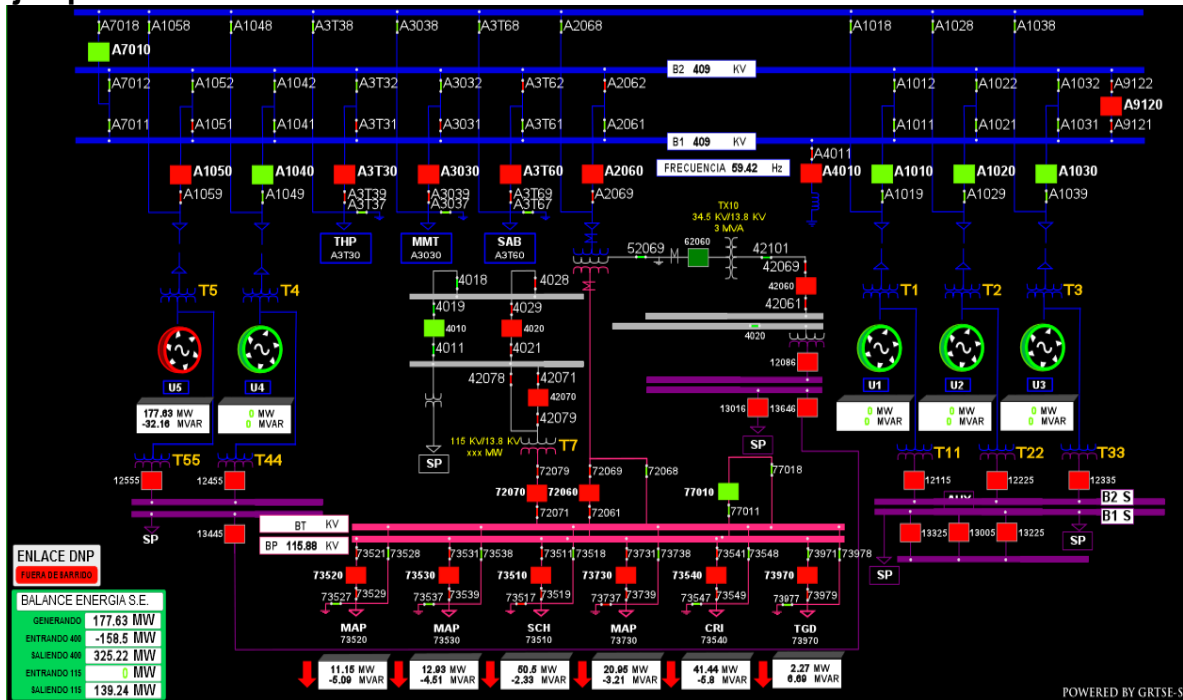


Figura: unifilar de Angostura.

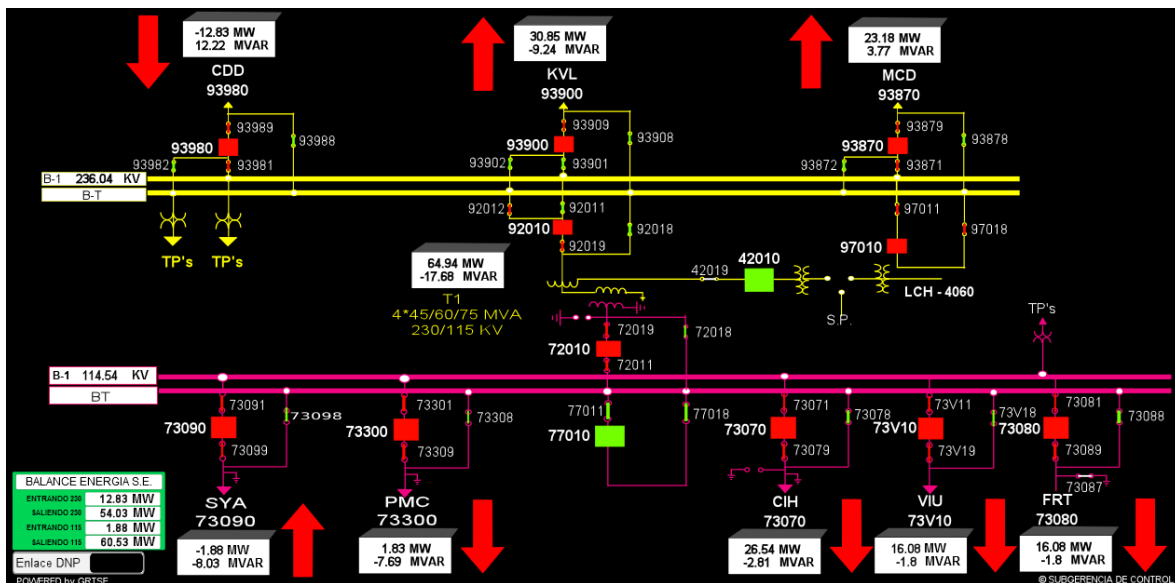


Figura: unifilar de Villa Hermosa Norte.

Código utilizado para la creación de las lógicas para envío de mensajes.

```
importPackage(Packages.grtse.Automatizacion.db);

println('----- INICIO de script para '

+ ID

+ ' - '+ EVENT_TIME

+ ' - '+ ITEM

+ ' - '+ ESTADO

+ ' - '+ QUALITY

+ ' - '+ SUBESTACION

+ ' - '+ DESCRIPCION

+ ' - '+ ACRONIMO

+ ' - '+ UPDATE_TIME

+ "----");

println("----->> Espero 15 seg...");

Packages.java.lang.Thread.sleep(15000);//espera a que se registren algunos
eventos que provienen de OPC...

println("----->> Fin de la espera...");

println("----->> Iniciando validacion....");

var obj_ToolDB = new ToolDB();//Creacion del objeto de base de datos...

var MENSAJE_RESULTADO = "DISPARO";

if(ESTADO == '0'){

    MENSAJE_RESULTADO = 'CERRADO';

}else{

    MENSAJE_RESULTADO = "DISPARO";

}
```

```

var CUCHILLA_1 = 'ANGD113';
var CUCHILLA_2 = 'ANGD114';
var CUCHILLA_9 = 'ANGD115';
var lista_protecciones = [
    "ANGD119",
    "ANGD120"
];
var bool_protecciones = proteccion_en_uno(lista_protecciones);
var bool_CUCHILLA_1 = ultimo_evento(CUCHILLA_1, UPDATE_TIME);
var bool_CUCHILLA_2 = ultimo_evento(CUCHILLA_2, UPDATE_TIME);
var bool_CUCHILLA_9 = ultimo_evento(CUCHILLA_9, UPDATE_TIME);
println("----->> Protecciones " + bool_protecciones);
println("----->> Cuchilla 1 " + bool_CUCHILLA_1);
println("----->> Cuchilla 2 " + bool_CUCHILLA_2);
println("----->> Cuchilla 9 " + bool_CUCHILLA_9);
if(
    (bool_CUCHILLA_1 || bool_CUCHILLA_2)
    && bool_CUCHILLA_9
    && bool_protecciones
){
    println("----->> Ocurrio un disparo....");
    guardar_evento(EVENT_TIME,ITEM,ESTADO,QUALITY,SUBESTACION,
DESCRIPCION, MENSAJE_RESULTADO ,UPDATE_TIME );
}else{
    println("----->> No cumple como evento de disparo....");
}

```

```

}
println('----- FIN '
+ ID
+ ' - '+ EVENT_TIME
+ ' - '+ ITEM
+ ' - '+ ESTADO
+ ' - '+ QUALITY
+ ' - '+ SUBESTACION
+ ' - '+ DESCRIPCION
+ ' - '+ ACRONIMO
+ ' - '+ UPDATE_TIME
+ "----");

function guardar_evento(_event_time, _item, _estado, _quality, _subestacion,
_descripcion, _acronimo, _update_time){
var query = "insert into historico_eventtags_code_salida "+
        "(event_time, item, estado, quality, subestacion, descripcion, acronimo,
update_time) "+
"values ( '"+ _event_time
+ "', '"+ _item
+ "', '"+ _estado
+ "', '"+ _quality
+ "', '"+ _subestacion
+ "', '"+ _descripcion
+ "', '"+ _acronimo
+ "', '"+ _update_time
+ " )";

```

```

println(query);

obj_ToolDB.ejecutarQuery(
    DBGESTOR.poolConexion(),
    query);
}

function ultimo_evento(_tag, _timestamp){
    var boolSalida = false;

    var query = "select SQL_NO_CACHE item, estado, quality, event_time,
update_time "+
        "from historico_eventos "+
        "where "+
        "item = '"+_tag+"' and "+
        "update_time <= '"+_timestamp+"' order by update_time desc
limit 1"+
var li = obj_ToolDB.ListQuery(
    DBGESTOR.poolConexion(),
    query);

var tuplas = li.toArray();
//tuplas.length
var estado = tuplas[0][1];
try{
    if(estado == '1'){
        boolSalida = true;
    }
}catch(error){

```

```

        boolSalida = false;
    }
    return boolSalida;
}

function estado_tag(__tag, __timestamp){
    var suma = 0;

    var tupla = edo_tag(__tag, __timestamp);

    for(var i = 0; i < tupla.length; i++){
        println('----- '+ ID + " "+ __tag +' item      -> ' + tupla[i][0]);
        println('----- '+ ID + " "+ __tag +' estado      -> ' + tupla[i][1]);
        println('----- '+ ID + " "+ __tag +' quality     -> ' + tupla[i][2]);
        println('----- '+ ID + " "+ __tag +' event_time  -> ' + tupla[i][3]);
        println('----- '+ ID + " "+ __tag +' update_time -> ' + tupla[i][4]);
        suma += tupla[i][1];
    }

    return (suma > 0);
}

function proteccion_en_uno(lista){
    var suma = 0;

    for(var x = 0; x < lista.length; x++){
        var protec = edo_tag(lista[x], UPDATE_TIME);

        for(var i = 0; i < protec.length; i++){
            if(protec[i][1] == '1'){
                println('----- '+ lista[x] +' item      -> ' + protec[i][0]);
                println('----- '+ lista[x] +' estado     -> ' + protec[i][1]);
            }
        }
    }
}

```

```

println('----- '+ lista[x] +' quality -> ' + protec[i][2]);
println('----- '+ lista[x] +' event_time -> ' + protec[i][3]);
println('----- '+ lista[x] +' update_time -> ' + protec[i][4]);
}
suma += protec[i][1];
}
}
return (suma > 0);
}
function edo_tag(_tag, _timestamp){
var query = "select SQL_NO_CACHE item, estado, quality, event_time,
update_time "+ "from historico_digitales "+ "where "+ "update_time between
date_add('"+_timestamp+"', INTERVAL -1 MINUTE) and '"+_timestamp+" and
"+"item = '"+_tag+" "'+";";
var li = obj_ToolDB.ListQuery(
DBGESTOR.poolConexion(),
query);
var tuplas = li.toArray();
return tuplas;
}

```