



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

REPORTE DE RESIDENCIA PROFESIONAL

PROYECTO:

**INSTALACION Y PUESTA EN SERVICIO DE EQUIPO D400,
PARA CONTROL LOCAL Y REMOTO HACIA ACOR**

DEPENDENCIA EN LA QUE SE REALIZÓ LA RESIDENCIA:

CFE (Comisión Federal de Electricidad)

ALUMNO:

Estrada Castellanos Jairo Yair

No. CONTROL:

02270479

ALUMNO PERTENECIENTE A LA CARRERA DE:

ING. ELECTRÓNICA

PERIODO DE RESIDENCIA:

INICIO: 8- FEBRERO-2011 TERMINO: 8-JUNIO-2011

**FECHA:
08-JUNIO-2011**

ÍNDICE:

INTRODUCCIÓN	4
CAPITULO UNO: Generalidades del proyecto	5
1.1 Nombre del proyecto	5
1.2 Información general de la empresa	5
1.3 Nombre del proyecto	5
1.4 Planteamiento del problema.....	6
1.5 Justificación.....	6
1.6 Objetivos	7
Generales.....	7
Específicos.....	7
1.7 Alcances y limitaciones	7
1.8 Metodología.....	8
CAPITULO DOS: Fundamento Teórico.....	10
2.1 Antecedentes	10
Protocolo CONITEL 2020.....	10
2.2 Generadores síncronos.....	14
Rotor.....	15
Estator o armadura.....	15
Regulador de velocidad.....	15
Funciones principales del regulador	16
Ejemplo de operación del regulador	16
Regulación de velocidad	17
2.3 Relación Frecuencia-Carga.....	17
Ley de Lenz y Faraday en generadores síncronos	19
2.4 Equipo D400.....	19
2.5 PLC SIEMENS (CPU 315-2 DP)	20
Tarjetas de entradas digitales (SM321).....	20
Tarjetas de salidas digitales (SM322)	22
Tarjetas de entradas analógicas	24

CAPITULO TRES: Desarrollo del proyecto	26
3.1 Actividades realizadas.....	26
Análisis del sistema y equipo	26
3.2 Inventario de recursos	27
3.3 Instalaciones	28
Instalación de gabinete para PLC	28
Instalación de gabinete para D400.....	28
3.4 Programación de PLC	29
Descripción del problema.....	29
Diagrama esquemático.....	30
Listado de direcciones.....	30
Algoritmo de control en PLC.....	33
3.5 Manual de usuarios (Operadores de central)	47
Observaciones y sugerencias.....	71
Conclusiones.....	71
Conclusiones.....	72
Referencias	72

INTRODUCCIÓN:

El Control de Generación Automático (AGC), de sus siglas en Ingles *Automatic Generation Control* es uno de los puntos más importantes de diseño y operación en los sistemas eléctricos de potencia. El objetivo del AGC en un sistema de poder interconectado, como el que se tiene en México, es mantener la frecuencia y el equilibrio entre carga-potencia generada en los valores deseados. Esto se logra ajustando los valores de salida en MW de las unidades generadoras en respuesta a las fluctuaciones de demanda de las cargas.

En un país en desarrollo como el nuestro, donde el sistema eléctrico se vuelve cada vez más complejo, se requiere mejores controladores, rápidos y con interfaces fáciles de utilizar para los operadores de las centrales generadoras de la CFE.

El presente reporte de residencia es el resultado del trabajo realizado en la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres en Chicoasén. En donde se puso en servicio el equipo D400, que servirá como unidad terminal remota, que junto con un PLC SIEMENS ejercerán ordenes de control sobre tres de las turbinas de dicha central. En páginas siguientes se explicaran a detalle las partes de la que esta compuesta la instalación y puesta en servicio del equipo D400 (dispositivo de la compañía General Electric), el cual tiene como finalidad tomar comandos de mando o consignas de potencia de ACOR (dependencia de la CFE encargada de la administración del AGC) para después enviar estos valores al PLC y este a su vez, por medio de un algoritmo de control, tome decisiones y aplique señales de mando en los gobernadores de velocidad de las turbinas de las unidades 6, 7 y 8 de esta central.

CAPITULO UNO: GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1 NOMBRE DEL PROYECTO:

Instalación y puesta en servicio de equipo D400, para control local y remoto de generación desde ACOR.

1.2 INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA:

El proyecto se llevo acabo en:

- Comisión Federal de Electricidad (CFE). Gerencia Regional de Transmisión Sureste. Zona de Transmisión Tuxtla. Sector Chicoasén.
- Ubicado en:
Carretera Tuxtla-Osumacinta Km. 40, C.P. 29190, Municipio de Osumacinta, Estado de Chipas. Subestación Manuel Moreno Torres.
Tel. (961) 617-0141.

1.3 AREA ESPECIFICA DONDE SE LLEVO A CABO EL PROYECTO:

Los trabajos realizados que dieron origen a este reporte se realizaron en el departamento de control e informática en el area de transmisión sector Chicoasén.

El departamento de **control e Informática** del área de Transmisión de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres se encarga, entre otras actividades, de las siguientes, consideradas las más relevantes:

- Mantenimiento y supervisión de equipos de control
- Control Automático de Generación AGC
- Sistema de Información y Control Local de Estación (SICLE)
- Sistema de Medición de Energía (SIME)
- Mantenimiento de equipos de cómputo
- Mantenimiento y supervisión de equipos de la red de datos
- Coordinación con los demás departamentos del sector para la atención de fallas en la subestación.

1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las unidades generadoras seis, siete y ocho (U6, U7 y U8) de la central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres no cuentan con control AGC. La consola de control que estaba destinada para esta tarea no funciona debido a una falla que inutilizó el equipo. La dependencia de CFE encargada de la administración de la red eléctrica nacional (ACOR= Área de Control Oriental) exige a la central MMT poner en servicio un nuevo control de AGC a la brevedad posible.

1.5 JUSTIFICACIÓN:

Diariamente un sistema eléctrico demanda variaciones de potencia que se manifiestan por el desequilibrio entre las cargas y la generación del sistema, este desequilibrio se traduce en desviaciones de su frecuencia nominal, las cuales deben ser corregidas en tiempo real, variando la generación de las unidades.

Para satisfacer en forma eficiente, segura y confiable, la demanda de potencia del sistema, el AGC soporta 2 modalidades de control (manual y AGC), con lo cual se garantiza la estabilidad del sistema de potencia, controlando los MW demandados por el sistema.

Por la forma en que generan las unidades, y la forma en cómo reaccionan estas a las consignas de potencia requeridas por el sistema, las unidades de las hidroeléctricas son perfectas para usarse como regulación frecuencia-carga. Por esta razón es muy importante contar con el AGC en todas las unidades de esta planta. El tener tres generadores indisponibles para los trabajos de regulación de la red eléctrica nacional, afecta de manera importante la regulación, especialmente, si tomamos en cuenta que cada unidad puede producir hasta 310 MW. El margen de regulación que puede obtenerse con las tres unidades juntas es importante.

1.6 OBJETIVOS:

Objetivo general:

Instalar y poner en servicio una RTU (Remote Terminal Unit D400), que sirva como interfaz entre el ACOR (Área de Control Oriental) y las unidades generadoras seis, siete y ocho de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres, para ejercer mandos de control sobre éstas, a través de un PLC SIEMENS al cual, también se le debe instalar y programar el algoritmo de control adecuado, de tal forma que el operador de dicha central tenga la opción de controlar los MegaWatts de salida de las unidades de manera local, si el así lo requiere, ó de poder ceder el control al ACOR según las necesidades del sistema eléctrico nacional interconectado de potencia del país.

Objetivos específicos:

Realizar un algoritmo de control para cargarse en el PLC a utilizarse, que sea capaz de controlar la salida de generación de cada unidad y a la vez tomar lecturas de potencia activa, reactiva y voltaje ACOR.

Realizar un manual que ayude a los operadores de esta central a entender los procedimientos de incorporar ó sacar de servicio cada unidad generadora al Control Automático de Generación nacional.

1.7 ALCANCES Y LIMITACIONES

Alcances:

- El desarrollo de este proyecto puede ser usado como parte de la modernización de otras centrales que también cuentan con equipos obsoletos o muy viejos.
- El proyecto forma parte de una interfaz robusta, rápida, segura y fácil de usar y manipular para el operador y personas encargadas de mantenimiento.
- La integración de unidades que ya estaban fuera del control AGC al sistema de regulación de la red interconectada de poder del país.

Limitaciones:

- A pesar de que en la central se cuenta con ocho unidades generadoras este proyecto se enfocara en automatizar el control AGC para tres unidades únicamente.
- Este proyecto no considera los gobernadores de velocidad de cada unidad. Solo se cuenta con información del tipo de señales que el departamento de control e Informática entregará al personal encargado del departamento de control del área de generación de la central.
- Este proyecto no considera la modernización de equipos de medición. Se utilizarán señales ya existentes.

1.8 METODOLOGÍA:

- Hacer inventario de recursos: Para este trabajo es necesario conocer con que recursos se cuenta en el departamento, ya sean recursos humanos, materiales, de señalización, etc. De esta forma se obtienen los datos de lo que se necesita.
- Planear el trabajo: Los departamentos de Control (área de generación) y Control e Informática (área de transmisión) son los encargados de llevar a cabo este proyecto, por lo tanto, es necesario saber que trabajos le corresponde a cada departamento para evitar confusiones y retrasos.
- Obtener señales de medidores: Ya se cuenta con estas señales, son parte del equipo ahora descompuesto, son necesarias para las medidas de potencia activa, potencia reactiva y voltaje de cada unidad.
- Instalar gabinetes de control: Son necesarios dos gabinetes de control para el desarrollo de este proyecto: Uno se ubica las inmediaciones de las unidades generadoras, este gabinete alojara los transceivers, PLC, tarjetas, relevadores auxiliares y fuente de poder del PLC; el otro gabinete, instalado en el área de los tableros de control, alojara al equipo D400 de la marca *General Electric*, sus dos fuentes de poder y un transceiver (convertidor de medios: fibra óptica – RS232).

- Tender fibra óptica entre gabinete de control (localizado en campo) y la RTU (localizada en tableros de control). Cada final de tendido de fibra tiene instalado su respectivo transceiver. La fibra óptica forma parte de la modalidad de modernización de CFE en donde se hace mención de la prioridad que tiene la empresa de sustituir todo cableado de comunicación y señalización de cobre por fibra óptica.
- Instalar de PLC en gabinete en campo: El Controlador Lógico Programable esta encargado de usar los valores de potencia recibidos y entregar los valores actuales medidos al dispositivo maestro, por medio de un algoritmo de control.
- Instalar equipo D400 en gabinete de control: Este quipo es el “intermediario” entre el ACOR y el PLC encargado de ejecutar el algoritmo de control. Su función es, recibir consignas de potencia del sistema, por protocolo DNP3, entregar valores de potencia activa, reactiva y voltajes medidos actuales al sistema y encuestar al PLC con los valores instantáneos de los medidores. El equipo D400 funciona como esclavo para el sistema y como maestro para el Controlador Lógico Programable.
- Instalar IHM: La IHM (Interfaz Hombre Máquina) es la encargada de proporcionar al operador de la central el control de mando del AGC, de una manera amigable y fácil de usar. Su localización será en las inmediaciones de los tableros de control.
- Programar dispositivos y desarrollar algoritmos de control: Cada dispositivo tiene que ser configurado en los parámetros en los que serán utilizados, por lo tanto: el equipo D400, el PLC, las tarjetas de comunicación, tarjetas de entradas y salidas analógicas, tarjetas de entradas y salidas digitales, transceivers, medidores y pantalla IHM tienen que ser configurados de forma correcta para su correcto funcionamiento.
- Realizar manual de operación: Este manual le servirá a los operadores de la central para entender los aspectos generales y de operación de la IHM del control AGC.
- Realizar pruebas locales: Una vez hecho todos los pasos anteriores, se procede a las pruebas de control local. Con esto se detectan fallas y se planean mejoras en todos los aspectos relacionados con el proyecto. En la experiencia particular de esta puesta en servicio, se puede decir, que las áreas que más necesitaron mejoras y donde hubo el mayor número de fallas fueron: La comunicación y el algoritmo de control.
- Realizar pruebas de sintonización: Estas pruebas son las más esperadas, tanto por los departamentos que trabajaron en el proyecto como para los administradores de la red a nivel nacional. En estas pruebas es donde se

puede ver el resultado de todo el trabajo realizado durante estos 4 meses. Las unidades responden de manera muy eficiente ante los cambios de frecuencia y ante los requerimientos de nuevas consignas de potencia del Sistema Nacional de Poder.

CAPITULO DOS: FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES:

Protocolo CONITEL 2020 (Usado en antiguos control AGC)

Descripción general:

El protocolo CONITEL 2020 es un protocolo de comunicación asíncrono usado en diversos sistemas SCADA. El mensaje CONITEL esta compuesto de 31 bits, mas un mensaje de sincronización llamado “start bit” al frente del primer block de mensajes y al final del ultimo block. El protocolo puede usar, ya sea la configuración “point-to-point” o la “configuración “multi-drop”. El protocolo puede usarse en modo de operación Duplex o half-duplex. La seguridad en la comunicación se hace por un código BCH de 5 bits que esta incluido en cada block de mensajes.

Cualquier tipo de intercambio de información en CONITEL tiene que ser inicializado por el maestro. La unidad remota no puede iniciar ningún intercambio de información ni con el maestro ni con otras unidades remotas. La unidad remota responderá al maestro a todos los mensajes enviados con la dirección de esta. La única excepción a esta condición es cuando el maestro envíe un mensaje a todas las unidades remotas, en donde ninguna de ellas responderá. Cuando un mensaje es recibido por una remota, esta chequeará el mensaje con el código BCH contenido en el propio mensaje, si el chequeo de seguridad no es correcto, la unidad remota ignorará este mensaje, y ninguna acción de respuesta será iniciada.

Formato de mensaje:

El block de mensajes esta dividido en tres partes. Hay dos secciones de 13 bits (llamadas secciones A y B) y una sección de 5 bits que sirve para el chequeo de dígitos. Cada sección de 13 bits tiene un bit de reserva, estos son llamados bit A y bit B. Los bits restantes son utilizados para información, punteros de identificación y datos.

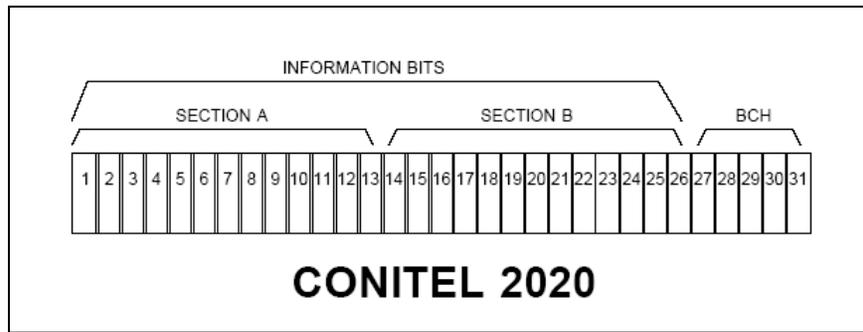


fig.2.1 Basic Message Format

Sección de dirección:

El primer block de mensaje transmitido, ya sea de una unidad maestra a una remota, o de una remota a una maestra, siempre contiene información de dirección en la parte A del mensaje. Los mensajes en los siguientes blocks (si los hay) contienen datos en la parte A del block.

La sección A del mensaje esta dividido en tres partes de 4 bits cada una. A estos se les llama códigos de función. A continuación en FIG. T-2 se puede ver este formato.

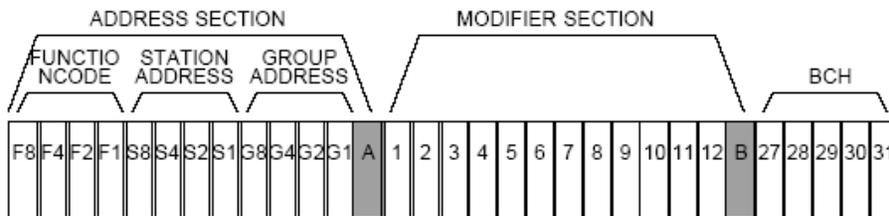


fig 2.2 Master/Remote Message Format

A continuación se presentan los códigos de funciones usadas en el protocolo CONITEL 2020.

Function Code	Description	Implemented
0000	Scan	Y
0001	Execute	Y
0010	Trip (check-Before-Operate)	Y
0011	Set point A	Y
0100	Close (check-Before-Operate)	Y
0101	Set Point B	Y
0110	Unassigned	N
0111	Unassigned	N
1000	Reset	Y
1001	Master Station request	N
1010	New SOE Events	N
1011	Repeat SOE Events	N
1100	Unassigned	N
1101	Unit Raise/Lower	Y
1110	Freeze and Scan Accumulators	Y
1111	Freeze and Scan Accumulators with reset	Y

Tabla 2.1 Formato de código de Funciones

Sección de modificación:

La sección B de un mensaje en la transmisión de maestra a remota, puede ser usada para mandar información adicional a esta última. Esta sección es usada para seleccionar la salida de algún relay en particular (1 al 12), para disparos de protección y para señales de control de subir o bajar para tres unidades generadoras.

Chequeo de error BHC:

Los restantes 5 bits en todos los blocks de mensaje se usan como chequeo de error para asegurarse que los 26 primeros bits de cada block han sido recibidos de manera correcta. El código de chequeo de error es generado por el polinomio $X^5+X^2+X^0$.

Tipos de mensaje:

En las comunicaciones del protocolo CONITEL el intercambio de información se da de dos distintas formas: solicitud de datos y solicitud de control. En la solicitud de datos el maestro transmite un mensaje solicitando información de la unidad remota. La unidad remota contesta transmitiendo los datos solicitados. Estos datos pueden ser de cualquier tipo; entradas o salidas discretas, entradas analógicas, acumulador, variables calculadas, parámetros de la unidad remota y salidas analógicas.

Las solicitudes de control están definidas de la siguiente manera: el maestro solicita a la remota cambiar o modificar una condición interna, por ejemplo subir/bajar Mega Watts de poder generados de una unidad generadora.

Tabla de configuración

La siguiente tabla muestra los principales parámetros de configuración y los bytes que ocupan cada uno de ellos.

Word	Byte #	Function
0	0,1	RTU Number; Number of Data Tables to read
1	2,3	Reserved-set to 0000 _H
2	4,5	Baud rate; Reserved
3	6,7	Reserved; Control de-select time HI
4	8,9	Control de-select time LOW; Reserved
5	10,11	Reserved-set to 0000 _H
6	12,13	Reserved-set to 0000 _H
7	14,15	Reserved; PLC Swap Enable
8	16,17	RTS/CTS Delay
9	18,19	Reserved; Dual Modem Enable (01 _H =enable)
10	20,21	Pre-transmission MARK duration
11-24	22-49	Spare-set to 0000 _H

Configuration Header

Tabla 2.2 Parámetros de configuración

2.2 GENERADORES SÍNCRONOS

Descripción general:

El principio de funcionamiento de un G.S. generador síncrono, se basa en la ley de Faraday. Para crear tensión inducida en el circuito de armadura (estator), debemos crear un campo magnético en el rotor o circuito de campo, esto lo lograremos alimentado el rotor con una fuente de C.D., dependiendo el tamaño del generador las corrientes y los voltajes necesarios para la excitación pueden variar: Este campo magnético inducirá una tensión en el devanado de armadura o estator, por lo que tendremos una corriente alterna fluyendo a través de él.

Al operar como generador, le es suministrada a la máquina por la aplicación de un torque y por la rotación del eje de la misma, una fuente de energía mecánica puede ser, en nuestro caso, una turbina hidráulica, pero también puede ser una turbina a gas o a vapor. Una vez estando el generador conectado a la red eléctrica, su rotación es dictada por la frecuencia de la red, pues la frecuencia de la tensión trifásica depende directamente de la velocidad de la máquina.

Para que la máquina síncrona sea capaz de efectivamente convertir energía mecánica aplicada a su eje, es necesario que el enrollamiento de campo localizado en el rotor de la máquina sea alimentado por una fuente de tensión continua de forma que al girar el campo magnético generado por los polos del rotor tengan un movimiento relativo a los conductores de los enrollamientos del estator.

Debido a ese movimiento relativo entre el campo magnético de los polos del rotor, la intensidad del campo magnético que atraviesa los enrollamientos del estator irá a variar el tiempo, y así tendremos por la ley de Faraday una inducción de tensiones en las terminales de los enrollamientos del estator.

Debido a distribución y disposición espacial del conjunto de enrollamientos del estator, las tensiones inducidas en sus terminales serán alternas senoidales trifásicas.

La corriente eléctrica utilizada para alimentar el campo es denominada corriente de excitación. Cuando el generador está funcionando aisladamente de un sistema eléctrico (o sea, está en una isla de potencia), la excitación del campo irá a controlar la tensión eléctrica generada. Cuando el generador está conectado a un sistema eléctrico que posee diversos generadores interligados, la excitación del campo irá a controlar la potencia reactiva generada.

Rotor:

Es la parte de la máquina que realiza el movimiento rotatorio, constituido de un material envuelto en un enrollamiento llamado de "enrollamiento de campo", que tiene como función producir un campo magnético constante.

La tensión aplicada en ese enrollamiento es continua y la intensidad de la corriente soportada por ese enrollamiento es mucho más pequeño que el enrollamiento del estator, además de eso el rotor puede contener dos o más enrollamientos, siempre en número par y todos conectados en serie siendo que cada enrollamiento será responsable por la producción de uno de los polos del electroimán.

Estator o armadura:

Por el estator circula toda la energía eléctrica generada, siendo que tanto la tensión en cuanto a corriente eléctrica que circulan son bastante elevadas en relación al campo, que tiene como función sólo producir un campo magnético para "excitar" la máquina de forma que fuera posible la inducción de tensiones en las terminales de los enrollamientos del estator.

La máquina síncrona está compuesta básicamente de una parte activa fija que se conoce como inducido o ESTATOR y de una parte giratoria coaxial que se conoce como inductor o ROTOR. El espacio comprendido entre el rotor y el estator, es conocido como entrehierro.

Esta máquina tiene la particularidad de poder operar ya sea como generador o como motor. Su operación como alternador se realiza cuando se aplica un voltaje de c-c en el campo de excitación del rotor y a su vez éste es movido o desplazado por una fuente externa, que da lugar a tener un campo magnético giratorio que atraviesa o corta los conductores del estator, induciéndose con esto un voltaje entre terminales del generador.

Regulador de velocidad

Un gobernador de velocidad es un sistema que regula la entrada de agua a la turbina, la cual hace rotar al rotor del generador.

Para mantener una frecuencia constante de 60 Hz la velocidad del rotor debe de mantenerse constante. El regulador de velocidad recibe información de la velocidad de rotación de la turbina y ajusta el flujo de agua para mantenerla correcta.

A continuación en la fig. RE.1 se muestra un diagrama esquemático del sistema de control del regulador de velocidad de una unidad hidroeléctrica:

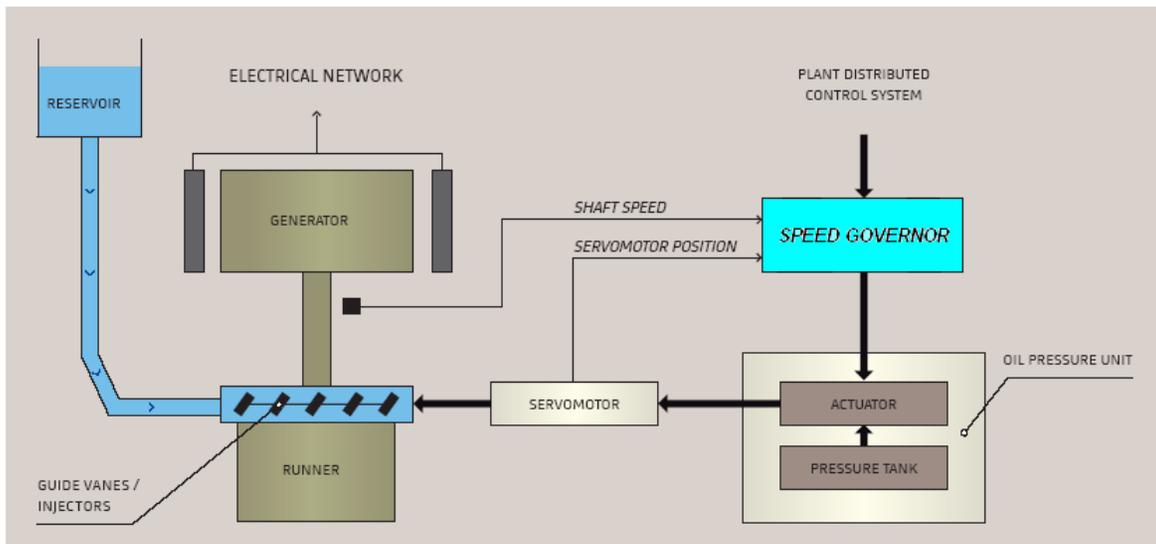


Fig. 2.3 Governing System Architecture

Funciones principales del regulador de velocidad:

- Controlar las secuencias de encendido y apagado de la turbina.
- Sincronización de la unidad con el sistema.
- Control de la potencia activa suministrada por el generador a la red interconectada.
- Protección de la turbina contra “sobre velocidad” en caso de rechazo de carga.
- Control de la frecuencia de la red de poder.

Ejemplo de operación del regulador:

Si un decremento en la frecuencia ocurre, debido a pérdida de generación o incremento de carga, la velocidad de la flecha de cada generador síncrono también disminuirá. Este decremento de velocidad es detectado por un sistema de censado y enviado al regulador de velocidad. El regulador ordenará al servomotor incrementar el flujo de agua hacia la turbina, y así el sistema regresara a la frecuencia deseada. De igual forma cuando se detecte un incremento en la

frecuencia se le ordenará al servomotor decrementar el flujo de agua y de ésta forma regresar a la frecuencia de referencia.

Regulación de velocidad:

El termino regulación de velocidad se refiere al cambio en la magnitud de velocidad o la frecuencia necesaria para provocar una salida del generador síncrono desde mínimo hasta máximo. En contraste con el término "droop" este término se enfoca en la salida del generador en vez de la posición de las válvulas o del servo motor. En el caso de las hidroeléctricas el valor droop será significativamente diferente del valor de la velocidad de regulación. Esto se debe a una relación de no linealidad entre la posición de la válvula y la cantidad de agua que pasa por ella. Para implementar la regulación de velocidad se utiliza un transductor que a su salida muestra la potencia de salida del generador.

2.3 RELACIÓN FRECUENCIA-CARGA

Un sistema tiende a mantener su energía constante.

El magnetismo no es sino una de las formas en que se manifiesta la energía, resulta que una bobina intenta mantener su flujo magnético (su energía magnética almacenada) constante. Si causas externas lo hacen disminuir, la bobina reaccionará creando una corriente que mantenga el flujo inicial. Si, por el contrario, causas externas lo hacen aumentar, la bobina reaccionará creando una corriente que origine un flujo contrario, a fin de disminuir el flujo y mantenerlo en su valor inicial. Naturalmente esta situación no se puede mantener, ya que una bobina, por sí sola, no es capaz de generar energía indefinidamente. Pasado un cierto tiempo, la reacción de la bobina cesará y "aceptará" las condiciones impuestas desde el exterior. Este comportamiento de las bobinas fue descubierto experimentalmente por Lenz, quien enunció su Ley de la siguiente manera:

"Cuando varia el flujo magnético que atraviesa una bobina, esta reacciona de tal manera que se opone a la causa que produjo la variación"

Es decir, si el flujo aumenta, la bobina lo disminuirá; si disminuye lo aumentará. Para conseguir estos efectos, tendrá que generar corrientes que, a su vez, creen flujo que se oponga a la variación. Se dice que en la bobina ha aparecido una CORRIENTE INDUCIDA, y, por lo tanto, UNA FUERZA ELECTROMOTRIZ INDUCIDA.

Ejemplo:

Supongamos que la bobina, situada a la izquierda en la figura siguiente, tiene un flujo nulo. Por lo que la corriente I será nula también. Si le acercamos un imán, parte del flujo de éste atravesará la propia bobina, por lo que el flujo de la bobina pasará de ser nulo a tener un valor. La bobina reaccionará intentando anular este aumento de flujo y lo hará creando una corriente I en el sentido indicado en la figura, porque de esa manera, esta corriente creará un flujo contrario oponiéndose al aumento impuesto desde el exterior. Una vez transcurrido cierto tiempo, la bobina se ha amoldado a las nuevas condiciones y el flujo que la atraviesa será el que le impone el imán. Al amoldarse dejará de crear la corriente indicada, que pasará de nuevo a ser cero.

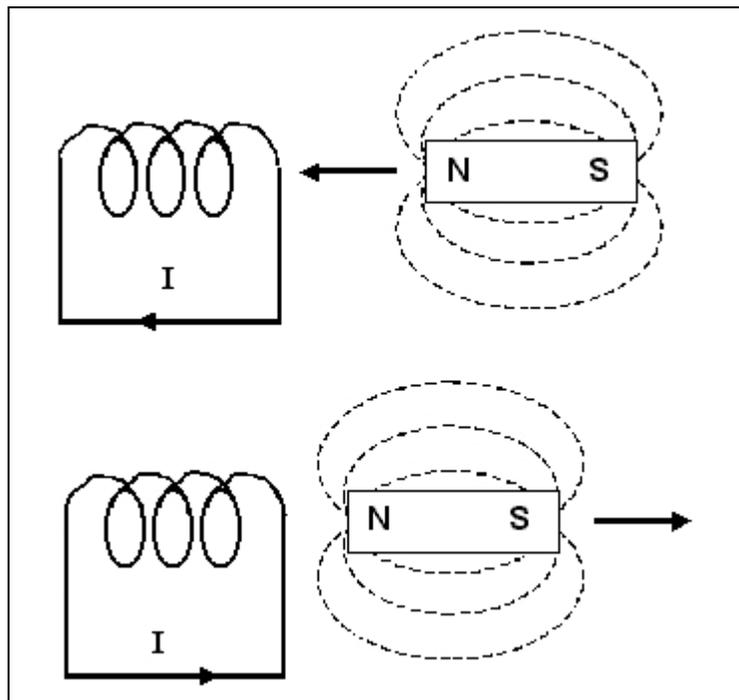


Fig 2.4 Ejemplo ilustrativo de la Ley de Faraday

Si ahora se aleja el imán, el flujo que estaba ahora atravesando la bobina disminuirá, por lo que la bobina reaccionará creando de nuevo una corriente esta vez de signo contrario al anterior, para producir un flujo que se oponga a la disminución.

LEY DE FARADAY.- La Ley de Lenz solamente habla de la forma en que se comporta la bobina pero no dice nada acerca de la magnitud de la corriente o de la fuerza electromotriz inducida. Faraday llegó a la conclusión que esta (la fuerza electromotriz E) vale:

$$\mathbf{E} = - \mathbf{n} \frac{\Delta\phi}{\Delta t}$$

Siendo:

E: f.e.m. inducida

n: Número de espiras de la bobina

Df: Variación del flujo

Dt: Tiempo en que se produce la variación de flujo

El signo menos (-) indica que se opone a la causa que lo produjo (Ley de Lenz)

Ley de Lenz y Faraday en generadores síncronos:

Cuando un generador es sincronizado con un sistema de poder interconectado, su velocidad de rotación queda regida por la frecuencia de este. Cuando más carga es adherida al sistema, este demanda más corriente de los generadores.

Si la corriente en los embobinados de un generador es más grande, estos ejercerán una oposición mayor al campo rotatorio (rotor) de tal forma que se necesitara mas poder para mantener la frecuencia constante.

De igual forma, si se le retira carga al sistema. Se necesitara menos poder en los generadores para mantenerlos girando a la misma velocidad, y por lo tanto mantener la frecuencia.

2.4 EQUIPO D400 (especificaciones generales)

El D400 es un equipo administrador de información o concentrador de datos. Al recolectar información de los equipos existentes en una subestación obteniendo de ellos: estados, mediciones, eventos, alarmas, reportes de falla. Esta información será concentrada y procesada para su emisión hacia centros de control mediante protocolos SCADA.

El D400 incluye en su sistema base la interfaz Hombre Maquina (IHM) por lo que el sistema puede operar como una IHM Local dentro de la subestación al realizar la conexión de los accesorios (Monitor, Teclado y Mouse) o bien el acceso Local o Remoto vía Ethernet por una conexión del tipo HTTP/HTTPS de acuerdo al nivel de seguridad que el usuario defina para su equipo.

Operación:

El D400 obtiene información de cada uno de los equipos existentes en una subestación mediante protocolos de comunicación en forma serial o vía ethernet

de acuerdo a la posibilidad de los IEDs. Esta información es procesada en el D400 generando información adicional, puntos calculados, que junto con la información real, la obtenida de los IEDs, será concentrada en la base de datos y estará disponible para su emisión hacia un sistema SCADA y/o visualización local en la IHM D400.

La realización de estas tareas es desempeñada por aplicaciones contenidas en el software embebido del D400 que opera en sistema Operativo Linux. La configuración de estas aplicaciones se realiza por el usuario ajustándolas a sus necesidades.

Apariencia física de equipo D400:



Fig 2.5 Apariencia Física de equipo D400

Conexión del D400 a sistemas SCADA:

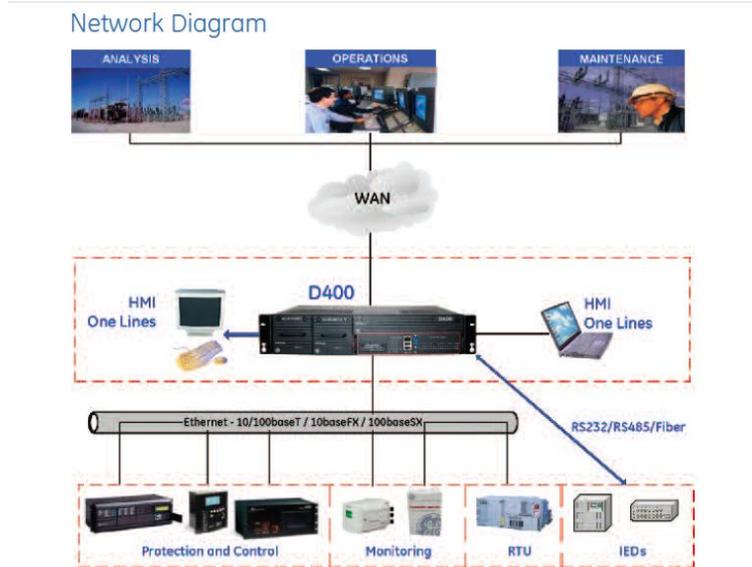


Fig 2.6 Conexión de D400 con sistemas SCADA

2.5 PLC SIEMENS CPU 315-2 DP

TARJETA DE ENTRADAS DIGITALES (SM321)

Nº de referencia:

6ES7 321-1CH20-0AA0

Propiedades

El módulo SM 321; DI 16 x 48-125 VDC se distingue por las propiedades siguientes:

- ✚ 16 entradas, separadas galvánicamente en grupos de 8.
- ✚ Tensión nominal de entrada 48 a 125 V c.c.
- ✚ Adecuado para conmutadores y detectores de proximidad (BERO) a 2/3/4 hilos.

Esquema de conexiones y de principio del módulo SM 321; DI 16 x 48-125 VDC

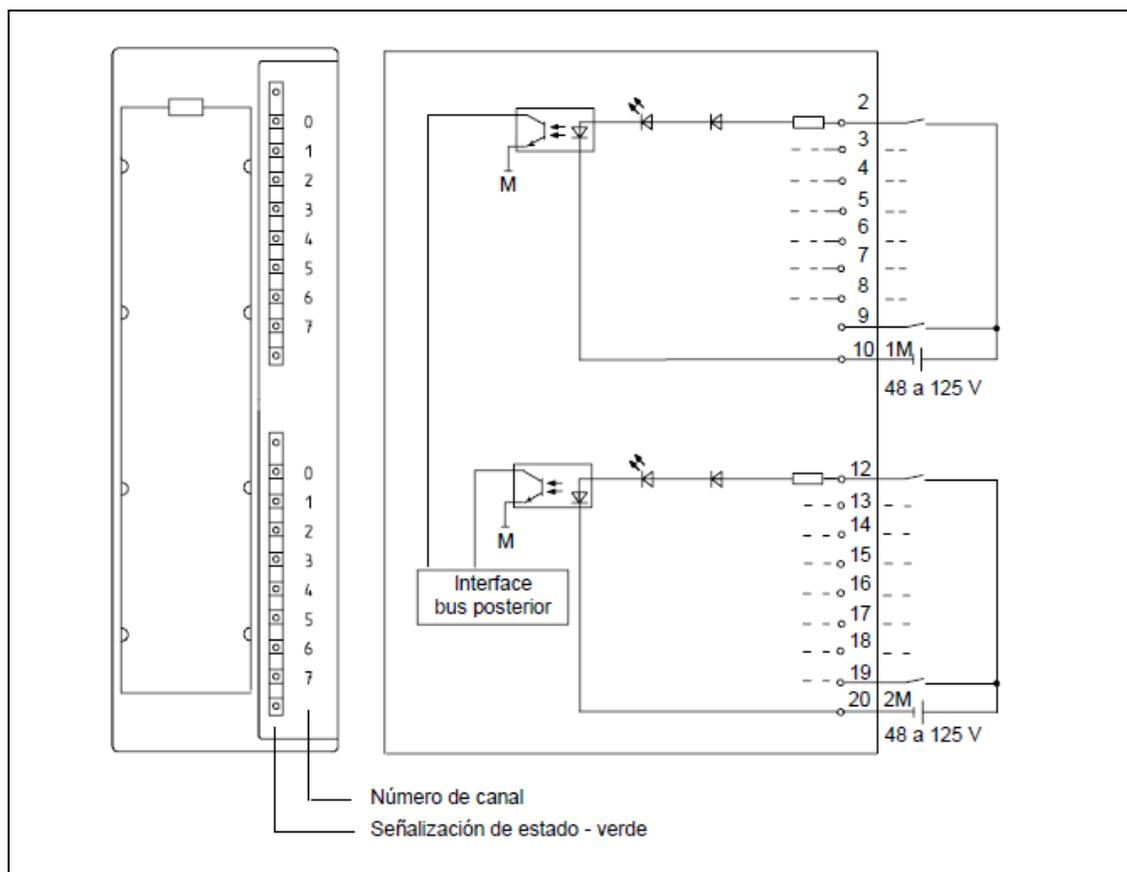


Fig. 2.7 Esquema de entradas digitales

Datos técnicos del módulo:

Dimensiones y peso		Estados, alarmas, diagnóstico	
Dimensiones A x A x P (en mm)	40 x 125 x 120	Señalización de estado	un LED verde por canal
Peso	aprox. 200 g	Alarmas	ninguna
Datos específicos del módulo		Funciones de diagnóstico	ninguna
Soporta operación sincronizada	no	Datos para selección de un sensor	
Cantidad de entradas	16	Tensión de entrada	
Longitud de cable		• valor nominal	48 V a 125 V c.c.
• sin pantalla	máx. 600 m	• para señal "1"	30 V a 146 V
• con pantalla	máx. 1.000 m	• para señal "0"	-146 V a 15 V
Tensiones, intensidades, potenciales		Corriente de entrada	
Cantidad de entradas accesibles simultáneamente con U _E	hasta 60 V hasta 146V	• con señal "1"	typ. 3,5 mA
• montaje horizontal		Retardo de entrada	
hasta 50° C	8 8	• de "0" a "1"	0,1 ms a 3,5 ms
hasta 60° C	8 6	• de "1" a "0"	0,7 ms a 3,0 ms
• montaje vertical		Característica de entrada	según CEI 61131, tipo 1
hasta 40° C	8 8	Conexión de BERO a 2 hilos	posible
Separación galvánica		• intensidad de reposo admisible	máx. 1 mA
• entre canales y bus posterior	si		
• entre los canales en grupos de	si 8		
Diferencia de potencial admisible	146 V c.c. / 132 V c.a.		
• entre circuitos diferentes			
Aislamiento ensayado con	1.500 V c.c.		
Consumo			
• del bus posterior	máx. 40 mA		
Disipación del módulo	tip. 4,3 W		

Tabla 2.3 Datos generales de tarjeta de entradas digitales

TARJETA DE SALIDAS DIGITALES (SM322)

Nº de referencia:

6ES7 322-1FL00-0AA0

Características:

El módulo SM 322; DO 32 ϕ AC 120V/230V/1,0 A se distingue por las propiedades siguientes:

- ✚ 32 salidas protegidas con fusibles y aisladas en grupos de 8
- ✚ Corriente de salida: 1,0 A
- ✚ Tensión de carga nominal: 120 V / 230 V c.a.
- ✚ Indicador de fusible fundido para cada grupo
- ✚ Apropiado para electroválvulas de c.a., contactores, arrancadores, motores pequeños y lámparas indicadoras.
- ✚ Error de grupo.

Identificación de terminales de conexión:

• Indicaciones	• Asignación de terminales
----------------	----------------------------

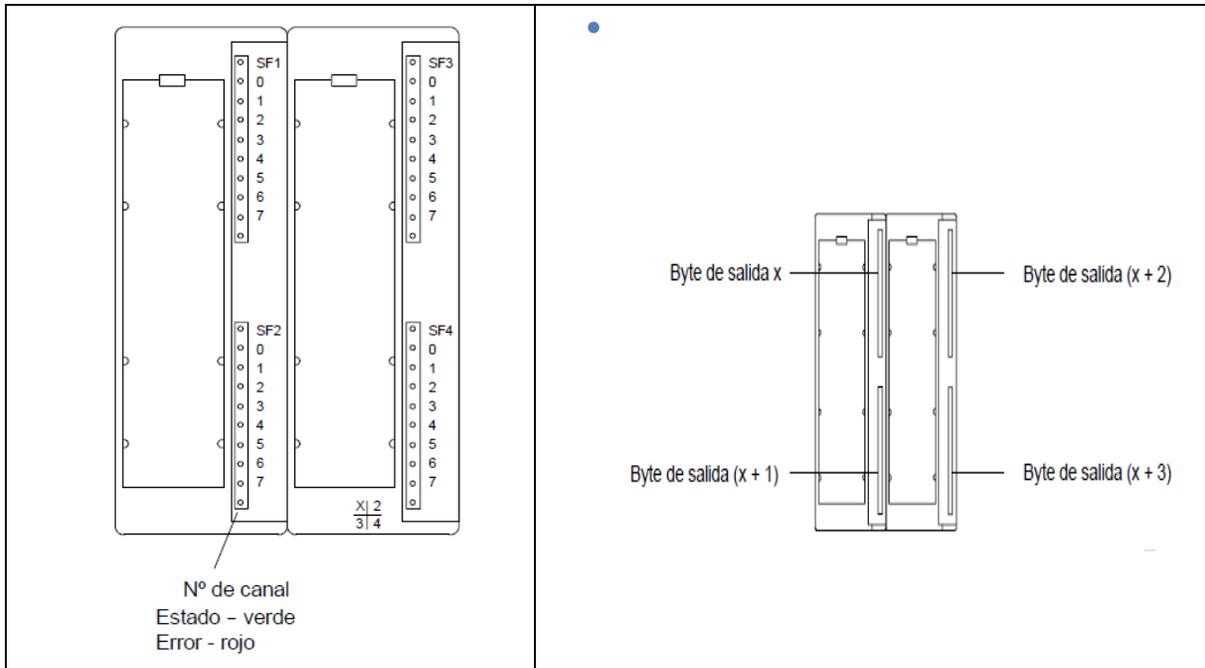


Fig. 2.8 Reconocimiento del módulo de salidas digitales

Esquema funcional del módulo:

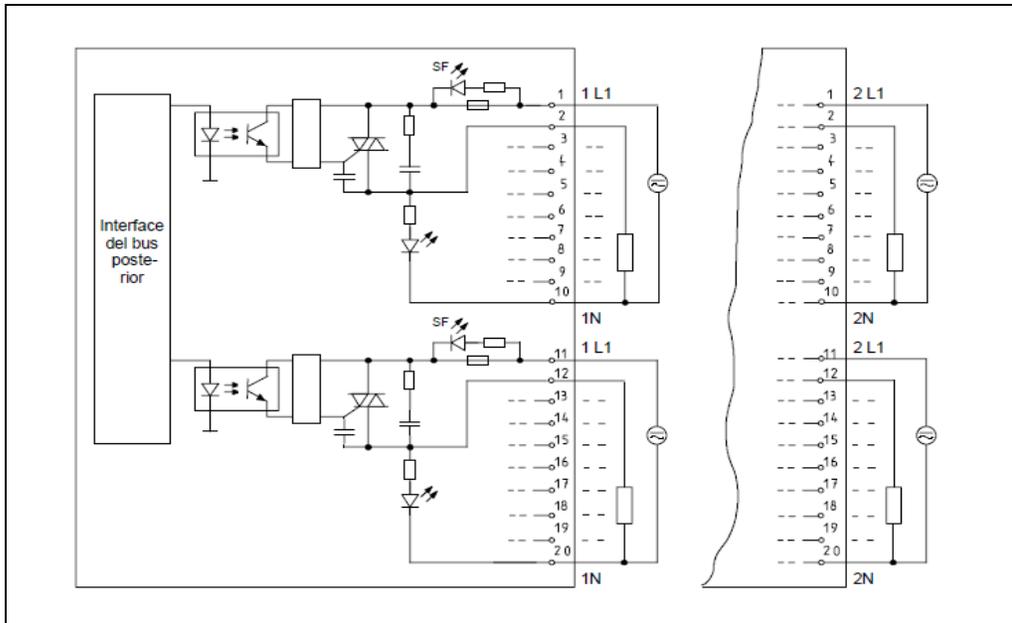


Fig 2.9 Salidas digitales

Datos técnicos:

Dimensiones y peso		Estado, alarmas y diagnóstico	
Dimensiones l x a x p (en milímetros)	80 x 125 x 117	Visualización del estado	LED verde por canal
Peso	Aprox. 500 g	Alarmas	No
Datos del módulo		Funciones de diagnóstico	Sí
Soporta el funcionamiento sincronizado	No	• Error de grupo	LED rojo (SF)
Nº de salidas	32	Datos para seleccionar un actuador	
Longitud del cable		Tensión de salida	
• No apantallado	Máx. 600 m	• En la señal "1"	Mín. L1 (-0,8 V)
• Apantallado	Máx. 1000 m	Intensidad de salida	
		• En la señal "1"	
Tensión, intensidad y potencial		Valor nominal	1 A
Tensión de carga nominal L1	120V/230V c.a.	Rango permitido	10 mA a 1 A
• Frecuencia permitida	47 a 63 Hz	Sobreintensidad permitida (por grupo)	10 A (durante 2 ciclos c.a.)
Corriente total de las salidas (por grupo)		• En la señal "0"	Máx. 2 mA
• Montaje horizontal		Intensidad de fuga	
Hasta 60°C	Máx. 3 A	Retardo de salida (para carga resistiva)	
Hasta 40°C	Máx. 4 A	• En "0" a "1"	1 ciclo c.a.
• Montaje vertical	Máx. 4 A	• En "1" a "0"	1 ciclo c.a.
Hasta 40°C		Tensión de inhibición, pasando por cero	Máx. 60 V
Separación galvánica		Tamaño del arrancador de motor	Máx. tamaño 4 NEMA
• Entre los canales y el bus posterior	Sí	Carga de lámparas	máx. 50 W
• Entre los canales	Sí	Frecuencia de conmutación	
En grupos de	8	• Para carga resistiva	Máx. 10 Hz
Diferencia de potencial admisible	250 V c.a.	• Cargas inductivas, según IEC 947-5-1, AC 15	Máx. 0,5 Hz
Consumo de corriente		• Para carga de lámparas	1 Hz
• Del bus posterior	Máx. 190 mA	Protección contra cortocircuitos de la salida	No
• De la tensión de carga L1 (sin carga)	Máx. 10 mA		
Disipación de potencia del módulo	Típ. máx. 25 W		

Tabla 2.4 Datos generales de tarjeta de salidas digitales

TARJETA DE ENTRADAS ANALÓGICAS (SM331)

No. De referencia:

6ES7 322-1FL00-0AA0

Características del módulo:

Ejemplo de conexionado funcional para sensores de 2 o 4 alambres:

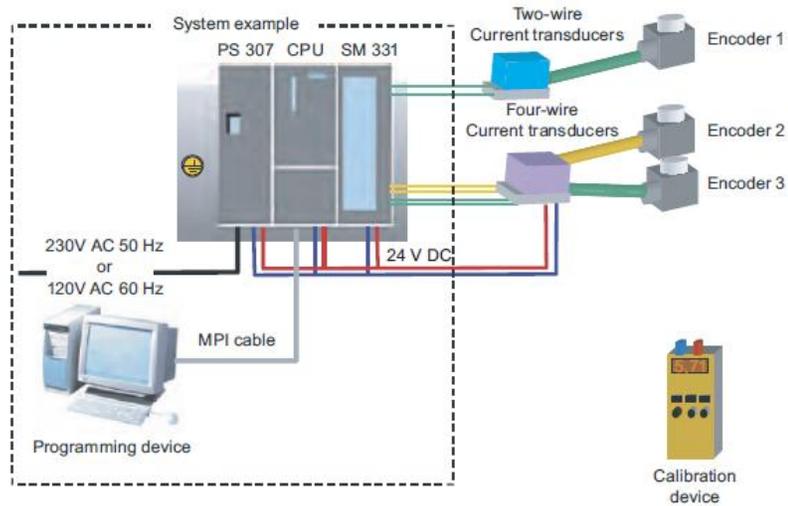


Fig 2.10 Ejemplo de conexionado de entradas analógicas

Diagrama de conexiones de tarjeta:

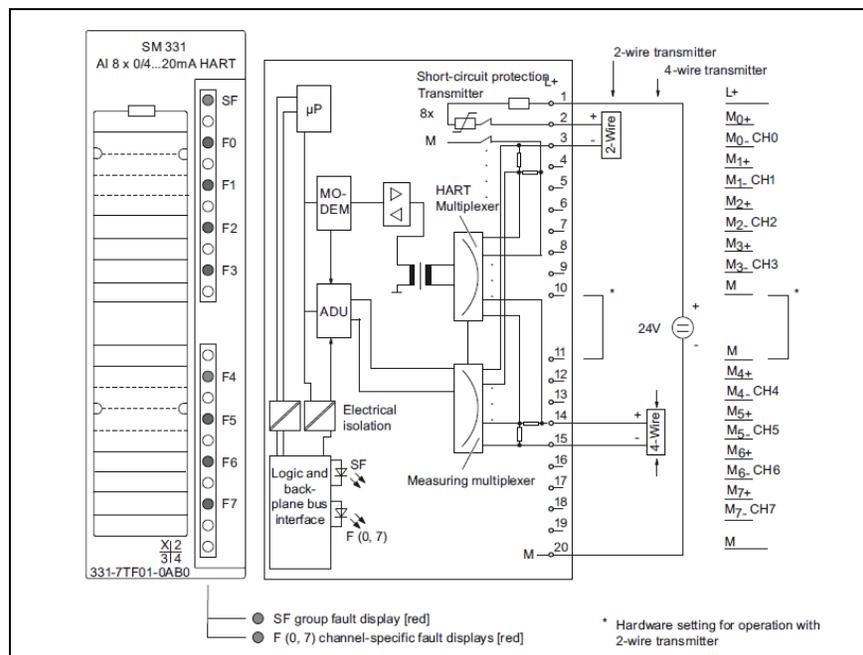


Fig 2.11 onexionado de tarjeta analógica

CAPITULO TRES: DESARROLLO DEL PROYECTO

3.1 ACTIVIDADES REALIZADAS:

Análisis del sistema y equipo a instalar

Se realizó el estudio del funcionamiento del sistema AGC. Y se concluyó lo siguiente:

- a) Diariamente, un sistema eléctrico como el que opera en México, demanda variaciones de potencia que se manifiestan por el desequilibrio entre las cargas y la generación del sistema, este desequilibrio se traduce en desviaciones de su frecuencia nominal, las cuales deben de ser corregidas en tiempo real, variando la generación de las unidades. Este control en tiempo real es el AGC (Control de Generación Automático).
- b) En la central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres, existen tres unidades generadoras que no cuentan con el control AGC, por lo tanto, el proyecto tiene que abarcar las tres unidades. Los dispositivos que se utilicen o se compren tendrán también que utilizarse en las otras 5 unidades que serán parte de un segundo proyecto de modernización, debido a que las unidades de la uno a la cinco cuentan con AGC pero el equipo es viejo y pronto será obsoleto.
- c) Se cuenta con reguladores de velocidad de la marca NEYRPIC de la compañía ALSTOM. El funcionamiento y características de este regulador no es parte de este proyecto. La información que se tiene es, que el dispositivo cuenta con un modulo de entradas para el control de Subir/Bajar velocidad y uno mas que sirve para habilitar las ordenes de subir o bajar. A continuación se muestra un diagrama esquemático de la convivencia PLC-Regulador-Turbina

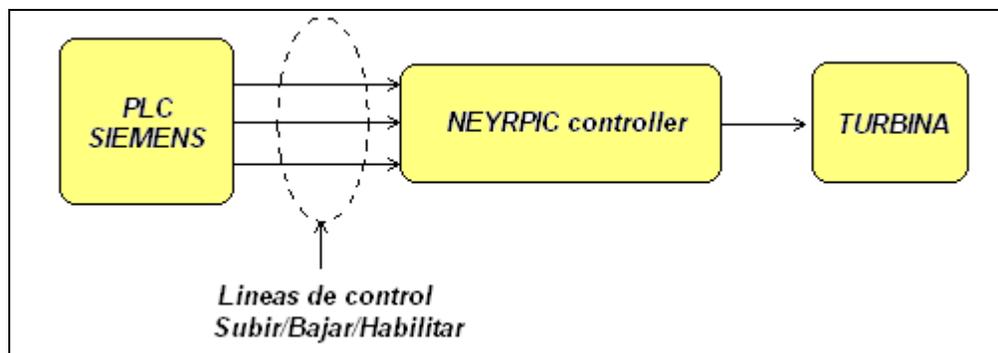


Fig 3.1 Esquemático PLC-Regulador-Turbina

- d) El equipo D400 utilizara comunicación vía fibra óptica para el enlace con el PLC. El tendido de esta fibra no es necesario puesto que otro departamento tiene canales disponibles en esta zona de la central.
- e) Comunicación: se realiza vía una interfaz RS232 y se utilizaran trancivers al final de cada punta de la fibra óptica. Esto como parte de la política de modernización de CFE. El diagrama a bloques es el siguiente:

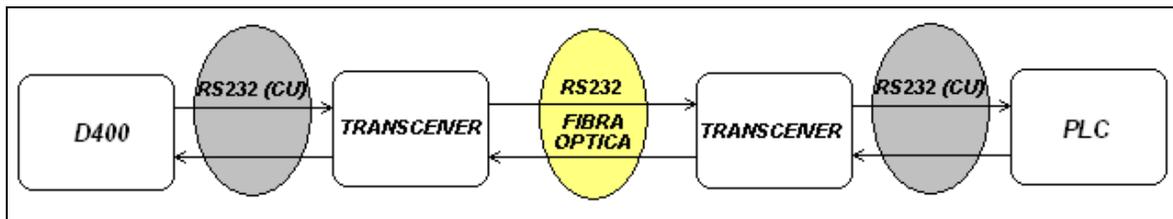


Fig 3.2 Enlaces de comunicación

- f) Instalación de gabinete de control para PLC, relevadores auxiliares, convertidor de medios (transceiver), fuente de poder, tarjetas digitales, analógicas y de comunicación. Este gabinete esta en campo (piso de turbinas).
- g) Instalación de gabinete en tableros de control para equipo D400 y transceiver.

3.2 INVENTARIO DE RECURSOS:

Se cuenta con:

- ✚ Señales de 0 – 1 mA de medidores instalados por el departamento de Control del área de generación.
- ✚ Fibra óptica entre dispositivo maestro (D400) y PLC.
- ✚ Convertidores RS232 (transceivers) de cobre a fibra óptica.
- ✚ PLC Siemens
- ✚ Gabinetes para PLC y D400.

Se necesita:

- ✚ Tarjetas digitales (de entrada y de salida).
- ✚ Tarjetas analógicas (de entrada)
- ✚ Equipo D400 (*General Electric*)

✚ Relevadores auxiliares.

3.3 INSTALACIONES

Instalación del gabinete en campo y PLC:

Se instaló un gabinete para alojar al PLC en campo (en el piso de turbinas), así como también un Controlador Lógico Programable de la marca SIEMENS. Su respectivo cableado y convertidor de fibra óptica a cobre que soporta la conexión RS232 para las comunicaciones entre el PLC y el equipo D400.

Instalación de gabinete y equipo D400:

Se instaló un gabinete en el área de tableros de control para alojar a los equipos que forman parte del control AGC. Dentro del gabinete se instalaron el equipo D400 y su convertidor RS232 fibra óptica-cobre.



Fig 3.3 Conexión de fuente de poder



Fig 3.4 Conexión de puertos



Fig 3.5 Configuración de usuarios

Ubicación de gabinete en tableros



Fig 3.6 Ubicación de Gabinete en área de tableros

3.4 PROGRAMACIÓN DE PLC

La programación del PLC que soporta el algoritmo de control AGC se hizo con el software STEP 7 de la compañía SIEMENS. A continuación se hace una descripción del problema de control que se requiere solucionar por unidad:

Descripción del problema:

Se tienen tres unidades generadoras síncronas. Las cuales tienen un regulador de velocidad NEYRPIC de la compañía ALSTOM POWER. El regulador de velocidad tiene su propio algoritmo de control PID con su propia retroalimentación. Para que el sistema de control sea dinámico y pueda controlarse en tiempo real desde ACOR. El regulador de velocidad tiene 3 entradas digitales en el siguiente orden:

Rise: Entrada digital que cuando es activada (1 lógico) el regulador abre los alabes que dejan pasar agua a la turbina.

Lower: Entrada digital que cuando es activada (1 lógico) el regulador cierra los alabes que dejan pasar agua a la turbina:

Enable: Entrada digital que cuando está activada (1 lógico) el regulador obedece ordenes de control desde el PLC. Y cuando esta desactivada (0 lógico) recibe ordenes de control manual desde los tableros de operación de la central.

EL PLC con el algoritmo de control recibe consignas de potencia deseadas por el sistema desde una RTU (equipo D400) que es la interfase entre ACOR y el PLC ubicado en la central.

Además, de que el PLC podrá recibir ordenes de subir, bajar o habilitar desde el equipo D400. El control AGC también podrá hacerse de forma local desde gabinete en campo y, ahí mismo, se tendrá un control para sacar por completo a la máquina de control AGC en caso de emergencia.

Diagrama esquemático:

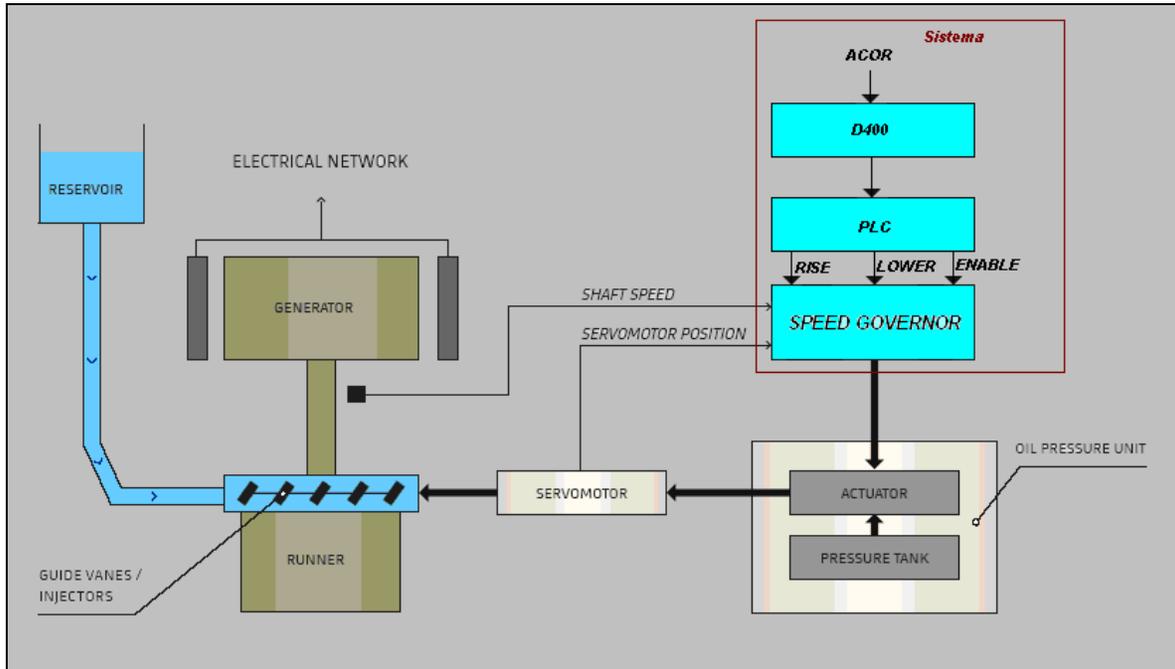


Fig 3.7 Diagrama esquemático de sistema de control

Listado de direcciones:

Nombre	Dirección	Descripción
Subir Potencia (U6)	Q4.1	Cuando la salida Q4.1 vale 1 lógico el gobernador de velocidad de la unidad 6 abre los alabes para incrementar el flujo de agua y así aumentar la salida de potencia.
Bajar Potencia (U6)	Q4.2	Cuando la salida Q4.2 vale 1 lógico el gobernador de velocidad de la unidad 6 cierra los alabes para disminuir el flujo de agua y así decrementar la salida de potencia.
Habilitar Subir/Bajar (U6)	Q4.0	Si Q4.0 vale 1 lógico el gobernador de dicha

		unidad tomara en cuenta los cambios de estado de Q4.1 y Q4.2, de otro modo las ordenes subir o bajar no serán válidas.
Subir Potencia (U7)	Q4.4	Cuando la salida Q4.4 vale 1 lógico el gobernador de velocidad de la unidad 7 abre los alabes para incrementar el flujo de agua y así aumentar la salida de potencia.
Bajar Potencia (U7)	Q4.5	Cuando la salida Q4.5 vale 1 lógico el gobernador de velocidad de la unidad 7 cierra los alabes para disminuir el flujo de agua y así decrementar la salida de potencia.
Habilitar Subir/Bajar (U7)	Q4.3	Si Q4.3 vale 1 lógico el gobernador de dicha unidad tomara en cuenta los cambios de estado de Q4.4 y Q4.5, de otro modo las ordenes subir o bajar no serán validas.
Subir Potencia (U8)	Q4.7	Cuando la salida Q4.7 vale 1 lógico el gobernador de velocidad de la unidad 8 abre los alabes para incrementar el flujo de agua y así aumentar la salida de potencia.
Bajar Potencia (U7)	Q5.0	Cuando la salida Q5.0 vale 1 lógico el gobernador de velocidad de la unidad 8 cierra los alabes para disminuir el flujo de agua y así decrementar la salida de potencia.
Habilitar Subir/Bajar (U7)	Q4.6	Si Q4.6 vale 1 lógico el gobernador de dicha

		unidad tomara en cuenta los cambios de estado de Q4.7 y Q5.0, de otro modo las ordenes subir o bajar no serán validas.
Habilitar AGC (U6)	I5.5	Se usara I5.5 para activar de forma manual el control AGC de la unidad 6.
Bloqueo AGC (U6)	I4.3	En caso de fallo, se usara I4.3 para bloquear el AGC de la unidad 6 en forma manual.
Habilitar AGC (U7)	I5.6	Se usara I5.6 para activar de forma manual el control AGC de la unidad 7.
Bloqueo AGC (U7)	I4.4	En caso de fallo, se usara I4.4 para bloquear el AGC de la unidad 7 en forma manual.
Habilitar AGC (U8)	I5.7	Se usara I5.7 para activar de forma manual el control AGC de la unidad 8.
Bloqueo AGC (U8)	I4.5	En caso de fallo, se usara I4.5 para bloquear el AGC de la unidad 8 en forma manual.

Tabla 3.1 Listado de direcciones

Diagrama de conexiones a bloques:

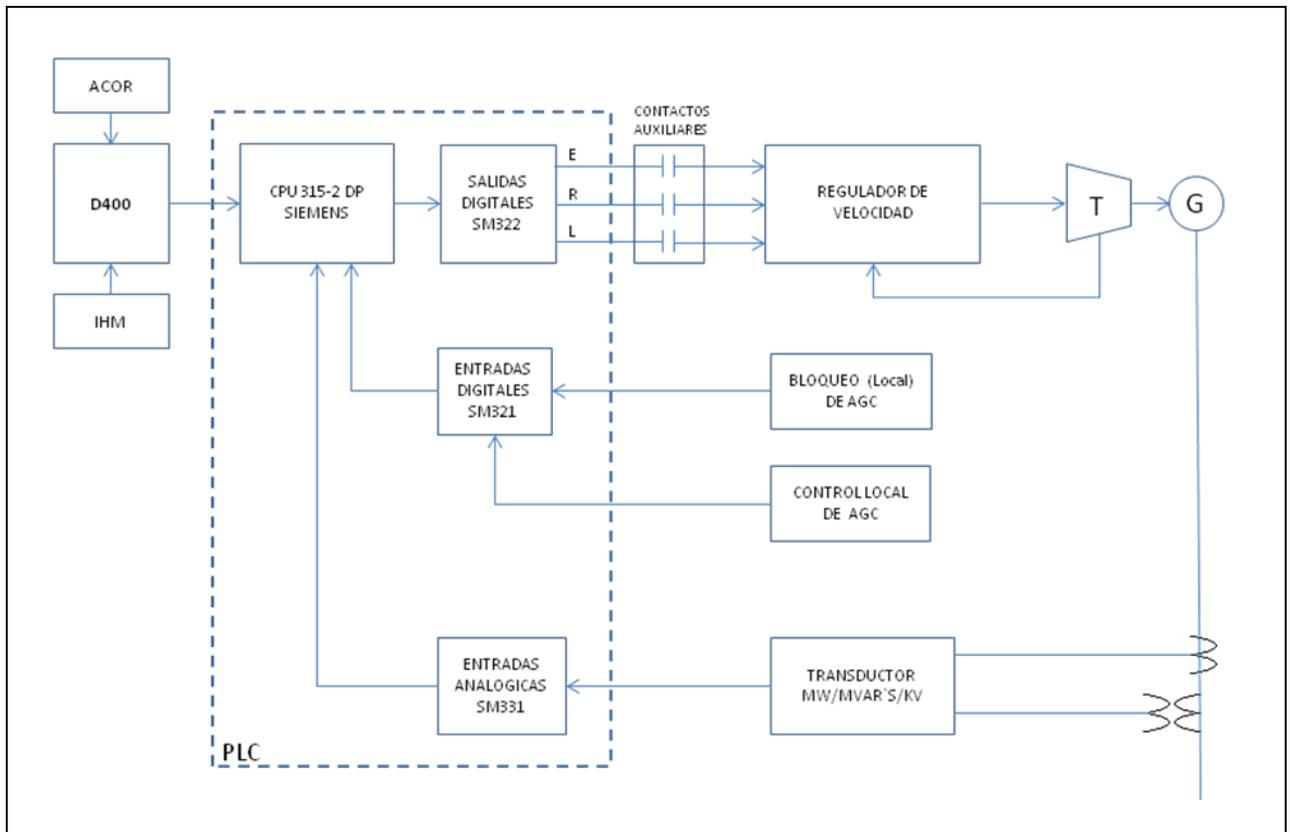


Fig 3.8 Diagrama general de control AGC

Algoritmo de control en PLC:

La programación que aquí se presenta esta hecha con el software STEP7-Lite de la compañía SIEMENS. Para la mejor comprensión de los comandos utilizados en este algoritmo de control, el usuario puede consultar en el menú de la pantalla “help” o puede consultar el manual de programación de STEP7.

OB1: CYCL_EXC "Main Program Sweep (Cycle)"

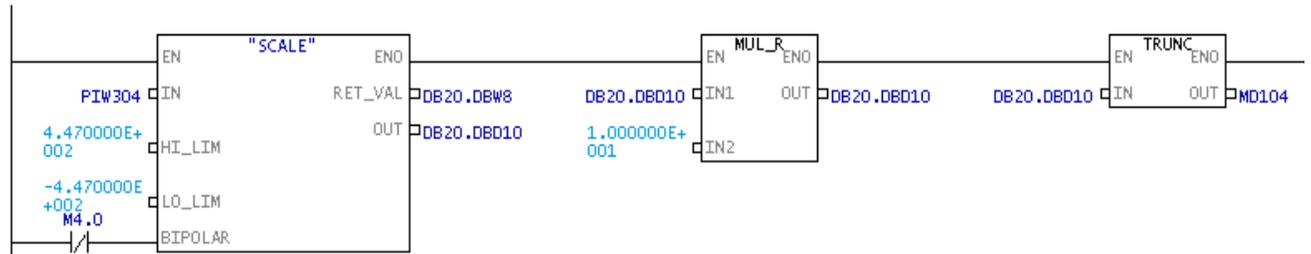
Algoritmo de control AGC para unidades generadoras U6, U7 y U8 en Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres.

Network 1: Netwok disponible



Network 2: Lectura Potencia Reactiva (U6)

Comment:



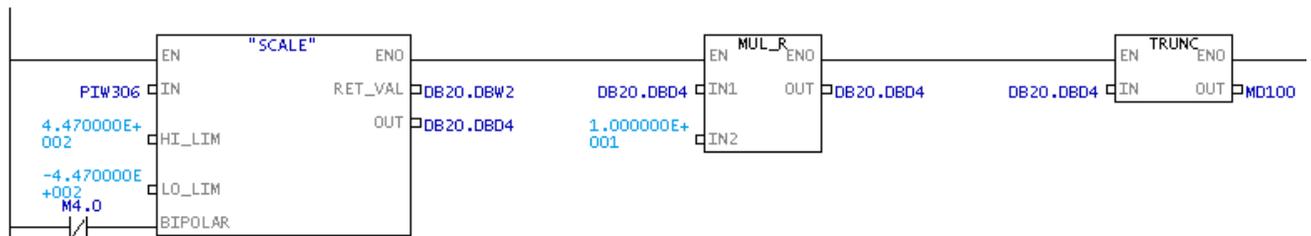
Network 3: Title:

Comment:

L MD 104
T DB1.DBW 6

Network 4: Lectura Potencia Activa (U6)

Comment:



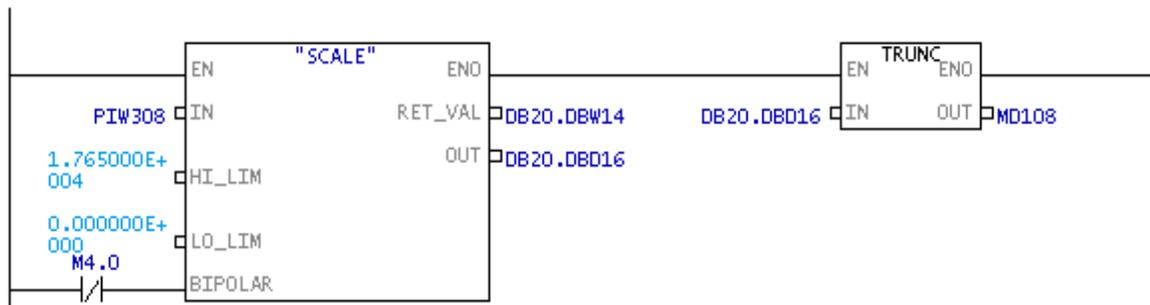
Network 5: Title:

Comment:

L MD 100
T DB1.DBW 0

Network 6 : Lectura de voltaje (U6)

Comment:



Network 7 : Load MD108 and transfer to DB1.DBW 8

Comment:

```
L MD 108
T DB1.DBW 8
```

Network 8 : Tranfer de datos para mejoras en el futuro

Comment:

```
L DB1.DBW 42
T DB1.DBW 2
```

Network 9 : Tranfer de datos para mejoras en el futuro

Comment:

```
L DB1.DBW 44
T DB1.DBW 4
```

Network 10 : Lectura de consigna de Potencia Activa desde D400 (U6)

Maestro escribe consigna en DB1.DBW40. La cantidad entera se convierte en doble entera. Y de doble entera se convierte a real.



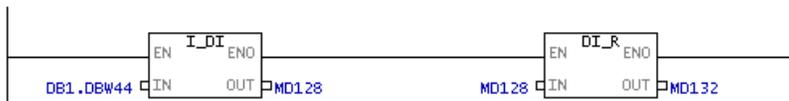
Network 11 : Lectura de Límite Superior desde D400 (U6)

El límite superior dado por el operador se guarda en MD124



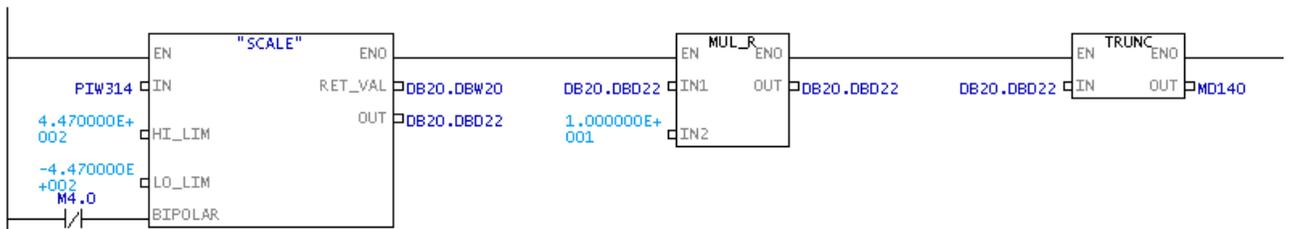
Network 12 : Lectura de Limite Inferior desde D400 (U6)

El límite inferior dado por el operador de guarda en MD132



Network 13 : Potencia Reactiva Reactiva U7

Comment:



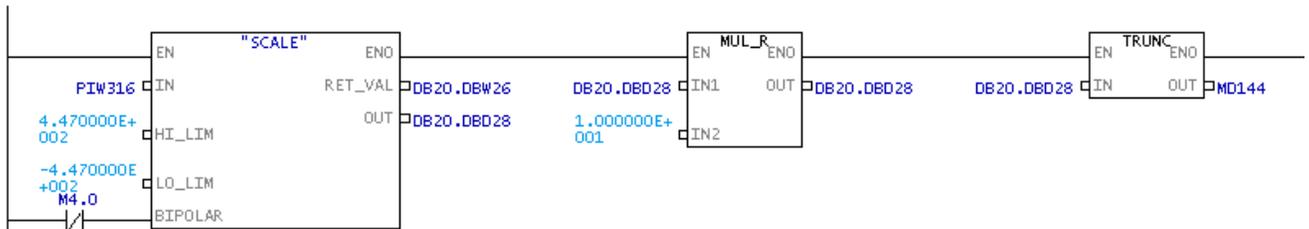
Network 14 : Title:

Comment:

L MD 140
T DB1.DBW 16

Network 15 : Potencia Activa (U7)

Comment:



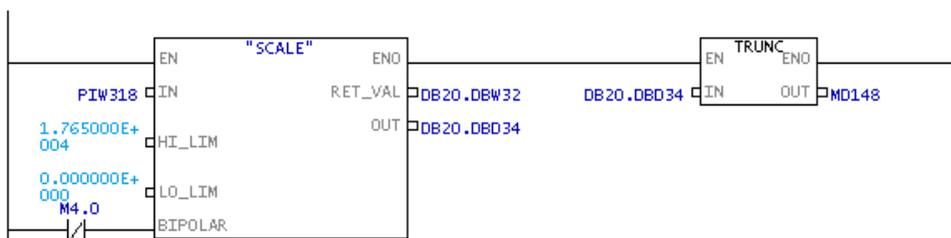
Network 16 : Title:

Comment:

L MD 144
T DB1.DBW 10

Network 17 : Voltaje (U7)

Comment:



Network 18 : n18

Comment:

L MD 148
T DB1.DBW 18

Network 19 : Title:

Comment:

```
L   DB1.DBW  48
T   DB1.DBW  12
```

Network 20 : Title:

Comment:

```
L   DB1.DBW  50
T   DB1.DBW  14
```

Network 21 : Lectura de consigna de Potencia Activa desde D400 (U6)

Comment:



Network 22 : Límite superior (U7)

Comment:



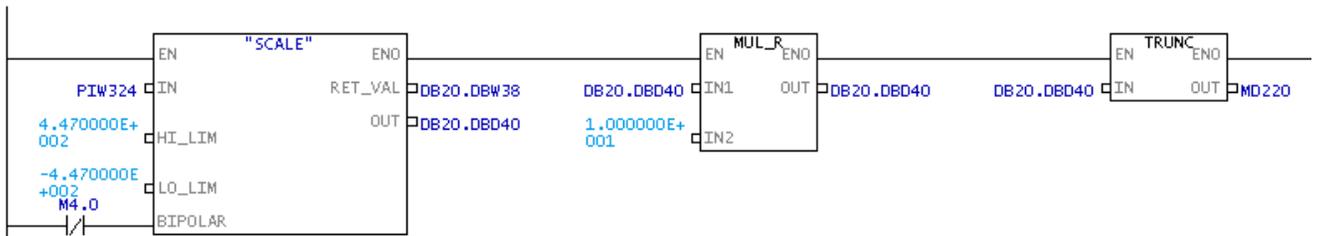
Network 23 : Límite inferior (U7)

Comment:



Network 24 : Potencia Reactiva (U8)

Comment:



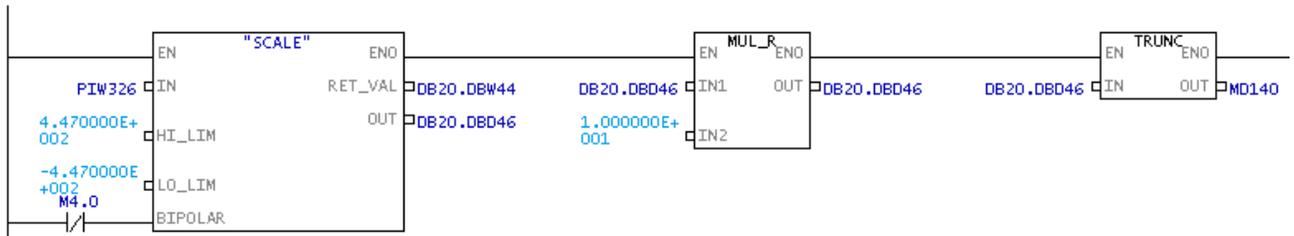
Network 25 : Transfer MD 220 -> DB1.DBW 26

Transfer necesario para que el dispositivo maestro (D400) pueda leer Potencia

```
L   MD  220
T   DB1.DBW  26
```

Network 26 : Lectura Analógica de Potencia Activa

Comment:



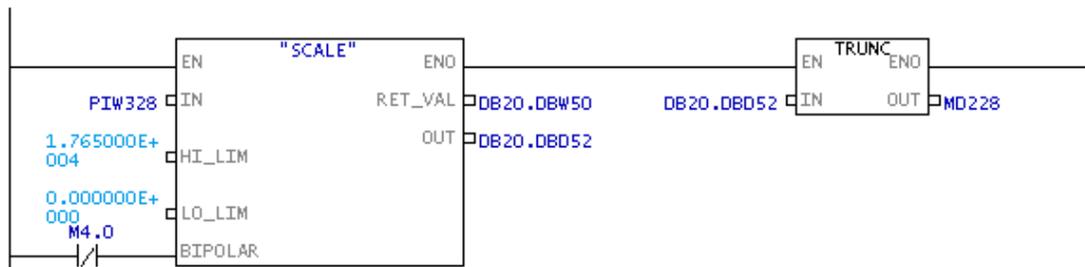
Network 27 : Transfer MD 224 -> DB1.DBW 20

Comment:

```
L MD 224
T DB1.DBW 20
```

Network 28 : Lectura analógica de Voltaje (U8)

Comment:



Network 29 : Title:

Comment:

```
L MD 228
T DB1.DBW 28
```

Network 30 : Title:

Comment:

```
L DB1.DBW 54
T DB1.DBW 22
```

Network 31 : Title:

Comment:

```
L DB1.DBW 56
L DB1.DBW 24
```

Network 32 : Lectura de Potencia Activa U8

Se lee consigna de potencia activa en espacio de memoria DB1.DBW52 escrita por el maestro (D400) y el valor es guardado en MD196



Network 33 : Límite Superior (U8)

Comment:



Network 34 : Límite Inferior (U8)

Comment:



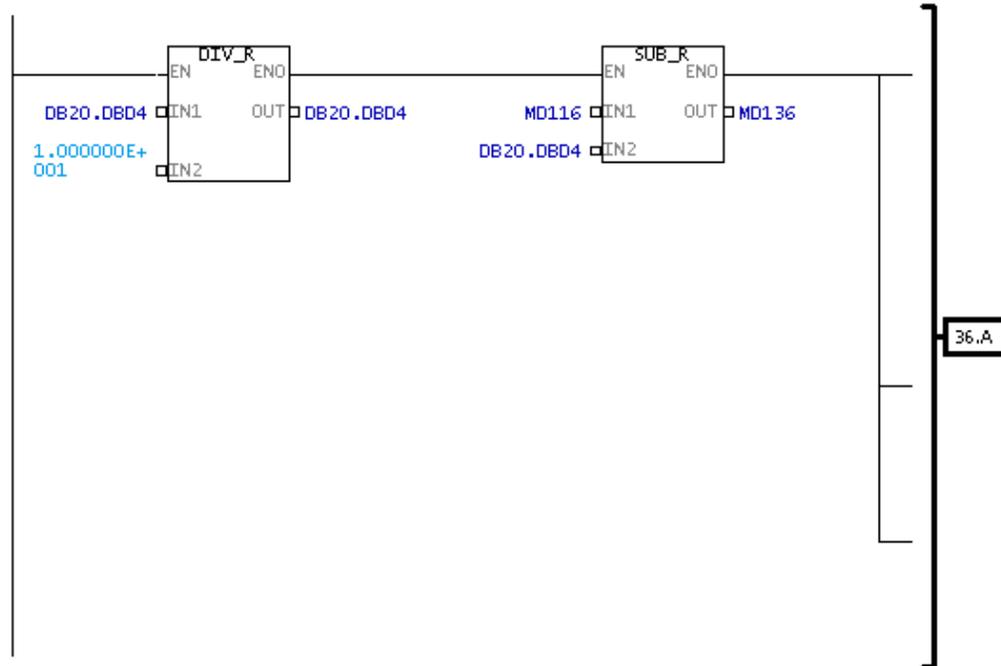
Network 35 : Network disponible para posibles cambios.

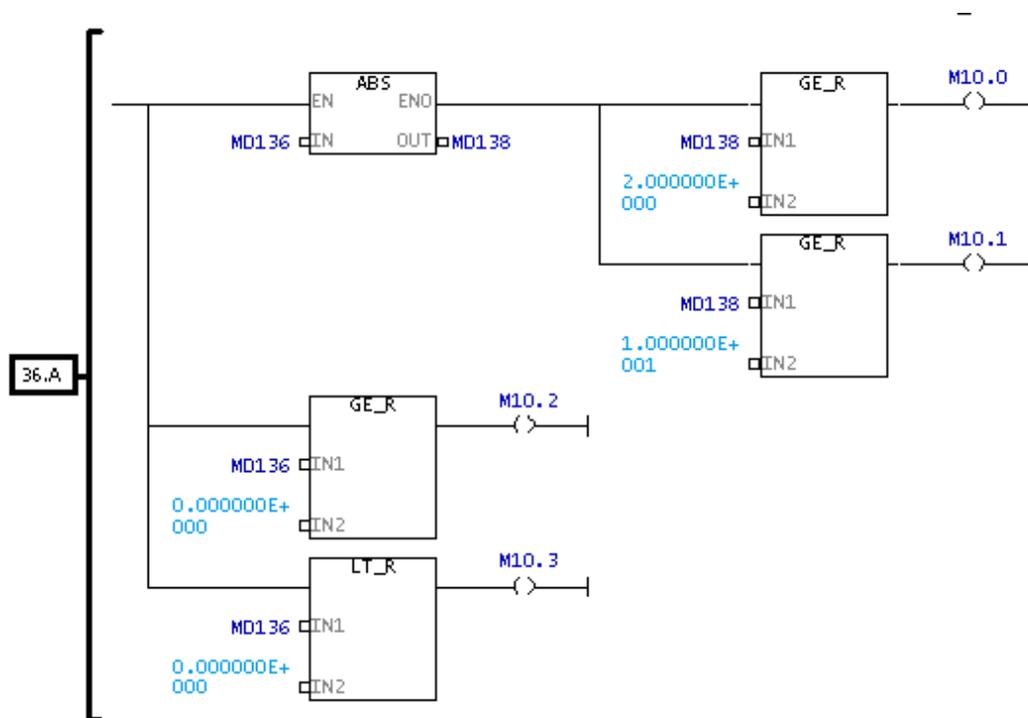
Empieza algoritmos de control de unidades 6, 7 y 8.



Network 36 : Calculo de magnitud y sentido de error (U6)

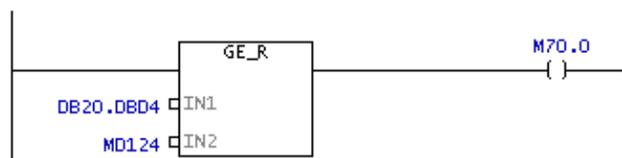
Comment:





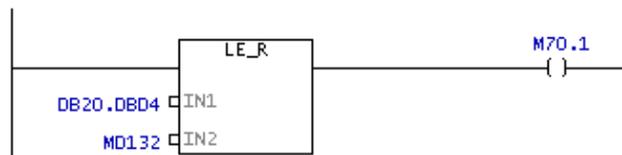
Network 37 : Limite Superior ON (U6)

MD124 contiene la consigna del valor del límite superior máximo permitido y proporcionado por el operador de la central



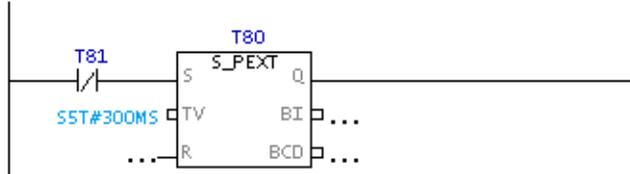
Network 38 : Límite Inferior ON (U6)

MD132 contiene el valor o consigna de potencia mínimo permitido y proporcionado por el operador de la central.



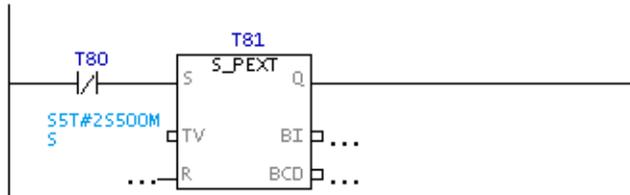
Network 39 : Timer

Comment:



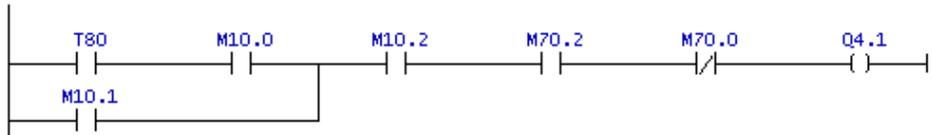
Network 40 : Timer

Comment:



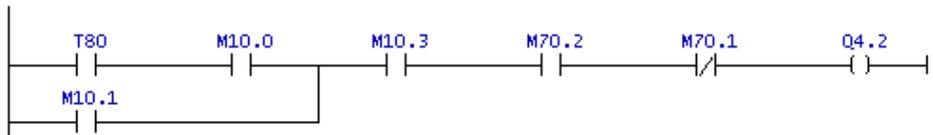
Network 41 : Subir potencia (U6)

Comment:



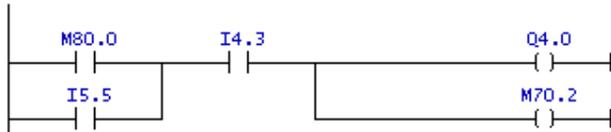
Network 42 : Bajar Potencia (U6)

Comment:



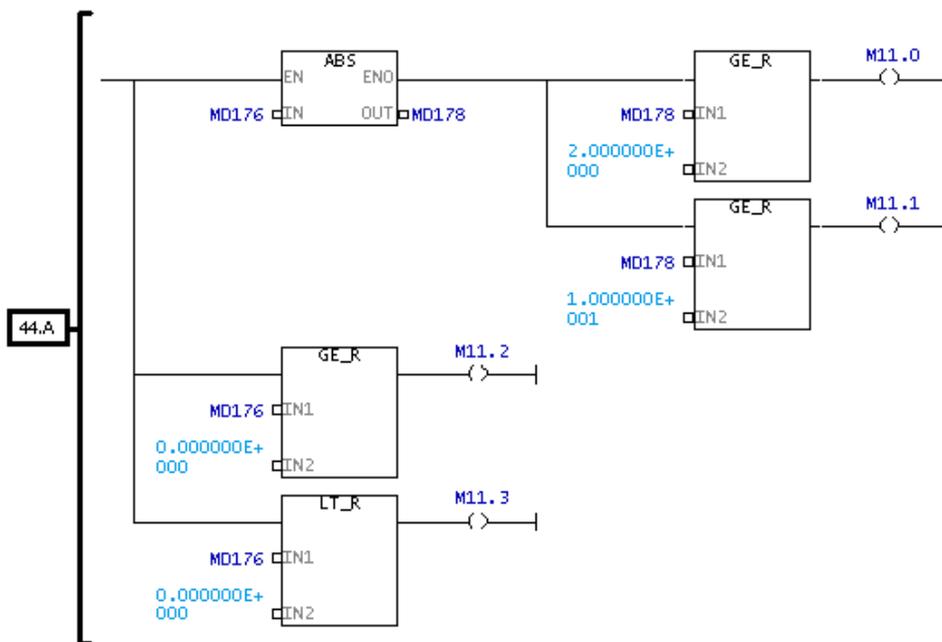
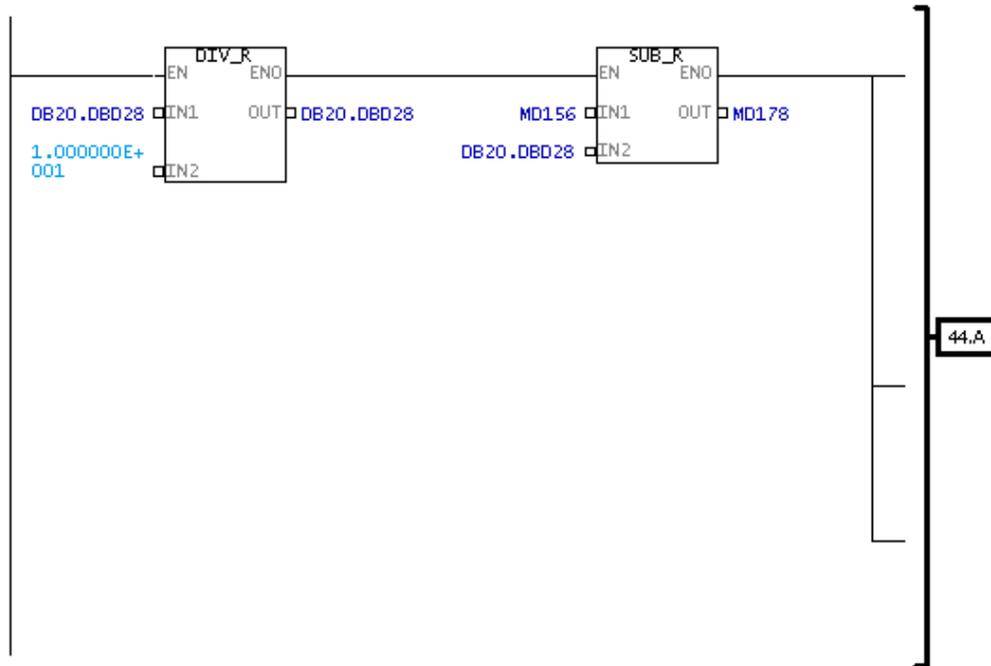
Network 43 : Control de AGC (U6)

Comment:



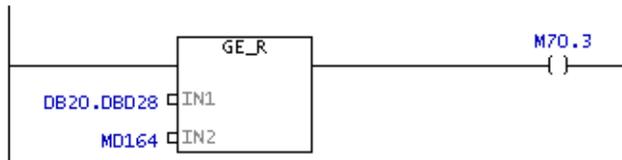
Network 44 : Calculo de magnitud y sentido de error (U7)

Comment:



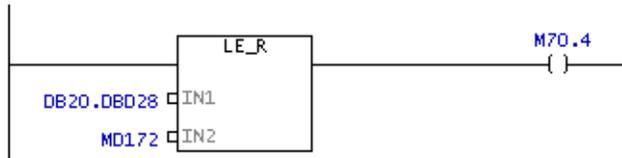
Network 45 : Límite Superior ON (U7)

Comment:



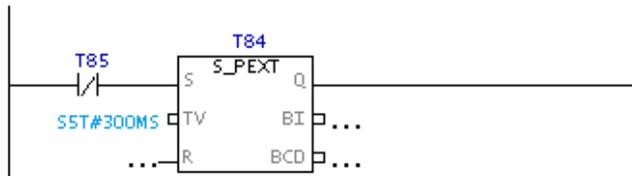
Network 46 : Límite Inferior ON (U7)

Comment:



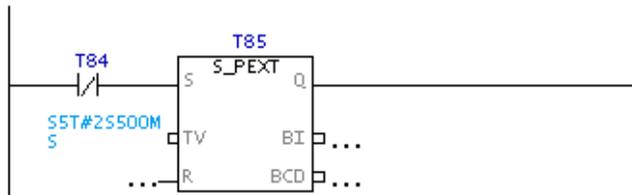
Network 47 : Timer (U7)

Comment:



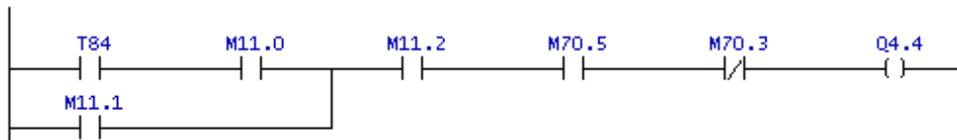
Network 48 : Timer (U7)

Comment:



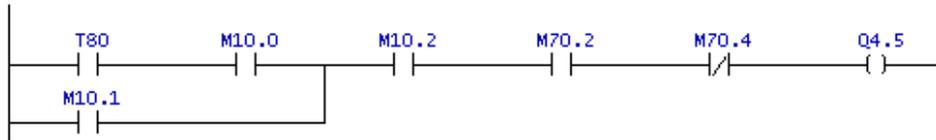
Network 49 : Subir Potencia (U7)

Comment:



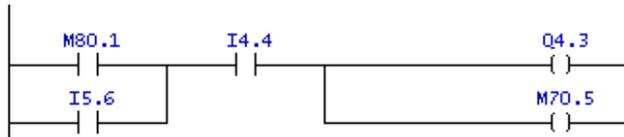
Network 50 : Bajar Potencia (U7)

Comment:



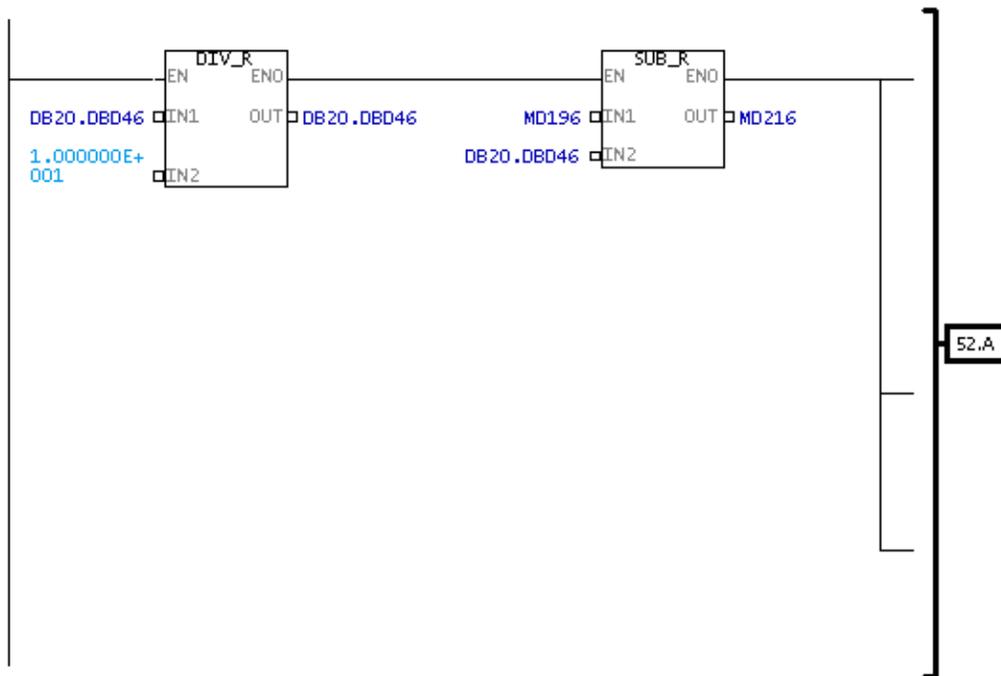
Network 51 : Control AGC (U7)

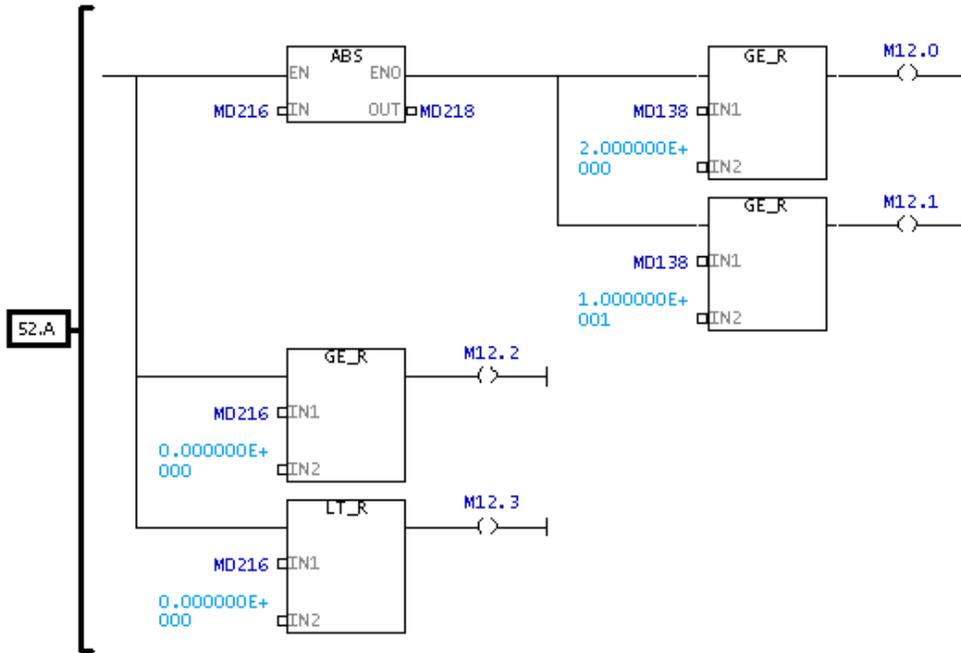
Comment:



Network 52 : Calculo de magnitud y sentido de error (U8)

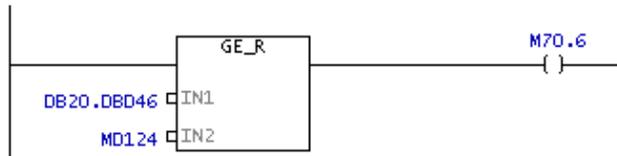
Comment:





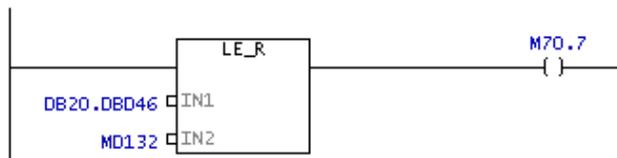
Network 53 : Limite Superior ON (U8)

Comment:



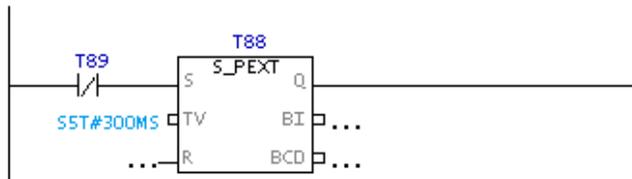
Network 54 : Limite Inferior ON (U8)

Comment:



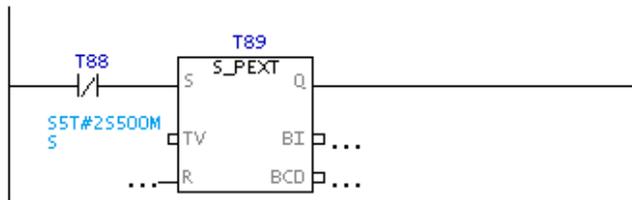
Network 55 : Timer (Q8)

Comment:



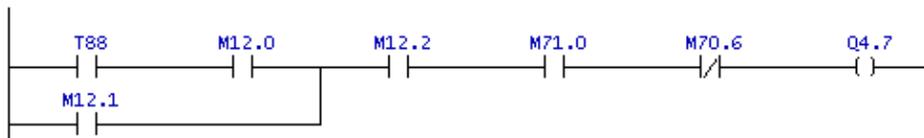
Network 56 : Title:

Comment:



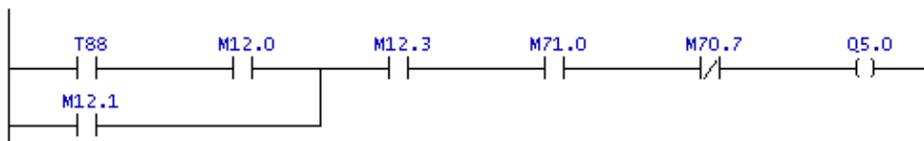
Network 57 : Subir Potencia (Q8)

Comment:



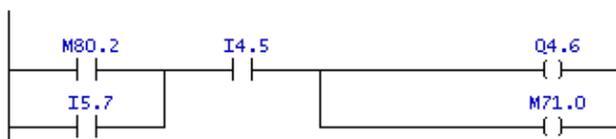
Network 58 : Title:

Comment:



Network 59 : Title:

Comment:



MANUAL PARA OPERADORES DE LA CENTRAL:

OBJETIVO DEL MANUAL

El objetivo de este manual es proporcionar los conocimientos necesarios al personal de operación para conectar o desconectar las unidades generadoras 6, 7 y 8 al Control Automático de Generación.

INGRESAR A LA APLICACIÓN

- Desde el escritorio de Windows

Hacer doble clic en el acceso directo de Internet Explorer

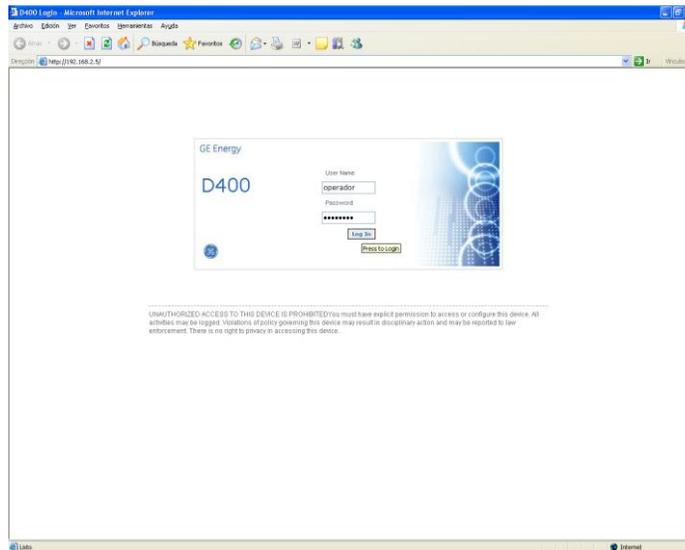


- Desde el menú Inicio

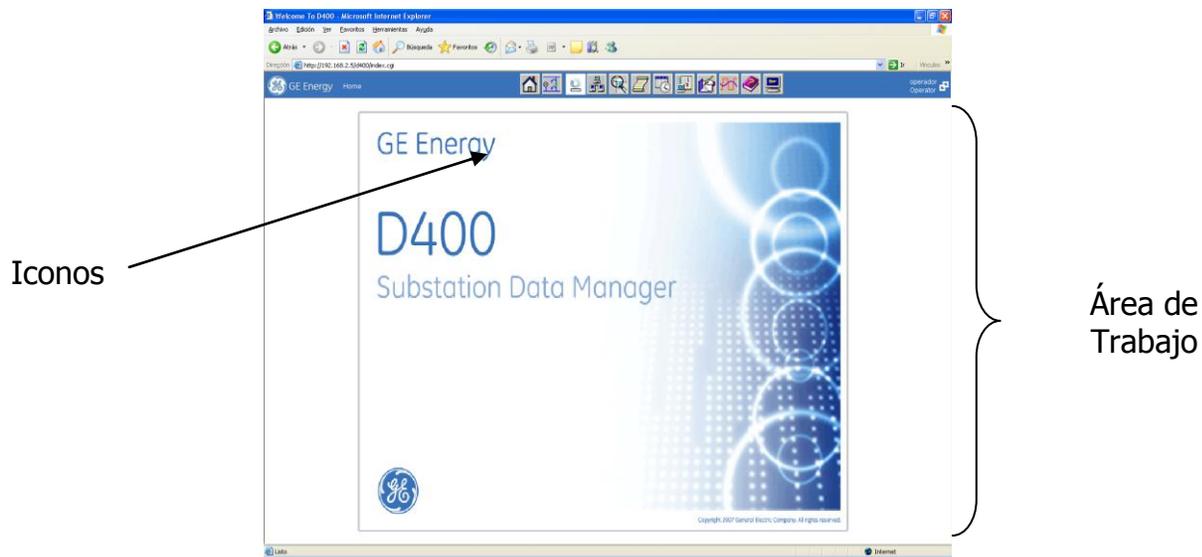
Seleccionar Internet (Internet Explorer) en la lista.



Se desplegará la pantalla D400 Login. En el cuadro de texto *User Name* escribir **operador** y en *Password* escribir **operador** y hacer clic en botón *Log In*,



En seguida se despliega la Pantalla de Bienvenida del sistema



La pantalla de Bienvenida está dividida en dos áreas:

1. Iconos: estos son accesos directos hacia otras pantallas

Icono



Despliega:

Pantalla de Bienvenida



Diagrama unifilar de la generación en la C.H. Manuel Moreno Torres



Listado de alarmas activas



Resumen de las comunicaciones entre el equipo D400 y los dispositivos conectados a este.



Lista detallada de todas las variables del Sistema.



Lista histórica de alarmas operadas y/o reconocidas.

Icono



Despliega:

Listado de eventos ocurridos durante el proceso.



Listado de errores ocurridos durante el proceso.



Listado de notas del operador.



Gráficas y tendencias de señales analógicas

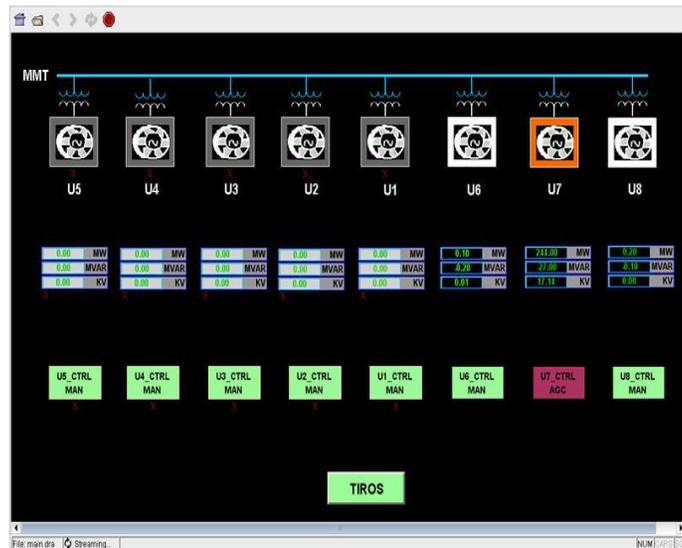


Ayuda



Salir de la aplicación D400

2. Área de Trabajo: Lugar donde se desplegarán los diagramas unifilares, alarmas, resumen de comunicaciones, históricos de alarmas, control de AGC entre otros.



OPERACIÓN

Para el funcionamiento del AGC de las unidades 6, 7 y 8 sean implementado dos formas de operarlo: una desde la IHM, ubicada en la Sala de Control; y la otra desde el gabinete del PLC del AGC de la 2ª. Etapa, ubicado en piso de turbinas de la Unidad 7.



Es necesario verificar, antes de la operación, que los interruptores de **BLOQUEO AGC**, se encuentre en la posición **ON**, estos interruptores se encuentran ubicados en el interior del gabinete del PLC del AGC de la 2ª. Etapa.

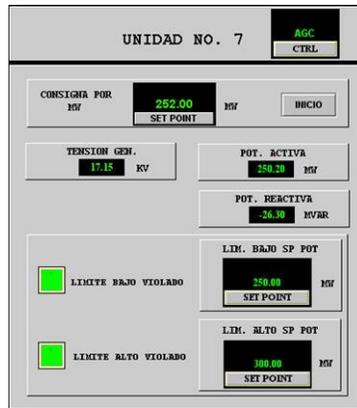
OPERACIÓN DESDE IHM

CONECTAR AGC

1. Sincronizar la unidad a conectarse desde la Estación de Operación del Centralog como normalmente se realiza.
2. Colocar la consigna de potencia de **250 MW** desde la Estación de Operación del Centralog.
3. Desde la pantalla de Generación de la C.H. MANUEL MORENO TORRES hacer clic en la turbina la unidad a conectarse



4. Se despliega la ventana de Control del AGC de la Unidad Seleccionada

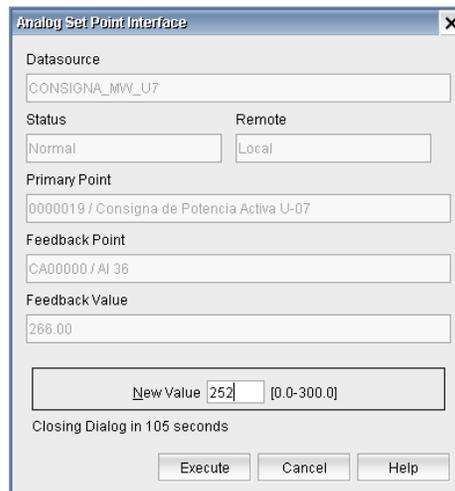


5. Verificar que la **CONSIGNA POR MW**, tenga un valor aproximado a la **POT. ACTIVA**. En caso contrario realizar lo siguiente:

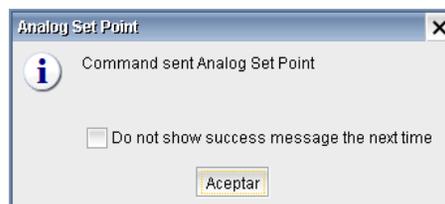
a. Hacer clic en **SET POINT** de **CONSIGNA POR MW**



b. En la ventana *Analog Set Point Interface* colocar el valor que contenga la potencia activa de la unidad, para este ejemplo es 252 y hacer clic en **Execute**.



c. Enseguida hacer clic en **ACEPTAR**.



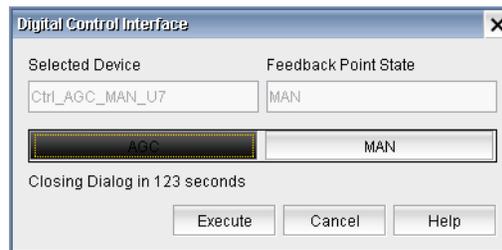
d. Una vez que ha sido cambiado el valor, hacer clic en **CANCEL**.



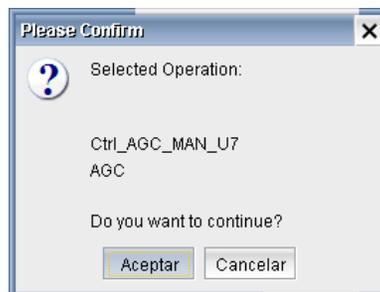
6. Seleccionar el control del AGC



7. En la ventana *Digital Control Interface*, seleccionar AGC, al momento de seleccionarlo el recuadro pasa a color gris y hacer clic en **Execute**.



8. La aplicación solicita sea confirmada la acción, hacer clic en **ACEPTAR**.



9. Verificar que en el recuadro aparezca **AGC**, así como también en la pantalla de generación de la C.H. MANUEL MORENO TORRES la indicación

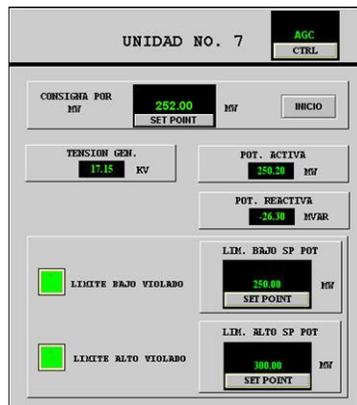


DESCONECTAR AGC

1. Desde la pantalla de Generación de la C.H. MANUEL MORENO TORRES hacer clic en la turbina la unidad a desconectar



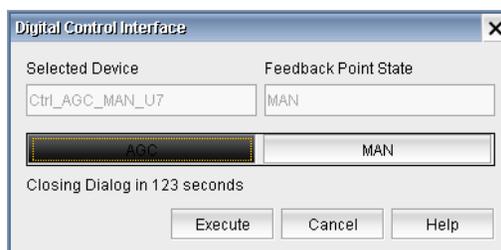
2. Se despliega la ventana de Control del AGC de la Unidad Seleccionada



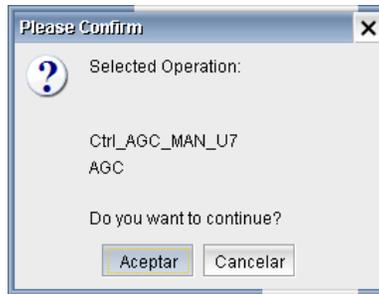
3. Seleccionar el control del AGC



4. En la ventana *Digital Control Interface*, seleccionar **MAN**, al momento de seleccionarlo el recuadro pasa a color gris y hacer clic en **Execute**.



5. La aplicación solicita sea confirmada la acción, hacer clic en **ACEPTAR**.



6. Verificar que en el recuadro aparezca **MAN**; así como también en la pantalla de generación de la C.H. MANUEL MORENO TORRES la indicación



OPERACIÓN MANUAL

CONECTAR AL AGC

1. Sincronizar la unidad a conectarse desde la Estación de Operación del Centralog como normalmente se realiza.
2. Colocar la consigna de potencia de **250 MW** desde la Estación de Operación del Centralog.
3. En el gabinete del PLC del AGC de la segunda etapa pasar el interruptor **ACTIVAR AGC**, de la unidad a conectarse, a posición **ON**.



4. Verificar en el regulador de velocidad que la lámpara **AGC** este encendida.

DESCONECTAR AGC

1. En el gabinete del PLC del AGC de la segunda etapa pasar el interruptor **ACTIVAR AGC**, de la unidad a desconectarse, a posición **OFF**.
2. Verificar en el regulador de velocidad que la lámpara **AGC** esté apagada.

LIMITES ALTO Y BAJO

El rango de operación de la unidad conectada al AGC es: mínimo 235 MW y máximo 310 MW, de Potencia Activa. Cuando la potencia activa sea menor de 235 ó mayor de 310 MW la unidad se desconectará del AGC en forma automática.

Para ajustar la unidad entre este rango se utiliza set point de límite alto o límite bajo. Cuando la potencia activa de la unidad sea menor al límite bajo ajustado operará la alarma de **LÍMITE BAJO VIOLADO**; cuando la potencia activa de la unidad sea mayor al límite alto ajustado, operará la alarma de **LÍMITE ALTO VIOLADO**.



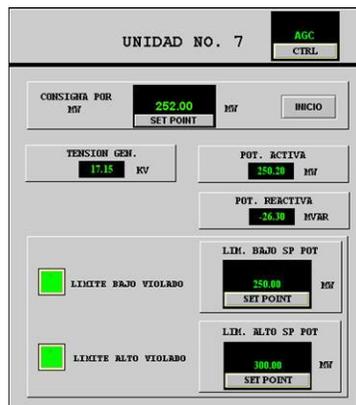
AJUSTE DE LIMITES ALTO O BAJO

Para ajustar los límites alto o bajo se realizan las siguientes acciones:

1. Desde la pantalla de Generación de la C.H. MANUEL MORENO TORRES hacer clic en la turbina la unidad a conectarse



2. Se despliega la ventana de Control del AGC de la Unidad Seleccionada

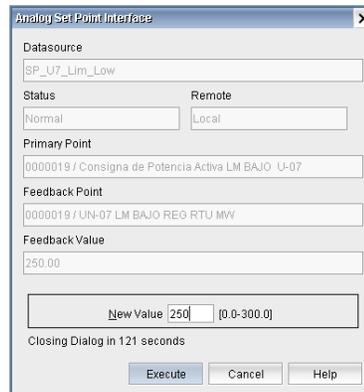


3. Para ajustar el Límite Bajo

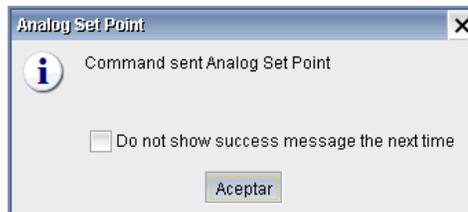
- a. Seleccionar SETPOINT en el recuadro LIM. BAJO SP POT.



- b. Aparece la venta de Analog Set Point Interface, Coloque el valor de ajuste en cuadro de texto *New Value*, para este ejemplo es de 250 y después haga clic en **Execute**.



- c. Después haga clic en **Aceptar**.



- d. Aparece el nuevo valor del Límite Bajo en el recuadro de LIM. BAJO SP POT.

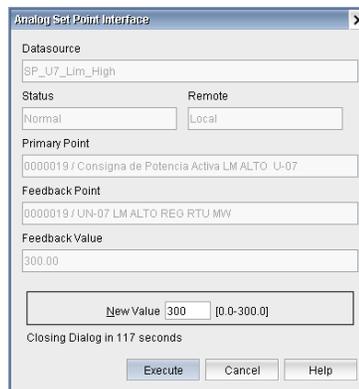


4. Para ajustar el Límite Alto

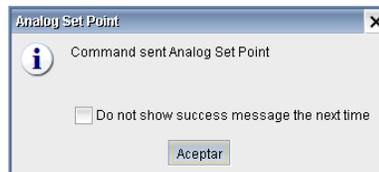
1. Seleccionar SETPOINT en el recuadro LIM. ALTO SP POT.



2. Aparece la venta de Analog Set Point Interface, Coloque el valor de ajuste en cuadro de texto *New Value*, para este ejemplo es de 250 y después haga clic en **Execute**.



3. Después en la ventana *Analog Set Point*, haga clic en **Aceptar**.



4. Aparece el nuevo valor del Límite Bajo en el recuadro de LIM. ALTO SP POT.



DESCRIPCIÓN DE PANTALLAS

A continuación se describen las pantallas principales de aplicación D400 en la IHM, las cuales se pueden acceder a través de los iconos en la parte central superior de la página D400.



Pantalla de Bienvenida



Pantalla principal de bienvenida a la aplicación D400 Substation Data Manager

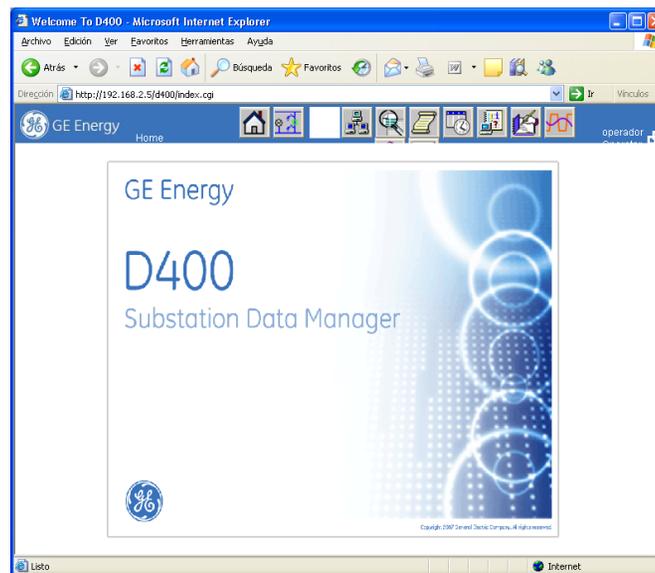
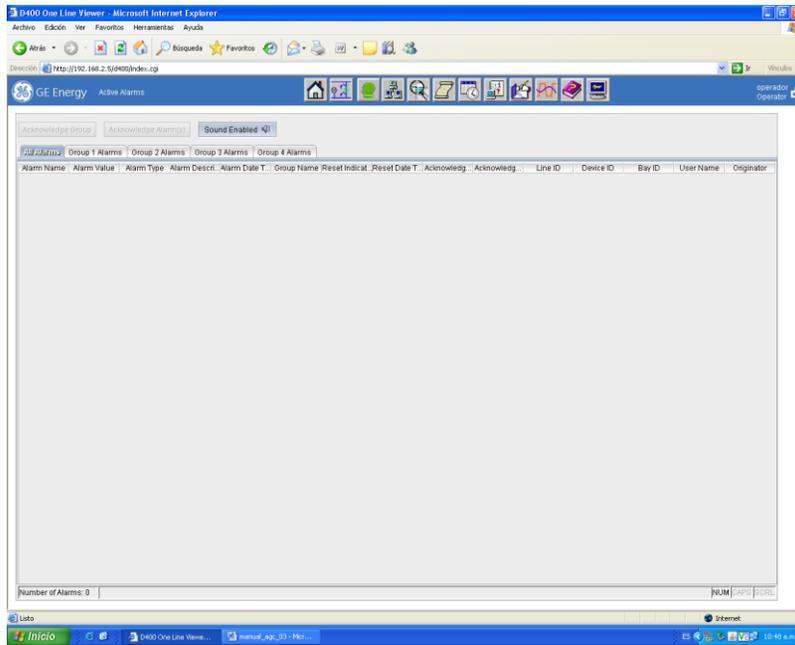


Diagrama Unifilar



Diagrama unifilar de la generación en la C.H. Manuel Moreno Torres



Comunicaciones



Resumen de las comunicaciones entre el equipo D400 y los dispositivos conectados a este. Cuando algún dispositivo del sistema se encuentre fuera de línea mostrará sus propiedades en color rojo.

Home Dir	Line ID	Device ID	Bay ID	Device Type	IED Details	Total Transactions	Total Transac.	%Efficiency	IO Traffic	Pseudo Points	Enable/Disable
0000017	MModbus_U1	SIEMENS1	Bay 7	DCA_U1_US	Address: 1	22882	22881	0	View	Display	Disable
0000019	MModbus_US_U8	SIEMENS2	U8_U7_U8	DCA_US_US	Address: 1	2615486	0	100	View	Display	Disable
0000014	TIROSI_4	MCAO	Bay 5	DCA_MCAO_Ti	Address: 131	17544	17544	0	View	Display	Disable
0000011	MOCTEZUMA	IBOX	Bay 3	modbusDCA_Box	Address: 1	235717	235716	0	View	Display	Disable

Equipos del Sistema



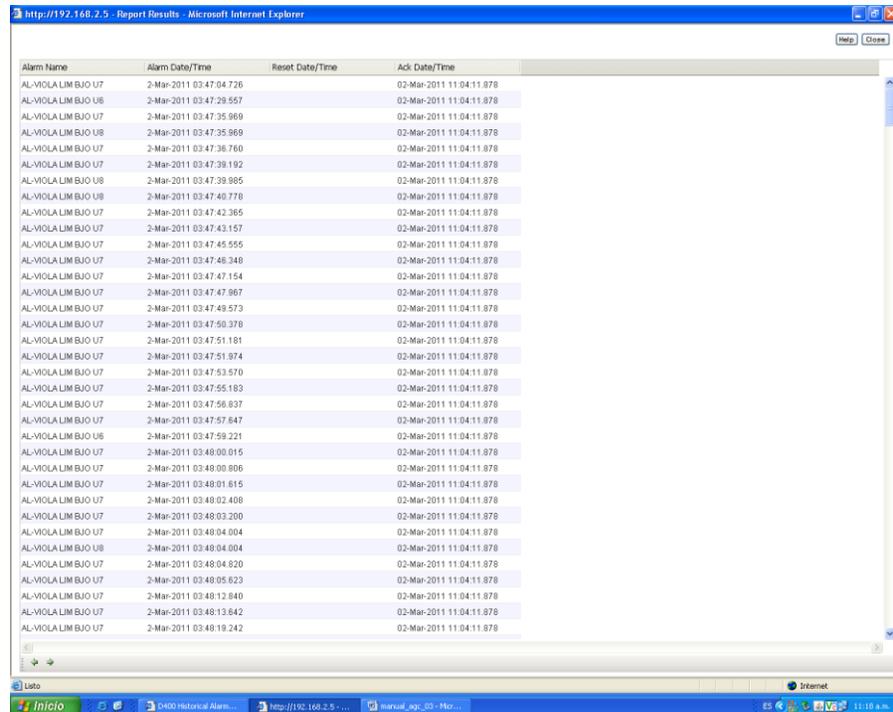
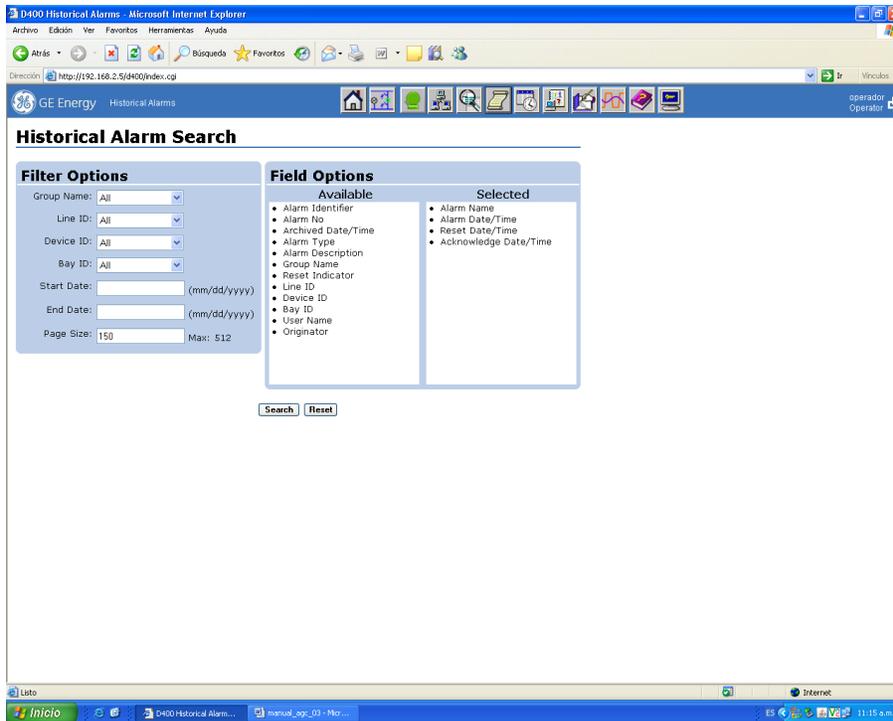
Muestra una lista detallada de dispositivos, estaciones maestras, aplicaciones y variables por grupo que integran el Sistema

IED	Master Station	Application	Point Groups	Device Type	IED Details	Show I/O	Show SOE/PRF	Show Details
0000017	MModbus_U1_U5	SIEMENS1	Bay 7	DCA_U1_U5	IED Address: 1	View	SOE/PRF	Details
0000019	MModbus_U6_U8	SIEMENS2	U6_U7_U8	DCA_U6_U8	IED Address: 1	View	SOE/PRF	Details
0000011	MOCTEZUMA	IBOX	Bay 3	modbusDCA_Box	IED Address: 1	View	SOE/PRF	Details
0000014	TIROSI_4	MCAD	Bay 5	DCA_MCAD_Tiros1_4	IED Address: 131	View	SOE/PRF	Details

Histórico de Alarmas



Muestra las alarmas operadas y/o reconocidas durante un tiempo específico.



Secuencia de Eventos (SOE)



Muestra listado de eventos ocurridos durante el proceso durante un tiempo específico.

D400 SOE List - Microsoft Internet Explorer

Archivo Edición Ver Favoritos Herramientas Ayuda

Dirección: http://192.168.2.5/d400/index.asp

GE Energy SOE List Operator Operator

SOE Search

Filter Options

Device Type: All

Line ID: All

Device ID: All

Bay ID: All

Start Date: 03/02/2011 (mm/dd/yyyy)

End Date: 03/02/2011 (mm/dd/yyyy)

Page Size: 512 Max: 512

Field Options

Available	Selected
<ul style="list-style-type: none"> PointID EventID 	<ul style="list-style-type: none"> LineID DeviceID Bay ID DeviceType PointDesc Event Date and Time State Originator HomeDir

PRF Search

Filter Options

Device Type: All

Line ID: All

Device ID: All

Bay ID: All

Start Date: 03/02/2011 (mm/dd/yyyy)

End Date: 03/02/2011 (mm/dd/yyyy)

Page Size: 512 Max: 512

Field Options

Available	Selected
<ul style="list-style-type: none"> EventID HomeDir 	<ul style="list-style-type: none"> LineID DeviceID Bay ID DeviceType Event Date and Time Trip Description Fault Distance

Inicio

http://192.168.2.5 - Report Results - Microsoft Internet Explorer

LineID	DeviceID	Bay ID	DeviceType	PointDesc	Event Date and Time	StateDescriptor	State	Originator	HomeDir
MModbus_US_UB	SIEMENS2	US_07_US	DCA_US_UB.xml	AL-VOLA LIM BJO U6	02-Mar-2011 00:16:10.564	OFF	0	Invalid orcat value	0000019
ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	AlarmAnnunciator OUS_AL-VOLA LIM BJO U6		02-Mar-2011 00:16:10.569		0	Not Supported	AN00000
MModbus_US_UB	SIEMENS2	US_07_US	DCA_US_UB.xml	AL-VOLA LIM BJO U6	02-Mar-2011 00:16:40.862	ON	1	Invalid orcat value	0000019
ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	AlarmAnnunciator OUS_AL-VOLA LIM BJO U6		02-Mar-2011 00:16:40.864		1	Not Supported	AN00000
MModbus_US_UB	SIEMENS2	US_07_US	DCA_US_UB.xml	AL-VOLA LIM BJO U6	02-Mar-2011 00:16:44.824	OFF	0	Invalid orcat value	0000019
ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	AlarmAnnunciator OUS_AL-VOLA LIM BJO U6		02-Mar-2011 00:16:44.826		0	Not Supported	AN00000
MModbus_US_UB	SIEMENS2	US_07_US	DCA_US_UB.xml	AL-VOLA LIM BJO U6	02-Mar-2011 00:16:47.224	ON	1	Invalid orcat value	0000019
ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	AlarmAnnunciator OUS_AL-VOLA LIM BJO U6		02-Mar-2011 00:16:47.232		1	Not Supported	AN00000
MModbus_US_UB	SIEMENS2	US_07_US	DCA_US_UB.xml	AL-VOLA LIM BJO U6	02-Mar-2011 00:16:48.007	OFF	0	Invalid orcat value	0000019
ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	AlarmAnnunciator OUS_AL-VOLA LIM BJO U6		02-Mar-2011 00:16:48.008		0	Not Supported	AN00000
MModbus_US_UB	SIEMENS2	US_07_US	DCA_US_UB.xml	AL-VOLA LIM BJO U6	02-Mar-2011 00:16:51.183	ON	1	Invalid orcat value	0000019
ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	AlarmAnnunciator OUS_AL-VOLA LIM BJO U6		02-Mar-2011 00:16:51.185		1	Not Supported	AN00000
MModbus_US_UB	SIEMENS2	US_07_US	DCA_US_UB.xml	AL-VOLA LIM BJO U6	02-Mar-2011 00:16:51.997	OFF	0	Invalid orcat value	0000019
ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	AlarmAnnunciator OUS_AL-VOLA LIM BJO U6		02-Mar-2011 00:16:52.002		0	Not Supported	AN00000
MModbus_US_UB	SIEMENS2	US_07_US	DCA_US_UB.xml	AL-VOLA LIM BJO U6	02-Mar-2011 00:16:52.789	ON	1	Invalid orcat value	0000019
ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	AlarmAnnunciator OUS_AL-VOLA LIM BJO U6		02-Mar-2011 00:16:52.790		1	Not Supported	AN00000
MModbus_US_UB	SIEMENS2	US_07_US	DCA_US_UB.xml	AL-VOLA LIM BJO U6	02-Mar-2011 00:16:55.179	OFF	0	Invalid orcat value	0000019
ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	AlarmAnnunciator OUS_AL-VOLA LIM BJO U6		02-Mar-2011 00:16:55.181		0	Not Supported	AN00000
MModbus_US_UB	SIEMENS2	US_07_US	DCA_US_UB.xml	AL-VOLA LIM BJO U6	02-Mar-2011 00:16:55.971	ON	1	Invalid orcat value	0000019
ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	AlarmAnnunciator OUS_AL-VOLA LIM BJO U6		02-Mar-2011 00:16:55.973		1	Not Supported	AN00000
MModbus_US_UB	SIEMENS2	US_07_US	DCA_US_UB.xml	AL-VOLA LIM BJO U6	02-Mar-2011 00:16:57.571	OFF	0	Invalid orcat value	0000019
ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	AlarmAnnunciator OUS_AL-VOLA LIM BJO U6		02-Mar-2011 00:16:57.573		0	Not Supported	AN00000
MModbus_US_UB	SIEMENS2	US_07_US	DCA_US_UB.xml	AL-VOLA LIM BJO U6	02-Mar-2011 00:16:58.365	ON	1	Invalid orcat value	0000019
ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	AlarmAnnunciator OUS_AL-VOLA LIM BJO U6		02-Mar-2011 00:16:58.366		1	Not Supported	AN00000
MModbus_US_UB	SIEMENS2	US_07_US	DCA_US_UB.xml	CT-U06 EDO CTL AGC	02-Mar-2011 00:20:22.710	ON	1	Invalid orcat value	0000019
ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	AlarmAnnunciator OU10_CT-U06 EDO CTL AGC		02-Mar-2011 00:20:22.713		1	Not Supported	AN00000
MModbus_US_UB	SIEMENS2	US_07_US	DCA_US_UB.xml	AL-VOLA LIM BJO U6	02-Mar-2011 00:20:34.016	OFF	0	Invalid orcat value	0000019
ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	AlarmAnnunciator OUS_AL-VOLA LIM BJO U6		02-Mar-2011 00:20:34.068		0	Not Supported	AN00000
MModbus_US_UB	SIEMENS2	US_07_US	DCA_US_UB.xml	AL-VOLA LIM BJO U6	02-Mar-2011 00:20:34.798	ON	1	Invalid orcat value	0000019
ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	AlarmAnnunciator OUS_AL-VOLA LIM BJO U6		02-Mar-2011 00:20:34.799		1	Not Supported	AN00000
MModbus_US_UB	SIEMENS2	US_07_US	DCA_US_UB.xml	AL-VOLA LIM BJO U6	02-Mar-2011 00:20:35.613	OFF	0	Invalid orcat value	0000019
ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	AlarmAnnunciator OUS_AL-VOLA LIM BJO U6		02-Mar-2011 00:20:35.618		0	Not Supported	AN00000
MModbus_US_UB	SIEMENS2	US_07_US	DCA_US_UB.xml	AL-VOLA LIM BJO U6	02-Mar-2011 00:21:33.748	ON	1	Invalid orcat value	0000019
ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	ANNUNCIATOR	AlarmAnnunciator OUS_AL-VOLA LIM BJO U6		02-Mar-2011 00:21:33.750		1	Not Supported	AN00000
MModbus_US_UB	SIEMENS2	US_07_US	DCA_US_UB.xml	AL-VOLA LIM BJO U6	02-Mar-2011 00:21:34.552	OFF	0	Invalid orcat value	0000019

Inicio

Información del Sistema



Muestra listado de errores, comandos y actividades del sistema ocurridos durante el proceso hasta una fecha determinada.

System Logs

Log Files			
Log Name	Creation Date and Time	Size (KB)	Select
Diagnostic	Wed Mar 2 11:15:38 2011	129.68	<input type="radio"/>
Command	Wed Mar 2 11:15:22 2011	11.26	<input type="radio"/>
User Activity	Wed Mar 2 11:15:01 2011	81.99	<input type="radio"/>

Number of entries per page: 256

Field Options

Available	Selected
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Date/Time
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Home Directory
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Application ID
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Application Interface
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Message ID
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Message Text
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> User Action

[View Log](#)

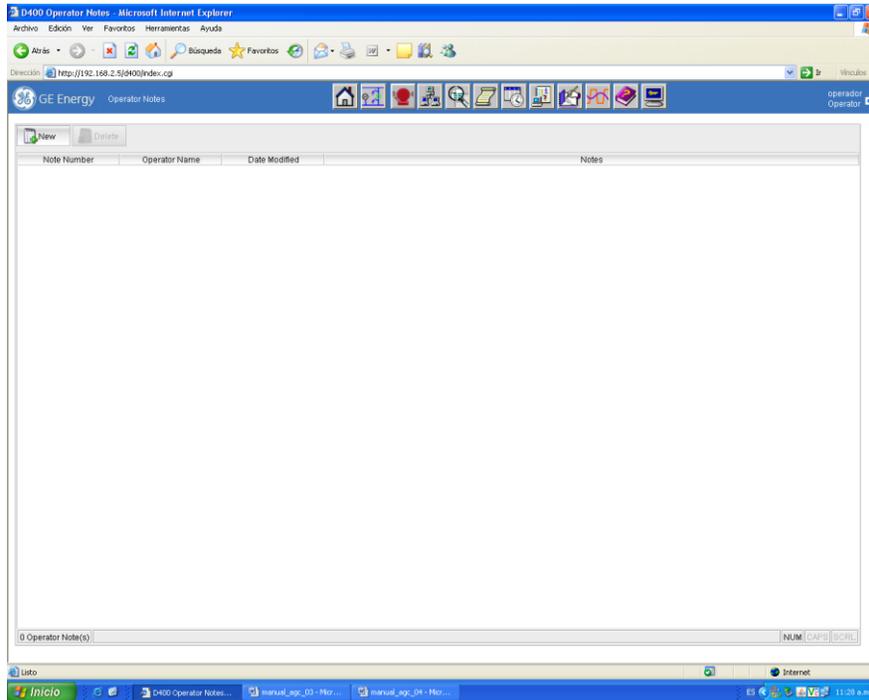
Report Results

Date/Time	Home Directory	Application ID	Application Interface	Message ID	Message Text	User Action
2011-03-02 11:17:59.472	/home/D400/0000011	NONE	A006	S 16	ERROR 18	Unit ID 1 Request Timeout
2011-03-02 11:17:59.279	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 1
2011-03-02 11:17:58.738	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 3
2011-03-02 11:17:58.390	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 3
2011-03-02 11:17:58.388	/home/D400/0000017	NONE	A006	S 4	ERROR 18	Unit ID 1 Request Timeout
2011-03-02 11:17:58.231	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 2
2011-03-02 11:17:58.170	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 1
2011-03-02 11:17:57.979	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 1
2011-03-02 11:17:57.770	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 3
2011-03-02 11:17:57.727	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 2
2011-03-02 11:17:57.358	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 2
2011-03-02 11:17:57.300	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 1
2011-03-02 11:17:57.235	/home/D400/0000011	NONE	A006	S 16	ERROR 18	Unit ID 1 Request Timeout
2011-03-02 11:17:57.008	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 1
2011-03-02 11:17:56.088	/home/D400/0000017	NONE	A006	S 4	ERROR 18	Unit ID 1 Request Timeout
2011-03-02 11:17:55.848	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 3
2011-03-02 11:17:55.786	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 2
2011-03-02 11:17:55.610	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 2
2011-03-02 11:17:55.509	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 1
2011-03-02 11:17:55.369	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 1
2011-03-02 11:17:55.009	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 3
2011-03-02 11:17:54.999	/home/D400/0000011	NONE	A006	S 16	ERROR 18	Unit ID 1 Request Timeout
2011-03-02 11:17:54.910	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 2
2011-03-02 11:17:54.870	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 1
2011-03-02 11:17:54.598	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 1
2011-03-02 11:17:54.117	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 3
2011-03-02 11:17:53.797	/home/D400/0000017	NONE	A006	S 4	ERROR 18	Unit ID 1 Request Timeout
2011-03-02 11:17:53.780	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 3
2011-03-02 11:17:53.695	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 2
2011-03-02 11:17:53.249	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 2
2011-03-02 11:17:53.191	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 1
2011-03-02 11:17:53.060	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 1
2011-03-02 11:17:52.775	/home/D400/0000011	NONE	A006	S 16	ERROR 18	Unit ID 1 Request Timeout
2011-03-02 11:17:52.759	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 3
2011-03-02 11:17:52.600	NONE	Discarding DNP Packet	B026	S	ERROR 1	No DPA with Address = 2

Notas del Operador



Muestra el listado de las de notas realizadas por el operador.

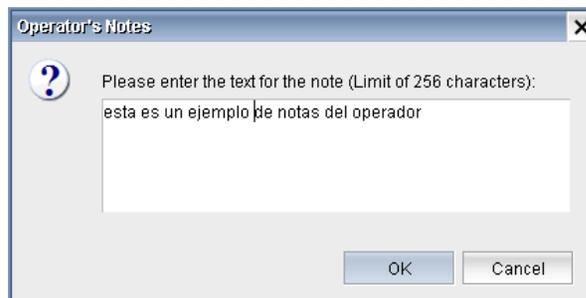


Crear una nota

1. Hacer clic en **NEW**.



2. Ingresar el texto a grabar, el límite para escribir son 256 caracteres, incluye espacios



3. Hacer clic en **OK**.

OK

4. La nota aparecerá en el listado incluyendo la fecha de modificación.

Ayuda



Muestra los documentos de información relacionados con la pantalla donde este ubicado.

http://192.168.2.5 - D400 Online Help - Microsoft Internet Explorer

D400 Substation Data Manager
Online Help

CONTENTS SEARCH INDEX

View events

The **SOE List** page provides a search utility to filter, sort and display [sequence of events \(SOE\)](#) and [protective relay faults \(PRF\)](#) records stored in the [realtime database](#).

» **To view SOE or PRF events**

1. Click the **SOE List** button on the Power bar.
2. Under **Filter Options**, select the criteria for retrieving records from the database.
3. Under **Field Options**, drag items from the **Available** column to the **Selected** column to include the field data in the report. You can drag an item higher or lower in the Selected list to change its relative order in the resulting report.
4. Click **Search** to display the report results.

The search results are displayed in a **Report Results** window.

Tip You can copy and paste text from the report window using your browser's copy and paste functions (e.g. **Ctrl-C** to copy and **Ctrl-V** to paste).

How to
[SOE records](#)

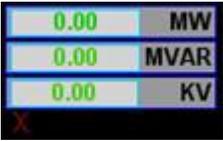
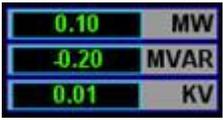
See also
[SOE List](#)
[Event records](#)

Inicio D400 SOE List - Micro... http://192.168.2.5 - ... http://192.168.2.5 - ... Manual_agc_01 - Micro... 11:05 a.m.

INDICACIÓN DE COLORES DENTRO DE LAS PANTALLAS PARA:

COLOR	DESCRIPCION	<u>UNIDAD</u>
 <p>U1</p> <p>GRIS</p>	Unidad con datos inválidos, falla de comunicación entre los dispositivos	
 <p>U6</p> <p>BLANCO</p>	Unidad parada o conectada como condensador síncrono.	
 <p>U7</p> <p>NARANJA</p>	Unidad generando.	

MEDICIONES

COLOR	DESCRIPCION
 <p>FONDO BLANCO</p>	Medición con datos inválidos, falla de comunicación entre los dispositivos
 <p>FONDO NEGRO</p>	Mediciones correctas

ALARMAS

COLOR ESTADO



NORMAL



OPERADA

PROBLEMAS Y SOLUCIONES

PROBLEMÁTICA	POSIBLES SOLUCIONES
Pantalla de aplicación sin visualización	<ul style="list-style-type: none">• Maximizar Internet Explorer desde la barra de tareas o,• Iniciar Internet Explorer desde el escritorio o menú de Inicio.
Internet Explorer se está ejecutando pero no se visualiza la Pantalla de aplicación	<ul style="list-style-type: none">• Reiniciar Internet Explorer o,• Escribir en la barra de direcciones http://192.168.2.5/
La unidad no se conecta al AGC	<ul style="list-style-type: none">• Verificar que la potencia activa sea mayor de 235 MW y que el límite bajo no halla operado.• Verificar que los interruptores de BLOQUEO AGC, se encuentre en la posición ON.• Verificar que las mediciones y estados de la unidad no estén inválidos.

Observaciones y sugerencias:

Desde hace varios años, el estándar usado en la industria para señalización de medidas analógicas es el lazo de corriente de 4 – 20 mA. Una gran ventaja de este rango de valores es: que cuando en el lazo no existe corriente alguna, se puede deducir que el “loop” está roto. El ingeniero de control fácilmente podrá detectar un error o mal funcionamiento en la señalización.

Usar un lazo de corriente de 0 – 1 mA, como el que se uso para tomar los valores de las potencias reactiva, activa y voltajes, puede traer problemas en el funcionamiento del control AGC.

Se sugiere cambiar el medidor (viejo) que entrega estos valores por uno que maneje 4 a 20 mA o por uno que se comunique vía protocolo con el PLC de control de las unidades.

Conclusiones:

Los problemas que a menudo se presentan en la industria son muy similares a los que se presentan en la escuela; errores de comunicación, problemas con el medio físico, errores de configuración, problemas con la lógica de un programa, etc.

Del presente reporte se puede concluir que las experiencias obtenidas fueron distintas, no solo en lo práctico, sino que también en como relacionarse con otros trabajadores, supervisores y distintas personas que trabajan, de alguna forma, con la industria.

Se combinaron distintas tecnologías para la puesta en servicio del equipo D400, distintos protocolos de comunicación (DNP y MODBUS principalmente), programación de PLC, acondicionamiento de señales, etc. Distintos departamentos de la empresa sumaron esfuerzos para lograr el objetivo de restaurar el control AGC para tres unidades generadoras.

Es probable que la forma de trabajar en las empresas parezca, a veces, ineficiente. sin embargo, ingenieros con años de experiencia demuestran día a día que ellos conocen bien los procedimientos y requerimientos para lograr avances importantes y alcanzar objetivos.

Todos los obstáculos fueron superados, el equipo quedo funcionando en tiempo y forma, los detalles fueron solucionados satisfactoriamente y el comité encargado de la modernización de la central Manuel Moreno Torres aprobó y sugirió ampliar este proyecto a las otras cinco unidades en la central.

Anexos:

-Manuales de configuración de Software

-D400_Version:R2.75_Software_users_guide

-D400_Version:R3.0_Software_users_guide

-Manual de configuración de hardware

-D400_Hardware_users_guide_Version:R1.2

Referencias:

-ASEA Grid manual (1984). Grid performance.

-General Electric Digital Energy (2011). D400 Substation Data Manager. User's Manual.

http://www.gedigitalenergy.com/products/manuals/energy/D400_Hardware_users_guide_R1.2.pdf

- General Electric Digital Energy (2011).). D400 Substation Data Manager. Software Configuration Guide.

http://www.gedigitalenergy.com/products/manuals/energy/D400_R3.0_Software_users_guide.pdf

-Control.com (Abril-2009). Power factor, frequency, and load.

<http://www.control.com/thread/1241099278>

-SIMATIC SIEMENS. S7-300. Communication, Installation, and Parameter Assignment.

<http://www.siemens.com>

-SIMATIC SIEMENS. MODBUS protocol RTU-S7 is slave.

http://support.automation.siemens.com/.../s7300_modbus_slave_operating_instructions_en-US_en-US.pdf