REPÚBLICA DEL ECUADOR
Escuela Politécnica Nacional
"E SCIENTIA HOMINIS SALUS"

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la “ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL” bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.

- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.

- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO INTEGRADO DE ALIMENTACIÓN DEL CAMPO SACHA DE LA EMPRESA "OPERACIONES RIO NAPO"

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN ELECTRÓNICA Y CONTROL

PILICITA TOPÓN CARLOS ANDRÉS
car_andrespt64@hotmail.com

DIRECTORA: ING. MARÍA DOLORES ABADIANO
mabadiano@rionapocem.com.ec

CODIRECTORA: ANA VERÓNICA RODAS BENALCÁZAR, MBA
ana.rodas@epn.edu.ec

Quito, Enero 2015

DECLARACIÓN

Yo Pilicita Topón Carlos Andrés, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

_____

Pilicita Topón Carlos Andrés

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Pilicita Topón Carlos Andrés, bajo mi supervisión.

Ing. María Dolores Abadiano DIRECTORA	Ing. Ana Rodas Benalcázar, MBA CODIRECTORA

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mi madre por su infinita paciencia, por todo el esfuerzo y sacrificio, por ser mi compañera en mis noches de desvelo, por su amor incondicional por mostrarme que la fuerza de voluntad y las ganas de salir adelante vence cualquier obstáculo

A mis hermanas Sylvia y Carolina, por el cariño y la confianza, por tener siempre palabras de aliento para levantarme, y compartir conmigo tantos momentos felices.

A Daisy por ser mi apoyo y mi compañera de vida, por estar conmigo en los momentos más difícil, así como los más felices de mi vida, por la comprensión y la tranquilidad que me brinda día a día.

A Julián por mostrar que una sonrisa te puede cambiar la vida

A Edison, por las enseñanzas que me ha brindado y que me sigue dando a pesar de ya no estar conmigo, por ser mi compañero, amigo y hermano.

A la Ingeniera María Dolores Abadiano, por la confianza depositada en mí y la ayuda brindada en todo momento, sin su apoyo no lo hubiera podido terminar

A la Ingeniera Ana Rodas gracias por la paciencia y la ayuda brindada en el transcurso del proyecto.

Al Ingeniero. José Canchiña, la Ingeniera Mariela Flores y todo el departamento de mantenimiento eléctrico de Operaciones Río Napo, que apoyaron el proyecto en todo momento.

A la empresa Operaciones Rio Napo por permitirme acceder a sus instalaciones y siempre colaborar en la realización de este proyecto.

A todos mis amigos que a su modo y con sus palabras siempre me apoyaron.

Andrés

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a mi madre, luchadora incansable, con una fuerza inagotable, una mujer como ninguna, la persona que me ha dado la fuerza para cumplir mis metas

A Daisy y Julián la familia que he formado, por tantos momentos felices vividos y por vivir.

Andrés

CONTENIDO

CONTENIDO i
RESUMEN v
PRESENTACIÓN vii

1 CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN DEL CAMPO SACHA 1
1.1 ANTECEDENTES 1
1.2 JUSTIFICACIÓN 3
1.3 GENERACIÓN ELÉCTRICA A PEQUEÑA ESCALA 3
1.3.1 GENERADORES A DIESEL 3
1.3.2 TURBINAS PARA GENERACIÓN EN PEQUEÑA 4
1.4 MODO DE OPERACIÓN DE LOS GENERADORES ELÉCTRICOS DEL CAMPO SACHA 6
1.4.1 MODO DROOP 6
1.4.2 ISÓCRONO CON CARGA BASE10 6
1.5 SINCRONIZACIÓN DE GENERADORES ELECTRICOS A UNA BARRA INFINITA 7
1.6 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SACHA 8
1.6.1 CENTRAL DE GENERACION DE 8 MW 9
1.6.2 CENTRAL DE GENERACIÓN TURBINAS ORN 10
1.6.3 CENTRAL DE GENERACION JUSTICE 11
1.6.4 CENTRAL DE GENERACION DE RS-ROTH 12
1.6.5 CENTRAL DE GENERACIÓN DE CELEC EP 13
1.6.6 GENERACIÓN AISLADA 14
1.6.7 REPARTICIÓN DE CARGA DEL SISTEMA ELÉCTRICO SACHA .. 14
1.7 EXPLICACION DEL PROYECTO 16
2 CAPÍTULO 2: DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL ENLACE DE COMUNICACIÓN ..... -17
2.1 REQUERIMIENTOS GENERALES 17
2.2 EQUIPOS A MONITOREAR 18
2.2.1 EASYGEN3100 18
2.2.2 ION 6200 19
2.2.2.1 Direcciones MODBUS ION6200 20
2.2.3 MULTILIM 750 21
2.2.3.1 Direcciones MODBUS Multilim 750 22
2.2.4 EGCP-2 23
2.2.4.1 Direcciones MODBUS EGCP - 2 23
2.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE VISUALIZACION ELECTRICO INTEGRADO 24
2.3.1 DISEÑO EN LA CENTRAL DE TURBINAS, RAMALES ALIMENTADORES, Y SALA DE CONTROL HPs. 25
2.3.2 DISEÑO EN LA CENTRAL RS ROTH SA149 25
2.3.3 DISEÑO EN LA CENTRAL DE CELEC EP 26
2.3.4 DISEÑO DE ENLACE DE COMUNICACIÓN 26

2.3.5 SELECCION DE PLC ADMINISTRADOR 27
2.3.6 SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA VISUALIZACION DE DATOS 28
2.4 DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS A UTILIZAR..... 28
2.4.1 PLC MICROLOGIX 1100..... 28
2.4.1.1 Características Generales..... 28
2.4.1.2 Dimensiones para instalación..... 29
2.4.1.3 Puertos de comunicaciones..... 30
2.4.2 GATEWAY SERIAL VLINK MESR-902T..... 30
2.4.2.1 Características Generales..... 30
2.4.2.2 Dimensiones para instalación..... 31
2.4.2.3 Puertos de comunicación..... 31
2.4.3 PLC LOGIX5561 B 32
2.4.3.1 Características Generales..... 32
2.4.3.2 Dimensiones para instalación..... 33
2.4.3.2.1 Chasis 1756-A7 B..... 33
2.4.3.2.2 Fuente de poder 1756PA75 B..... 33
2.4.3.3 Puertos de comunicación..... 34
2.4.4 PANELVIEW PLUS 1500..... 34
2.4.4.1 Características Generales..... 34
2.4.4.2 Dimensiones para instalación..... 35
2.4.4.3 Puertos de comunicación..... 35
2.5 EQUIPOS PARA EL ENLACE DE COMUNICACIÓN 36
2.5.1 SWITCH MOXA EDS-G509..... 36
2.5.2 DISPOSITIVOS WIFI NANOSTATION M5..... 37
2.6 MANEJO DE REDES SERIALES Y LAN 38
2.6.1 REDES MODBUS SERIALES..... 38
2.6.1.1 Diagramas de conexiones de redes Modbus..... 39
2.6.1.1.1 Central de Generación Turbinas y Alimentadores..... 39
2.6.1.1.2 Sala de control HPS 39
2.6.1.1.3 Central de Generación de RS ROTH..... 40
2.6.1.1.4 Central de Generación de 8 MW ORN..... 41
2.6.2 REDES DE ÁREA LOCAL (LAN) 41
2.6.2.1 Diagramas de conexiones de redes LAN..... 42
2.7 CONFIGURACIÓN DE EQUIPOS PARA ENLACE DE DATOS 43
2.7.1 CONFIGURACIÓN DEL GATEWAY SERIAL MESR902T..... 43
2.7.2 CREACIÓN DE REDES VLAN EN SWITCH MOXA EDS-G509..... 46
2.7.3 CONFIGURACIÓN DE EQUIPOS NANOSTATION UBIQUITI M5... 48
2.7.4 CONFIGURACIÓN DEL PLC MICROLOGIX 1100..... 51
2.7.4.1 Configuración del autómata y comunicaciones..... 52
2.7.4.2 Creación de subrutinas RSLogix 500..... 53
2.7.4.3 Creación de archivos para datos..... 53
2.7.4.4 Manejo de protocolo modbus..... 55
2.7.4.4.1 Direccionamiento de la Central de Generación de Justice……. 57
2.7.4.4.2 Direccionamiento de la central de Turbinas y Alimentadores..... 57
2.7.4.4.3 Direccionamiento de la Central de Generación de 8 MW 57

2.7.4.5 Configuración del PLC en una red LAN 57
2.8 PROGRAMA REALIZADO EN PLCS MICROLOGIX1100 60
2.8.1 PROGRAMA DEL PLC EN SALA DE CONTROL TURBINAS 60
2.8.1.1 Subrutina de direccionamiento de subrutinas 60
2.8.1.2 Subrutina lectura de datos relés y medidores de los alimentadores 60
2.8.1.3 Subrutina de ordenamiento de datos 60
2.8.1.4 Subrutina de registro de alarmas 61
2.8.1.5 Subrutina de ordenamiento de alarmas 61
2.8.2 PROGRAMA EN PLC EN SALA DE CONTROL HPS 61
3 CAPÍTULO 3 : DISEÑO Y DESARROLLO DEL SOFTWARE DE MONITOREO 62
3.1 DISEÑO DEL SOFTWARE DE MONITOREO 62
3.2 DESARROLLO DEL SOFTWARE PARA ALMACENAMIENTO DE DATOS 62
3.2.1 Creación de un nuevo proyecto 63
3.2.2 Creación de subrutinas 63
3.2.3 Manejo de comunicaciones 64
3.2.3.1 Módulo Ethernet/IP 1756 – ENBT A 65
3.2.3.2 Módulo MVI56 – MNET 66
3.2.3.3 Configuración módulo MVI56- MNET 71
3.2.4 CREACIÓN DE TAGS 76
3.2.5 LECTURA DE DATOS 77
3.2.6 DIRECCIONAMIENTO PARA EL PLC ADMINISTRADOR LOGIX5560 1 79
3.3 PROGRAMAS EN PLC LOGIX5561 79
3.3.1 Subrutina de direccionamiento de subrutinas 79
3.3.2 Subrutinas de lectura del PLC de la Sala de Control de Turbinas 80
3.3.3 Subrutina de lectura del PLC de la Sala de Control HPS 80
3.3.4 Subrutina de lectura de PLCs de la central de 8 MW 80
3.3.5 Subrutina de cálculo de la reserva rodante en la Central de 8 MW 80
3.3.6 Subrutina de cálculo de reserva rodante en Central de Justices. 81
3.3.7 Subrutina de cálculo de reserva rodante en la Central de CELEC EP ... 81
3.4 SOFTWARE RSLINK CLASSIC LITE 81
3.5 DESARROLLO DEL SOFTWARE PARA VISUALIZACIÓN DE DATOS ... 83
3.5.1 CREACIÓN DE UN NUEVO PROYECTO 83
3.5.2 CREACIÓN DE NUEVAS PANTALLAS 84
3.5.3 CREACIÓN DE TAGS PARA VISUALIZACIÓN DATOS 85
3.5.4 CREACIÓN DE VISUALIZADORES NUMÉRICOS 86
3.5.5 CREACIÓN DE INDICADORES DE ESTADO MÚLTIPLE 87
3.5.6 CREACIÓN DE MODELOS DE REGISTRO DE DATOS 89
3.6 DESCRIPCION DE LAS PANTALLAS CREADAS 91
3.6.1 PANTALLA DE INICIO 91
3.6.2 PANTALLA PRINCIPAL 92
3.6.3 PANTALLAS DE CENTRALES DE GENERACIÓN 93
3.6.4 PANTALLAS DE ALIMENTADORES 94
3.6.5 PANTALLAS DE GRÁFICAS DE TENDENCIA 95
3.6.6 PANTALLA DE REGISTRO HISTÓRICO DE EVENTOS 97

4 CAPÍTULO 4: PRUEBAS Y RESULTADOS 98
4.1 PRUEBAS DEL ENLACE DE COMUNICACIÓN 98
4.1.1 MODBUS POLL 98
4.1.2 PRUEBAS DE LECTURA DE DATOS USANDO MODBUS POLL 99
4.1.3 ADQUISICIÓN DE DATOS EN CENTRAL RS-ROTH SA149 101
4.1.4 ADQUISICIÓN DE DATOS EN CENTRAL DE CELEC EP 102
4.1.5 ADQUISICIÓN DE DATOS DESDE LA CENTRAL DE 8 MW, JUSTICES, TURBINAS Y RAMALES ALIMENTADORES. 102
4.2 PRUEBAS DE ALMACENAMIENTO DE DATOS EN PLC ADMINISTRADOR. 103
4.3 PRUEBAS DE VISUALIZACIÓN DE DATOS EN PANEL VIEW 104
4.4 RESULTADOS GLOBALES 106
5 CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .... **¡Error! Marcador no definido.**
5.1 CONCLUSIONES ..... **¡Error! Marcador no definido.**
5.2 RECOMENDACIONES 116
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS. 118
ANEXOS 120

RESUMEN

El presente proyecto contempla la realización del sistema de visualización de parámetros eléctricos de los generadores que alimentan el campo Sacha y los ramales alimentadores que regulan la repartición de carga para la ejecución de las labores de extracción de crudo de la empresa Operaciones Rio Napo (ORN). Para ello se ha realizado la centralización de datos en cada central de generación, el transporte de datos hacia la Sala de Control de Turbinas, la adquisición y almacenamiento de datos en un PLC administrador de la red y la visualización de datos en una pantalla táctil.

La centralización de datos se realizó con PLCs Micrologix 1100 para manejo de protocolos Modbus RS-485 y un Gateway MESR-902T para manejo de protocolo Modbus RS-422. En la programación de los PLCs Micrologix 1100 se utilizó el software RSLogix500, donde se desarrolló una secuencia para adquisición de datos de los equipos conectados a los generadores. El Gateway MESR-902T se configuró para trabajar como un convertidor de protocolos de Modbus serial a Modbus/TCP.

El transporte de datos se realizó con enlaces punto a punto de radiofrecuencia con equipos WIFI NanoStation y un enlace de fibra óptica de la red de Operaciones Rio Napo. De este modo se pudo concentrar todos los datos en la Sala de Control de Turbinas, para ser almacenados en un PLC ControlLogix L5561B que administra la transmisión de datos.

La visualización de datos se realizó en una pantalla táctil PanelView Plus 1500, en la cual se creó 28 pantallas, a modo de visualizar la potencia activa, potencia reactiva, voltaje, corriente, frecuencia, factor de potencia, el estado de los breaker de los generadores y ramales alimentadores del sistema eléctrico Sacha (SESA) y alarmas de algunos equipos donde fue posible adquirirlas sin provocar riesgos de paros súbitos en los mismos.

Adicionalmente se creó gráficas de tendencias con los valores de potencia generada, potencia consumida, y el cálculo de la reserva

rodante, realizando un balance de carga que permita a los operadores del sistema tomar decisiones rápidas ante colapsos parciales o totales del sistema.

Por otra parte se realizó la instalación de PLCs Micrologix 1100 en la Sala de Control de HPs y en la Sala de Control de Turbina, los mismos que conjunto con las redes modbus seriales sirven para realizar la adquisición de datos de la Central de 8MW, Central de Justices, Central Turbinas y ramales alimentadores principales y secundarios. Adicionalmente, se instaló el Gateway serial MESR-902T en la central de RS ROTH con su respectiva red serial, donde se utilizó el protocolo Modbus/TCP para la transmisión de datos de los generadores hacia la sala de Turbinas. Finalmente, se instaló un autómata ControlLogix L5561 B y un PanelView Plus1500 en la Sala de Control de Turbinas para el almacenamiento y visualización de los datos adquiridos de los generadores.

Las pruebas de adquisición, transporte, centralización, almacenamiento y visualización de datos permitieron verificar el correcto funcionamiento del sistema, lo que le convierte en una herramienta útil para los operadores en la toma de decisiones para una repartición de carga apropiada para las instalaciones de ORN en el campo Sacha.

PRESENTACIÓN

El trabajo describe el diseño y la implementación del sistema de visualización eléctrico integrado del campo Sacha. Se lo ha organizado en cinco capítulos cuyo contenido se describe a continuación.

El primer capítulo es una descripción del sistema eléctrico del campo Sacha. Se inicia con una descripción de la empresa Operaciones Río Napo y una justificación del proyecto. Se describe la generación eléctrica en pequeña escala utilizada en ORN y los modos de funcionamiento en los que trabajan los generadores conectados al sistema eléctrico. Además se explican las condiciones necesarias para el ingreso de un generador a una barra infinita. En este capítulo se hace una descripción corta de las centrales de generación y los ramales alimentadores considerando la cantidad de generadores o turbinas con las que se cuenta y la potencia con la que aportan al sistema eléctrico. Se concluye este capítulo con la explicación del proyecto donde se describe el resultado esperado.

El capítulo dos describe los requerimientos del sistema de visualización y los equipos de los que es posible adquirir los datos, se detalla el diseño del sistema en cada una de las centrales, el enlace de comunicación y la visualización de datos. Se presenta además los diagramas de las redes Modbus seriales y la red LAN y se finaliza mostrando las configuraciones de los equipos para adquisición de datos en las centrales de generación, salas de control y de los equipos para el enlace de comunicación.

El capítulo tres puntualiza las configuraciones necesarias para el almacenamiento de datos en el PLC Logix5568, el direccionamiento de todos los datos almacenados en el mismo y el programa realizado para la adquisición de datos. Se detalla la programación creada para la visualización de datos en el PanelView Plus 1500 y se finaliza con una descripción de las pantallas creadas.

El capítulo cuatro presenta las pruebas de funcionamiento realizadas y sus resultados. Se hace una descripción del software MODBUS POLL utilizado para las pruebas de adquisición y transporte de datos. Se hace una descripción de las pruebas realizadas para la adquisición de datos en todas las centrales y el

transporte de los mismos hacia la sala de control de turbinas. En este capítulo se destacan las pruebas de adquisición y almacenamiento de datos en el PLC administrador así como las pruebas para visualizar datos en la pantalla táctil PanelView Plus 1500. Finalmente, se presentan las pantallas creadas en la pantalla como los resultados obtenidos del proyecto.

En el capítulo 5 se ponen de manifiesto las conclusiones del proyecto desarrollado en base a los resultados obtenidos y a los objetivos planteados y se recomiendan mejores y aplicaciones futuras.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN DEL CAMPO SACHA

1.1 ANTECEDENTES

La compañía “Operaciones Río Napo CEM” es una empresa privada de economía mixta, la misma que nace en Noviembre del año 2009 como la primera empresa petrolera de economía mixta del Ecuador en una alianza entre las empresas EP Petroecuador y Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), con el fin de brindar servicios para la administración, incremento de la producción, desarrollo, la optimización de recursos y el mejoramiento integral en la explotación del campo Sacha.[1]

El campo Sacha es uno de los campo petroleros de mayor interés en el Ecuador debido a su gran extensión, sus reservas y su gran producción. Se encuentra a 300 km. al Noreste de Quito en la Región Amazónica del Ecuador en la ciudad “Joya de los Sachas” cantón del mismo nombre, provincia de Orellana. Este ha sido uno de los mayores productores de petróleo desde su descubrimiento por el Consorcio Texaco-Gulf, el 25 de Febrero de 1969 con la perforación del pozo explotario Sacha-1. En la actualidad es operado por la empresa “Operaciones Río Napo CEM”, que ha aumentado la producción del campo a valores cercanos a los 75000 barriles por día (BPD). [2]

La proyección de producción del campo es la de alcanzar un tope de 75000 BPD y desde ahí comenzar un declive hasta llegar a los 30573 BPD en el año 2026 fecha en que termina el contrato con Operaciones Rio Napo a pesar que esta producción se mantendrá por 25 años más aproximadamente. [2]

El campo Sacha tiene una superficie de 124 km^2 dentro de la cual se encuentran cerca de 400 pozos de explotación de petróleo, entre pozos abiertos y pozos cerrados. Este campo consta de 4 estaciones de producción desde las que se monitorea la producción de todo el campo, la estación Norte 1, Norte 2, Sur y la

estación Sacha Central que es el centro administrativo del campo y la estación de mayor superficie. [2]

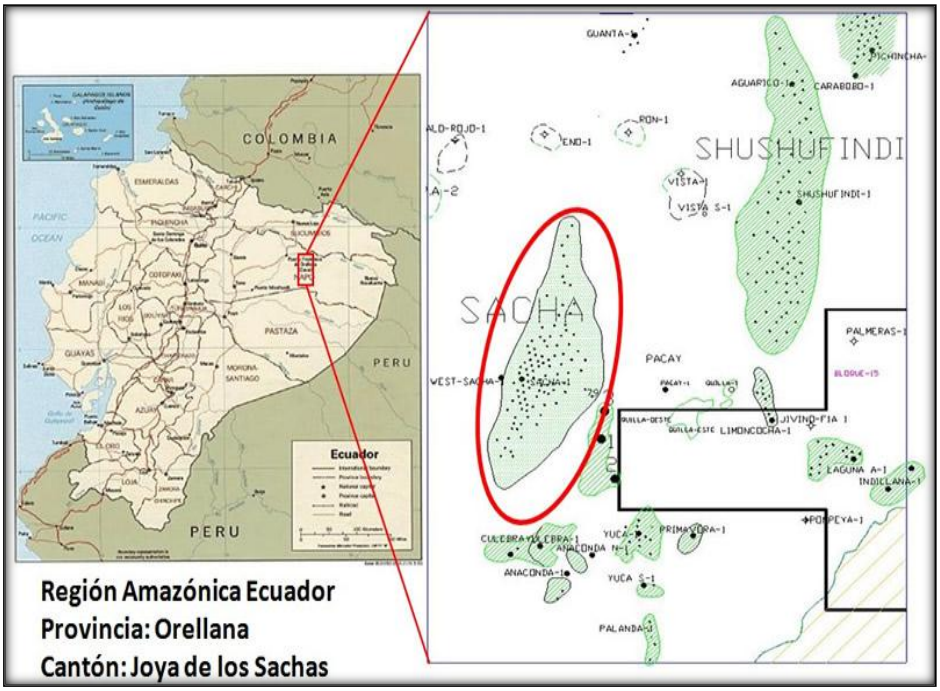


Figura. 1.1. Ubicación y delimitación del campo Sacha
Archivo Campo Sacha Operaciones Rio Napo

La generación eléctrica que alimenta las cuatro estaciones de producción y los pozos de extracción de crudo, está formada por 5 centrales de generación, la Central de Generación Justice, la Central de Generación de RS ROTH, la Central de Generación de CELEC EP, la Central de Generación de 8 MW y la Central de Generación de Turbinas.

El Sistema Eléctrico Sacha (SESA) no cuenta con un sistema que permita la monitorización y/o control sobre las centrales de generación de manera centralizada, lo que dificulta la toma decisiones para el despacho de carga y restablecimiento del sistema en casos de emergencia.

1.2 JUSTIFICACIÓN

En la actualidad el Sistema Eléctrico del campo Sacha no puede ser monitorizado ni controlado, en lo que respecta a la generación como a la distribución de energía eléctrica. La recolección de datos de operación de los generadores y la distribución de carga del sistema se realiza vía radio, comunicación o teléfono; siendo el centro de operación la Sala de Control de Turbinas de la Estación Sacha Central.

El almacenamiento de datos se lo realiza de forma manual, para lo cual el único apoyo y herramienta con la que cuenta es un documento de Microsoft Excel, donde se registran los datos que se espera sean los correctos ya que no se los puede verificar. Además de la misma forma se guardan ciertas novedades diarias en este documento lo que lo convierte en el único registro histórico de datos, mismos que no son en tiempo real.

Con la implementación de un sistema de visualización eléctrico integrado centralizado que contenga la información de la generación eléctrica así como de la demanda de energía del campo Sacha, se facilitara la toma de decisiones del operador en caso de fallas del sistema ya que podrá conocer en tiempo real como está operando el campo.

1.3 GENERACIÓN ELÉCTRICA A PEQUEÑA ESCALA

1.3.1 GENERADORES A DIESEL

Un generador a diesel es un motor de combustión interna a base de diesel que se enlaza por medio de un cigüeñal a un alternador, el cual al tener movimiento genera electricidad. [3]

Cuando el motor diesel gira, el cigüeñal que lo conecta al generador, el eje central del alternador, gira produciendo un campo magnético variable. Este movimiento de alta velocidad produce una corriente eléctrica, la cual está disponible posteriormente para el uso de cualquier equipo que esté conectado al generador. El interruptor del governor que ayuda a controlar la velocidad del motor, permite el

incremento de la misma cuando la electricidad producida está en uso, dejando que el motor gire tanto como sea necesario para abastecer la carga. [3]

Figura 1.2 Generador a Diesel Central 8 MW Operaciones Rio Napo

Son usados en lugares donde el suministro de energía no es constante o en lugares donde tener un respaldo de energía es muy importante como en hospitales.

Este modo de generación se presenta como una opción de generación eléctrica ampliamente utilizado en el campo petrolero, ya que los campos de explotación se encuentran ubicados en lugares alejados y en muchos casos la conexión al Sistema Nacional Interconectado no es rentable ni beneficiosa.

El Sistema Eléctrico Sacha (SESA) está formado por centrales de generación térmica, cuatro de las cuales cuentan con grupos electrógenos y una pequeña formada por turbinas de gas.

1.3.2 TURBINAS PARA GENERACIÓN EN PEQUEÑA

Una turbina es una máquina a través de la cual transita un fluido de manera continua, y que la atraviesa en un movimiento rotativo del eje. El fluido del que se habla puede ser líquido, como sucede en las turbinas hidráulicas que se encuentran en las centrales hidroeléctricas, así como también puede ser vapor de agua o ciertos gases generados de la combustión de algún combustible, tal como es el caso de las turbinas de vapor y de gas. [4]

Las turbinas a gas presentan ventajas en la relación potencia versus peso y tamaño, su costo de instalación es bajo, la puesta en servicio es rápida, y al ser un movimiento rotativos no alternativos son menores el número de piezas que rotan por lo que hay menos desgaste y perdidas por rozamiento lo que hace que se economice en lubricantes ya que los sistemas son más simples, además que permiten la utilización de gas natural o diesel dependiendo de la aplicación para la que sea utilizada.

Figura 1.3 Turbina usada en generación de energía eléctrica

Sin embargo presenta una desventaja, el alto consumo de combustible debido a las altas pérdidas de calor al ambiente que se produce por altas temperaturas de salida de los gases de escape y porque aproximadamente un 75 % de la potencia total generada por la turbina es demandada por el compresor. La máquina acciona una carga la cual se encuentra montada en el eje de la misma como un generador eléctrico como es el caso de las turbinas instaladas en Operaciones Río Napo, las cuales se conectan a generadores de 700 kW, y 2 MW ayudando al suministro de energía para el campo Sacha. [5]

Este tipo de sistemas, como los sistemas formados por grupos electrógenos que no se encuentran conectados con el Sistema Nacional Interconectado se conocen como sistemas aislados.

1.4 MODO DE OPERACIÓN DE LOS GENERADORES ELÉCTRICOS DEL CAMPO SACHA

Los generadores que forman parte del SESA trabajan en 2 modos de operación, los cuales pueden ser configurados en los tableros de control de los generadores de acuerdo a la necesidad de la empresa y las características de operación del sistema.

1.4.1 MODO DROOP

En este modo a la caída de velocidad se la define como un decremento en la velocidad de referencia cuando la carga aumenta. Tiene muchos usos y aplicaciones que permiten que el control de la velocidad de un motor sea estable. Este es el modo de funcionamiento de la Central de Justice, Central de 8 MW, Central Turbinas y parcialmente de la Central de CELEC EP.

Este se expresa como el porcentaje de la velocidad de referencia con el motor sin carga hasta el punto de carga máxima, se recomienda un porcentaje de entre 3% y el 5% con un valor mínimo de 2.5% para mantener la estabilidad de un regulador de velocidad. [6]

$$\%droop = \frac{Velocidad\ (0\%\ de\ carga) - Velocidad\ (100\%\ de\ carga)}{Velocidad\ nominal} * 100$$

1.4.2 ISÓCRONO CON CARGA BASE

Este modo de operación solo es usado donde otros grupos generadores producen energía suficiente para satisfacer los cambios en la demanda de carga, y es ideal para añadir o quitar unidades en un sistema, disminuir la carga, o para fijar la cantidad de carga en una unidad en un sistema que tiene otras unidades en paralelo. [6]

Esto se consigue usando sensores de carga isócronos y una señal eléctrica externa en las líneas de repartición de carga, esta señal debe aparecer en los reguladores de velocidad como un desbalance de carga, el mismo que disminuye o aumenta hasta que la salida del sensor sea igual a la señal eléctrica externa. [8]

La central de generación de RS ROTH SA149 trabaja en modo de carga base, debido a que al ser una central móvil, sus desplazamientos no permiten configurarla en modo droop.

1.5 SINCRONIZACIÓN DE GENERADORES ELECTRICOS A UNA BARRA INFINITA

La operación en paralelo presenta una gran cantidad de ventajas sobre el trabajo con un generador aislado, ya que varios generadores pueden suministrar más energía que una sola maquina lo que hace más confiable el sistema en caso de falla de uno y facilita la realización de mantenimientos preventivos y correctivos razón por lo cual esto es ampliamente usado en la generación eléctrica, siendo este el caso de ORN.

Es necesario realizar el procedimiento adecuado para ejecutar esta maniobra ya que si se cierra los interruptores arbitrariamente es posible ocasionar severos daños sobre los generadores y ocasionar colapsos de energía sobre la carga que estén operando. Para que los generadores puedan ser puestos en paralelo se requiere cumplir con 4 condiciones:

- La frecuencia del generador y la barra infinita deben ser iguales, en el caso de Operaciones Río Napo se trabaja con una frecuencia de 60,20 Hz en promedio.
- El voltaje de línea del generador debe ser igual al voltaje de la barra, en el caso de que el generador trabaja a diferentes voltaje que la barra se utiliza un transformador con la relación de transformación adecuado, en el caso ORN la operación de la barra se realiza a 13,8 kV y las centrales de generación trabajan a 480 V, 4800 V o 13800 V.
- La secuencia de fase debe ser la misma en el generador y la barra.
- El voltaje del generador debe estar en fase con el voltaje de la barra infinita.

La operación de sincronización de los generadores en Operaciones Río Napo es realizada automáticamente por equipos especializados como un EASYGEN3100, o un EGCP2, los cuales se encargan de cumplir con las condiciones de

sincronización y cierran el reconectador en el momento, excepto en la central de turbinas donde la sincronización la realiza manualmente el operador basado en un sincronoscopio.

1.6 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SACHA

El SESA en la actualidad se encuentra alimentado por 3 centrales de generación que dan el servicio en forma rentada siendo RS ROTH, Justice Y CELEC S.A., las empresas contratistas, una central de generación y dos turbinas adicionales (TA y TB) que son de generación propia de la empresa.

Todas las centrales son de generación térmica, es decir basadas en la quema de combustible fósiles, como diesel y gas natural, los que accionan los grupos electrógenos, instalados. La red de distribución es de tipo radial con un sistema de generación distribuido con voltaje de operación a 13.8 kV y la misma que se encuentra distribuido de la siguiente manera: [7]

- Central de generación 8 MW ORN(Sacha Central)
- Central de generación Turbinas ORN (Sacha Central)
- Central de Generación JUSTICE (Sacha Central)
- Generación puntual RS ROTH (Sacha 149)
- Central de Generación CELEC EP (Sacha Central)

Al momento el consumo de energía total en el campo Sacha es 18.3 MW mínimo llegando a 19 MW en las horas picos, siendo abastecidas por el sistema eléctrico con una reserva rodante de alrededor de 6.1 MW en horas pico y 6.9 MW en horas de baja demanda. Las reservas en frio son de aproximadamente 3.6 MW con lo que se garantiza el correcto funcionamiento de todos los equipos conectados en el sistema.

Estos datos son tomados vía telefónica cada hora por el operador en la Sala de Control de Turbinas, el mismo que se encarga de la distribución de la carga y del manejo de toda la información concerniente a la generación de todos los generadores de las diferentes empresas teniendo decisión independiente de que generador está aportando al sistema.

1.6.1 CENTRAL DE GENERACION DE 8 MW

Figura 1.4 Central de Generación 8 MW ORN

La central de generación de 8 MW pasó a manos de ORN en enero del 2013 siendo antes una propiedad de la empresa RS ROTH. Se encuentra ubicada en la estación Sacha Central a una distancia aproximada de 400 m de la Sala de Control de Turbinas y consta de 5 grupos electrógenos de la marca Caterpillar formados por un motor modelo 3516B y un alternador modelo SR-48-HV con su respectivo banco de baterías modelo 9x9720, los cargadores de las baterías modelo MBCGT-24V-10ª-L3C/NC24 y tableros de control modelo EMCP3.3 del grupo electrógeno, de la misma marca

En la sala de control se tiene el cuarto de máquinas, donde se encuentran instalados los switchgears necesario para el correcto funcionamiento de los grupos electrógenos, los cuales se conectan a una misma barra antes de salir hacia la barra principal de Operaciones Río Napo Adicionalmente existen dos feeders de salida, los cuales le permiten a la central conectarse hacia la barra de ORN o hacia otro lugar dependiendo de la situación.

Estas unidades generan 13.8 kV que es el voltaje de la barra principal del campo y puede aportar una potencia activa máxima de 1825 kW, con una potencia instala de 9125 kW y una capacidad máxima de 8 MW, sin embargo trabajan a una potencia máxima de 1435 kW aportando un promedio 1035 kW cada uno manteniendo una potencia rodante de 400 kW. La central opera con un máximo

de 4 generadores encendidos entregando una potencia máxima de 5740 kW aportando con 4140 KW y manteniendo una reserva rodante de 1600 kW y una reserva en frio de 1435 kW correspondiente a un grupo electrógeno

Esta central cuenta con un sistema de adquisición de datos y control supervisor para control y monitoreo de los 5 generadores en su sala de control, que consta de tres controladores Micrologix 1100 de la marca Allen Bradley y una pantalla HMI de la marca WEINTEK que se comunica con los PLC en comunicación tipo Ethernet a través de un switch de comunicaciones industriales 405 TX de la marca N-TRON, los están conectados en red mediante protocolo Modbus RTU sobre un estándar RS-485 que les permite comunicarse con los tableros de sincronismo EASYGEN3100 instalados en cada generador, tomando datos de voltajes, frecuencia potencia activa, factor de potencia y controlando el setpoint de frecuencia acorde al modo de funcionamiento.

En la pantalla HMI se muestra los valores de voltaje, corriente, frecuencia, potencia activa, potencia aparente, y los estados de las alarmas de cada tablero de sincronismo, Desde aquí se puede realizar el control de encendido y apagado de las máquinas, y las configuraciones necesarias para el reparto de carga.

Todos los generadores de la central funcionan en modo Droop, tomando y liberando carga automáticamente

1.6.2 CENTRAL DE GENERACIÓN TURBINAS ORN

Figura 1.5 Central de Generación Turbinas

Esta central de generación es propia de ORN y se encuentra ubicada en la estación Sacha Central, lateral a la Sala de Control de Turbinas y cuenta con dos turbinas de la marca RUSTOM (TA y TB) formado74111s por una turbina modelo TA-1500 y una turbina modelo TB-5000, con un alternador de la marca KATO modelo 100ES9D, para la TA y un alternador de la marca General Electric modelo 5ATIP61169A503 de mayor potencia para la TB.

Estas unidades funcionan a base de la quema de gas excepto para el encendido, para lo cual se utiliza diesel. Las turbinas se conectan en una barra de 4.16 kV que para ser conectada a la barra principal de ORN pasa por medio de un transformador elevador que se conecta hacia la subestación principal.

La turbina TA tiene una potencia máxima de 700 kW aportando actualmente al sistema una potencia promedio de 300 kW. La turbina TB tiene una potencia máxima de 2500 kW sin embargo esta se encuentra dañada en espera de reparación del sistema de control.

La TA cuenta con un sistema de control formado de un control de temperatura de la marca DYNALCO que se conecta con un PLC MODICON QUANTUM mismo que maneja las señales de todos los sensores instalados en la turbina, los mismos que son controlados por una interfaz gráfica realizada en INTOUCH.

1.6.3 CENTRAL DE GENERACION JUSTICE

Figura 1.6 Central de Generación Justice

La Central de generación Justice se encuentra ubicada en la estación Sacha Central aproximadamente a unos 200 m. de la Sala de Control de Turbinas, está formada por 5 generadores de 1360 kW con motor marca MTU DDC modelo 12V4000 y alternador KHOLER modelo 7M4052 y dos generadores de 1700 kW con el mismo modelo de motor y alternador de la marca MAGNAMAX modelo A-782R-110, todos a un voltaje de 0.48 kV, proporcionando una potencia instalada de 10200 kW de los cuales entrega normalmente 2800 kW al SESA y mantiene dos generadores en reserva fría. Los generadores se conectan a una barra de 13,8 kW ubicada en el switchgear ubicada en la sala de control de válvulas HPS ubicada en la estación Sacha Central.

1.6.4 CENTRAL DE GENERACION DE RS-ROTH

Figura. 1.7 Central de Generación de RS ROTH SA149

La central de generación RS-ROTH SA149 se encuentra ubicada a una distancia aproximada de 14 Km de la estación Sacha Central. La finalidad de esta es trasladarse al lugar donde se lo requiera ya sea de forma individual o todo el grupo de generadores. La central consta de 5 generadores con su respectivo tablero de sincronismo modelo EGCP-2 de la marca Woodward, pero los generadores pueden variar ya que en caso de falla deben ser reemplazado de forma inmediata.

Tabla 1.1 Descripción de los grupos electrógenos Central de RS ROTH [7]

GENERACION RS ROTH CENTRAL						
MOTOR			ALTERNADOR			
UNIDAD	FABRICANTE	MODELO	MARCA	MODELO	kW	V
G-109	CATERPILLAR	3516B	CATERPILLAR	SR4B-GD	1640	480
G-129	CATERPILLAR	3512B	CATERPILLAR	SR5	1360	480
G-101	CATERPILLAR	3516B	CATERPILLAR	SR4B-GD	1825	480
G-89	CATERPILLAR	3516	CATERPILLAR	SR4B-GD	1450	480
G-103	CATER[ILLAR	3516B	CATERPILLAR	SR4	1825	480

Estos generadores están trabajando en modo isócrono con carga base, entregando una potencia promedio de 1000 kW sin reserva rodante ni en frio, a voltaje de 0,48 kV por lo que deben pasar por transformadores de voltaje para sincronizarse con el sistema de ORNCEM de 13,8 kV.

1.6.5 CENTRAL DE GENERACIÓN DE CELEC EP

Figura 1.8 Central de Generación de CELEC EP Sacha

La Central CELEC EP Termopichincha Sacha que se encuentra en las afueras de la estación Sacha Central y es administrada por la Unidad de Negocio de Termopichincha. Cuenta con tres baterías de generación, una batería provee de energía a Petroamazonas EP, y las otras dos forman parte del SESA.

Las dos baterías que alimentan al campo Sacha están formadas por 4 grupos electrógenos formados de motores de la marca HYUNDAI modelo HHI 9H-21/32 y de alternadores de la marca HYUNDAI modelo HSR7 637-8P cada uno con una potencia instalada de 1700 kW, es decir, una potencia instalada total de 13600 kW garantizando 6600. kW en promedio cuando la demanda es baja y 7769 kW cuando la demanda es máxima y conservando una reserva rodante de 2640 kW a un nivel de voltaje de 4,8 kV por lo que requiere de transformadores para conectarse con el SESA.

1.6.6 GENERACIÓN AISLADA

Operaciones Río Napo cuenta con algunos generadores aislados en distintos puntos del campo Sacha, los cuales son usados en los sistemas de emergencia y en pozos aislados donde aún no ha podido ser instalada la línea eléctrica. Los generadores aislados son de la marca Caterpillar de diferentes modelos y potencias, las que se detallan en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2 Generación Aislada [7]

LOCALIZACION	MOTOR		ALTERNADOR		
	MARCA	MODELO	MARCA	MODELO	kW
POZO SA280	CATERPILLAR	C18	CATERPILLAR	LC7	545
POZO SA098	CATERPILLAR	3406 B	CATERPILLAR	SR4	275
POZO SA186	CATERPILLAR	3406 BT	CATERPILLAR	SR4	250
POZO SA081	CATERPILLAR	3406 B	CATERPILLAR	SR4	275
POZO SA270	CATERPILLAR	3412	CATERPILLAR	SR4	545
POZO SA191	CATERPILLAR	3408 DI	CATERPILLAR	SR4	265
POZO SA087	CATERPILLAR	3408 PC	CATERPILLAR	A230680000	270
POZO SA083	CATERPILLAR	C15	CATERPILLAR	LC6	365
POZO SA091	CATERPILLAR	C15	CATERPILLAR	LC6	365
POZO SA118	CATERPILLAR	3412	CATERPILLAR	A238530000	500
NORTE 1	CATERPILLAR	C18	CATERPILLAR	LC7	545

1.6.7 REPARTICIÓN DE CARGA DEL SISTEMA ELÉCTRICO SACHA

La carga total conectada al SESA es de aproximadamente 20 MW con tendencia al aumento debido al creciente número de pozos de explotación instalados

recientemente; el reparto de carga se realiza por tres ramales principales: Norte1, Norte2, Sur; además de dos ramales secundarios: campamento y oleoducto. Los ramales principales cuentan con circuitos reconectadores, los cuales son contralados por los relés de la marca General Electric, modelo Multilim 750. Estos se encargan de la adquisición de los datos de los transformadores de potencial y los transformadores de corriente para conocer la carga instalada.

Figura 1.9 Relés de protección Multilim 750 ramales, Norte 2, Norte 1, Sur

La corriente y la carga con los que se cuenta en cada ramal se detallan en la Tabla 1.3:

Tabla 1.3 Carga y corriente en los ramales del SESA

Ramales	Corriente	Carga
Norte 1	200 A.	4,1 MW.
Norte 2	201 A.	4.2 MW.
Sur	225 A.	5.11 MW.
Campamento	60 A.	400 kW.
Oleoducto	83 A.	470 kW.

En el caso de presentarse algún colapso de energía, son los relés los encargados de abrir el reconectador de su respectivo ramal, el operador es el encargado de volverlo a poner operativo el momento que se corrija la falla del sistema.

1.7 EXPLICACION DEL PROYECTO

Se va a realizar un Sistema de Visualización Eléctrico Integrado que permita visualizar los parámetros eléctricos de los generadores que forman parte del Sistema Eléctrico Sacha. Inicialmente se hará un diagnóstico del sistema eléctrico para conocer las características de los equipos instalados en las centrales de generación y los ramales alimentadores principales y secundarios, para determinar la forma más adecuada de implementar un sistema de visualización.

Con el diagnóstico realizado se va a seleccionar los equipos a utilizar para la adquisición de datos de cada generador y los ramales alimentadores, acorde a los requerimientos y condiciones del sistema, ajustándose a los equipos y los protocolos de comunicación con los que cuenten.

Una vez implementada la adquisición de datos de cada central, se realizará el enlace de comunicación para transportar los datos almacenados desde las centrales de generación hacia la Sala de Control de Turbinas, donde se tiene la operación del sistema y el reparto de carga. Se utilizará equipos de radiofrecuencia para transportar datos en distancias cortas y un hilo de fibra óptica para transportar datos desde las centrales más lejanas.

Se va a centralizar la información de todos los generadores en un PLC que administre la red, esto se ajustará al mapeo de direcciones realizadas y se encargará de la adquisición y almacenamiento de datos y que a su vez se conectara con la pantalla donde se visualizarán los parámetros. Tanto el PLC principal como la pantalla de visualización serán instalados en la Sala de Control de Turbinas.

En la pantalla de visualización se mostrarán los parámetros eléctricos más importantes como son: voltaje, corriente, potencia activa, frecuencia, potencia reactiva, factor de potencia y estado de los breakers. Con estos datos los operadores del sistema eléctrico Sacha tomarán las decisiones más adecuadas en la repartición de carga, y disminuirán los tiempos de restablecimiento en caso de colapsos parciales o totales del sistema.

CAPÍTULO 2

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL ENLACE DE COMUNICACIÓN

2.1 REQUERIMIENTOS GENERALES

En este capítulo se hará una descripción de los equipos instalados en las centrales de generación: tableros de sincronismo, relés de protección y medidores de potencia y energía. Es posible tomar los valores de las magnitudes eléctricas, con ellos se realizará el diseño del sistema de visualización que se ajuste a las necesidades de ORN y que a su vez sea confiable en cada una de sus partes para que la información receptada ayude en la toma de decisiones de una forma acertada, para esto el sistema debe tener las siguientes especificaciones.

- Debe ser confiable.
- De manejo fácil para los operadores
- Debe ser capaz de adquirir, procesar interpretar y almacenar varios conjuntos de datos en tiempo real.

Para cumplir con las especificaciones detalladas es necesario realizar un análisis de las variables a ser monitoreadas y los equipos con los que actualmente cuenta el SESA.

El funcionamiento óptimo del sistema eléctrico de ORN es de vital importancia para realizar las actividades de exploración, perforación, extracción, transporte y almacenamiento del crudo que vierte de los pozos del campo Sacha. Como el sistema eléctrico alimenta a todos los equipos, en el momento que se presentan colapsos de energía, una toma de decisiones para restablecer el sistema debe ser tomada en cuestión de minutos lo cual es muy difícil con el sistema actual.

En la actualidad Operaciones Río Napo no cuenta con un sistema que permita visualizar los datos en forma detallada de cada generador y equipo de protección

de los ramales alimentadores, y global de cada central de generación para tomar decisiones rápidas en una operación delicada como es el reparto de carga. Al momento ORN necesita de un sistema que incorpore todos estos datos en forma organizada y que sirvan como una herramienta en tiempo real y que a su vez permita realizar mejoras continuas y avanzar hacia un proceso de un SCADA completo del sistema eléctrico.

2.2 EQUIPOS A MONITOREAR

Estos equipos se encuentran instalados en las diferentes centrales de generación y ramales alimentadores y forman parte de los circuitos de control y protección del SESA. Los equipos cuentan con uno o varios protocolos de comunicación que les permite conectarse a redes a fin de ser monitoreadas y controlados de forma remota. Los equipos de monitoreo están descritos en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Equipos a monitorear

LOCACIÓN	UBICACIÓN DE EQUIPOS	EQUIPO
Central 8 MW ORN	Central de 8 MW	EASYGEN3100
Central Turbinas	Sala de control de Turbinas	ION6200
Central Justice	Sala de control de HPS	Relé Multilim 750[a]
Central RS ROTH SA149	Central RS ROTH SA149	EGCP-2
Central CELEC EP	Central de CELEC EP	SE DESCONOCE[b]
Ramales Alimentadores	Sala de control de Turbinas	Relé Multilim 750

2.2.1 EASYGEN3100

Los EASYGEN3100 de la marca Woodward, son equipo controladores de grupos electrógenos del tipo modular, posee características de protección y permiten realizar la sincronización e ingreso en paralelo del generador en una barra infinita automáticamente.

Nota: En la central de Justice no se pudo monitorear cada generador por políticas de privacidad de la empresa, sin embargo se realizará el monitoreo del relé de protección ubicado en el switchgear de entrada a la red eléctrica de ORN. Por otro lado, en la central de CELEC EP se desconocen los equipos a monitorear directamente ya que esta central cuenta con un sistema SCADA propio y la información será adquirida del PLC que maneja estos datos

Figura 2.1 EASYGEN3100 de la marca Woodward

Los EASYGEN3100 contienen 3 puertos de comunicación, 1 puerto serial RS-232 para comunicación con una PC a través del cual se puede configurar el equipo mediante el software propietario. Además posee un puerto serial RS-485 que maneja el protocolo Modbus RTU por el cual se puede acceder a la tabla de memorias para tomar datos de las variables del sistema y un puerto serial adicional que maneja un protocolo CANbus para conectarse con otros equipos EASYGEN3100 e intercambio de información con un máximo de 32 equipos en una red. [8]

Se encuentran instalados en la Central de 8 MW de ORN para el control y reparto de carga de cada generador, sin embargo por sus características para comunicarse con otros equipos, son aprovechados para la toma de datos del sistema SCADA propio de la central, estos mismos datos serán utilizados en el software de monitoreo que se leerán directamente de los 3 PLCs Micrologix que conforman el sistema.

2.2.2 ION 6200

El ION6200 de la marca Schneider Electric, es un equipo medidor de potencia y energía, que toma datos de los transformadores de corriente y de potencial para obtener valores referenciales. El ION 6200 consta de dos partes, un equipo modelo TRAN (transductor), y una pantalla modular de visualización remota, como se muestra en la Figura 2.2

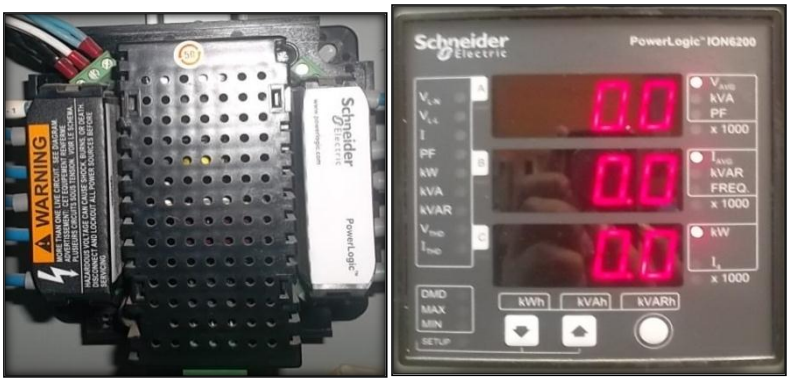


Figura 2.2 Medidor ION6200 TRAN y módulo de visualización instalado en turbina TA

El equipo cuenta con un puerto de comunicación serial RS-485 para manejo de protocolo Modbus RTU, permitiendo hasta 32 dispositivos conectados en la misma red, además de un indicador RXD/TXD que parpadea en rojo cuando el ION6200 transmite y en verde cuando recibe información.

Estos equipos se encuentran instalados en la Sala de Control de Turbinas y realizan la lectura de datos de la Central Turbinas (TA y TB) y de los ramales secundarios del campamento y oleoducto. Sin embargo se conectaron al sistema únicamente los de la turbina TA y la del reconectador de campamento.

2.2.2.1 Direcciones MODBUS ION6200

La Tabla 2.2 muestra las direcciones de memoria a ser utilizados.

Tabla 2.2 Direcciones Modbus a ser monitoreadas ION 6200 [9]

EQUIPO	MAGNITUD ELÉCTRICA	DIRECCIÓN MODBUS
ION 6200	Promedio de Voltaje	40107
	Promedio de Corriente	40111
	Frecuencia del sistema	40115
	Factor de potencia	40116
	Potencia Activa	40120
	Potencia Reactiva	40121

2.2.3 MULTILIM 750

Los relés MULTILIM 750 de la marca General Electric son equipos usados para la protección y monitorización de alimentadores industriales y de línea. El equipo que se muestra en la Figura 2.3, puede ser configurado de manera local usando el teclado y el display incorporados. Cuenta con un puerto para configuración desde una PC con el software propietario "Enervista 750/760". [10]

Figura 2.3 Multilim 750 de General Electric

El equipo tiene 3 puertos de comunicación serial:

- COM1: RS-485/RS-422
- COM2: RS-485
- Puerto frontal: RS-232

El puerto frontal permite la conexión del MULTILIM 750 con una PC para la configuración de las diversas protecciones, COM1 y el COM2 son puertos de comunicación que permiten el manejo de protocolo Modbus RTU o DNP 3.0. Además contiene dos entradas IRIG-B para colocar un sincronizador horario para varios equipos el cual recibe una señal de satélite.

Estos equipos se encuentran instalados en la Sala de Control de Turbinas para la protección de los alimentadores principales Norte 1, Norte 2, Sur y en los switchgear de entrada de la central Justice y 8 MW ORN.

2.2.3.1 Direcciones MODBUS Multilim 750

Tabla 2.3 Direcciones Modbus a ser monitoreadas Multilim 750 [10]

EQUIPO	MAGNITUD ELÉCTRICA	DIRECCIÓN MODBUS
MULTILIM 750	Corriente fase A	30768
	Corriente fase B	30769
	Corriente fase C	30770
	Voltaje A-B	30780
	Voltaje B-C	30773
	Voltaje C-A	30774
	Promedio de Voltaje	30775
	Potencia Activa	30780
	Potencia Reactiva	30785
	Factor de potencia	30787
	Frecuencia del sistema	30788
	Sobrecorriente F1 temporal	31537
	Sobrecorriente neutro F1 temporal	31592
	Sobrecorriente F2 temporal	31543
	Sobrecorriente neutro F2 temporal	31534
	Bajo Voltaje 1	31534
	Bajo Voltaje 2	31535
	Sobre Voltaje 1	31538
	Sobre Voltaje 2	31539
	Baja frecuencia 1	31540
	Baja frecuencia 2	31541
	Sobre frecuencia	31555
	Estado del breaker	40579

2.2.4 EGCP-2

El EGCP-2 de la marca Woodward es un conjunto completo de control de carga y gestión del motor de un generador, se lo puede utilizar como control electrónico de velocidad del motor, y como un regulador de tensión independiente.

Figura 2.4 EGCP-2 de la marca Woodward

El EGCP-2 mostrado en la Figura 2.4, realiza las funciones de control del motor, sincronización, control de carga activa y reactiva, protección del motor y del generador y permite la comunicación con otros dispositivos para ser monitoreado. El EGCP-2 tiene un puerto de comunicación serial RS-422 el cual maneja el protocolo Modbus RTU y ServLink, permitiendo la conexión con una PC hacia el software propietario *EGCP-2 HMI* o hacia otros dispositivos de monitoreo remoto.[11]

2.2.4.1 Direcciones MODBUS EGCP - 2

Tabla 2.4 Direcciones Modbus a ser monitoreadas EGCP-2

EQUIPO	MAGNITUD ELÉCTRICA	DIRECCIÓN MODBUS
EGCP – 2	Voltaje A L-L	30007
	Voltaje B L-L	30008
	Voltaje C L-L	30009
	Potencia Activa	30010
	Factor de potencia	30012
	Potencia Reactiva	30016
	Frecuencia del sistema	30017

CONTINUACION DE LA TABL ANTERIOR		
EGCP – 2	Frecuencia del generador	30018
	Corriente fase A	30059
	Corriente fase B	30060
	Corriente fase C	30061

2.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE VISUALIZACION ELECTRICO INTEGRADO

La Tabla 2.5 muestra los puertos de comunicación de los diferentes equipos que se van a adquirir datos a ser visualizados y los protocolos que maneja

Tabla 2.5 Protocolos de comunicación de equipos a monitorear

LOCACION	EQUIPOS	PUERTOS	PROTOCOLOS
Alimentadores	MULTILIM 750	3 puertos seriales • RS-232 • RS-485 • RS-422	• Modbus RTU • DNP 3.0
Campamento	ION 6200	1 puerto serial • RS-485	• Modbus RTU
Turbina TA	ION 6200	1 puerto serial • RS-485	• Modbus RTU
Central 8 MW ORN	EASYGEN3100	3 puertos seriales • RS-232 • RS-485 • CAN	• Modbus RTU • CAN Bus
Central Justice	MULTILIM 750	3 puertos seriales • RS-232 • RS-485 • RS-422	• Modbus RTU • DNP 3.0
Central RS ROTH	EGCP-2	1 puerto serial • RS-422	• Modbus RTU

Si revisamos la Tabla 2.5, se puede observar que todos los equipos a monitorear manejan el protocolo Modbus RTU, razón por la cual es seleccionado para realizar la centralización de datos en cada central. Se manejará el estándar RS-485 para los equipos ION6200, Multilim 750 y EASYGEN3100, mientras que para los equipos EGCP-2 se utilizará el estándar RS-422.

Con el análisis de las direcciones a ser monitoreadas, se sabe que se cuenta con los equipos de los cuales se puede adquirir los diferentes valores de las magnitudes eléctricas. Sin embargo, en su gran mayoría estos no se encuentran conectados a fin de establecer un monitoreo centralizado.

2.3.1 DISEÑO EN LA CENTRAL DE TURBINAS, RAMALES ALIMENTADORES, Y SALA DE CONTROL HPs.

La central de generación de 8 MW ya cuenta con un sistema de centralización de datos basado en tres PLC Micrologix 1100 de la marca Allen Bradley que funciona en la actualidad realizando visualización de parámetros y control de los generadores de la central. Estos equipos cuentan con un puerto de comunicación para manejo de protocolo Modbus RTU en estándar RS-485 y RS-232, para lo cual no es necesario agregar ningún otro dispositivo, aceptando un máximo de 32 equipos conectados en la misma red serial.

Se utilizará estos equipos en la central de Turbinas para la adquisición de datos de los equipos Multilim 750 de los ramales alimentadores principales y de los equipos ION6200 de la turbina TA y del ramal campamento, y en la Sala de Control HPs para la adquisición de datos de los equipos Multilim 750 de la Central Justice.

2.3.2 DISEÑO EN LA CENTRAL RS ROTH SA149

En la central de RS ROTH SA149 se cuenta con equipos EGCP-2 los que manejan un protocolo Modbus en estándar RS-422 el cual no es posible manejar con un Micrologix1100, por lo que es necesario considerar otro equipo, para centralizar los datos.

Si se considera el uso de otro PLC que permita manejar el estándar RS-422, se necesita ubicar un PLC de la familia CompactLogix o una gama superior. Esto

elevara los costos del proyecto, y la inversión no se podría justificar ya que se requiere hacer la adquisición de datos de apenas 6 generadores que representa pocos datos para la capacidad de estos PLCs.

Se considerará la opción de un conversor serial, que permita la conversión del protocolo Modbus RTU, en un protocolo que permita el transporte de datos por medio de una red LAN, que puede ser el protocolo Modbus/TCP. Se utilizará un Gateway serial MESR-902T, equipo que es utilizado en otras aplicaciones dentro del campo Sacha.

2.3.3 DISEÑO EN LA CENTRAL DE CELEC EP

En esta central no se va a conectar ningún equipo adicional ya que la lectura de datos se la realizará directamente de una tabla Modbus creada dentro del PLC administrador del SCADA de la central y la transmisión se la realizará utilizando Modbus/TCP, siguiendo las recomendaciones del técnico de mantenimiento del SCADA de dicha central de generación.

2.3.4 DISEÑO DE ENLACE DE COMUNICACIÓN

Para el enlace de comunicación se siguió las recomendaciones dadas por el departamento de tecnología de la información y comunicación de ORN, donde se indicó que para enlaces corto alcance se utilicen equipos de radiofrecuencia, y para los enlaces de largo alcance se utilice un hilo de fibra óptica que se encuentre disponible usando la propia fibra óptica tendida alrededor de todo el campo Sacha. Para la transmisión de datos desde las diferentes centrales de generación hacia la sala de control de turbinas se utilizará una red LAN.

En los enlaces corto alcance se utilizarán equipos WIFI NanoStation M5, que son utilizados ampliamente en otras aplicaciones en el campo Sacha, por lo que se pretende mantener un estándar de equipos para brindar facilidades en caso de fallos o de reparaciones. Estos equipos serán utilizados para enlazar las centrales de 8 MW, Justices, y CELEC EP hacia la sala de control de turbinas.

En los enlaces de largo alcance se utilizará un hilo de la fibra óptica tendida a lo largo de todo el campo Sacha, este hilo ya se encuentra conectado por lo que no es necesario realizar un diseño, simplemente se realizarán pruebas para ver que

haya una conexión entre la central de RS ROTH SA149 y la Sala de Control de Turbinas

2.3.5 SELECCION DE PLC ADMINISTRADOR

Para determinar los equipos necesarios para la administración de la red se tomarán en cuenta las siguientes condiciones: Suficiente capacidad de memoria para almacenar todos los datos de los generadores de las centrales de generación.

- Posibilidad de transmisión de datos a través de una red LAN.
- Conexión con PLC Micrologix 1100 por medio de una red LAN.
- Manejo del el protocolo Modbus TCP
- Conexión de una pantalla para visualizar los datos almacenados.
- Creación de nuevas aplicaciones a fin poder realizar mejoras continuas en el sistema de visualización.

Se utilizará un PLC que cumpla con todas las condiciones del sistema, se mantendrá un fabricante estándar para los equipos de adquisición de datos. Por esta razón se selecciona un PLC ControlLogix L5561 B, autómata perteneciente a la gama más alta de la marca Allen Bradley. Sin embargo, el procesador por sí solo no cumple las condiciones necesarias, al mismo hay que añadirle un módulo de comunicación Ethernet modelo 1756 ENBT A para comunicarse con los Micrologix1100 y 2 tarjetas de comunicación Modbus/TCP modelo MVI56-MNET que serán utilizadas para comunicar el autómata con el gateway MESR-902T y con la tabla Modbus que se encuentra en el PLC de la Central de CELEC EP. Adicionalmente se utilizará una fuente de poder y un chasis del mismo fabricante del PLC (Allen Bradley).

En la Tabla 2.6 se realiza un resumen de los equipos a utilizarse para la adquisición de datos y la ubicación que estos tendrán.

Tabla 2.6 Equipos a utilizar para adquisición de datos

LOCACIÓN	UBICACIÓN EQUIPOS	EQUIPO
Central 8 MW ORN	Central de 8 MW	PLC MicroLogix 1100
Central Turbinas	Sala de control de Turbinas	PLC MicroLogix 1100
Central Justice	Sala de control de HPS	PLC MicroLogix 1100
Central RS ROTH SA149	Central RS ROTH SA149	Gateway Serial MESR-902T
Central CELEC EP	Central de CELEC EP	PLC MODICOM
Ramales Alimentadores	Sala de control de Turbinas	PLC MicroLogix 1100
PLC Administrador	Sala de control de Turbinas	PLC Logix 5561 y complementos

2.3.6 SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA VISUALIZACION DE DATOS

Las condiciones a tomar en cuenta para la selección de la pantalla para la visualización de datos, es la de compatibilidad con el PLC administrador, que tenga el tamaño suficiente para que la visualización de datos sea organizada y fácil de revisar por los operadores del sistema. Por esta razón se seleccionó una pantalla touch PanelView Plus 1500 del fabricante Allen Bradley, misma que cumple las condiciones dadas y a su vez presenta múltiples opciones, lo que permitirá al personal de ORN realizara mejoras en el futuro.

2.4 DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS A UTILIZAR

2.4.1 PLC MICROLOGIX 1100

2.4.1.1 Características Generales

Los controladores lógicos programables de la familia MicroLogix 1100 de la marca Allen Bradley que se muestra en la Figura 2.5, son dispositivos ampliamente utilizados en la industria para la automatización de procesos.

Figura 2.5 PLC Micrologix 1100

Presentan las siguientes características :

- Dos entradas analógicas, 10 entradas digitales y 6 salidas digitales, además que permite la conexión de módulos auxiliares para aumentar la capacidad del dispositivo hasta un total de 144 puntos de E/S. [12]
- Comunicación ETHERNET/IP de 10/100 Mbps incorporado para mensajería entre dispositivos similares conectados en una red LAN, además de un puerto combinado de RS-232/485 aislado para comunicaciones seriales que admite manejo de información sobre el protocolo MODBUS RTU. [12]
- Memoria de 8 KB donde 4 KB son usados para líneas de programa y los otros 4 KB para datos del usuario. [12]

2.4.1.2 Dimensiones para instalación

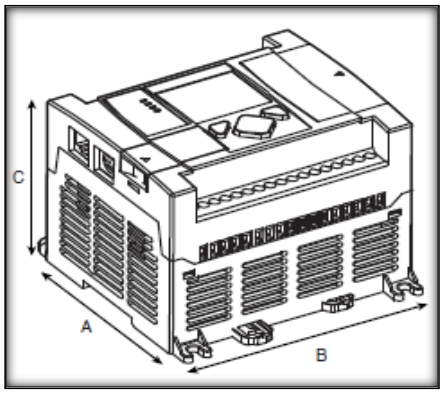


Figura 2.6 Dimensiones Micrologix 1100

Tabla 2.7 Dimensiones MicroLogix 1100 [12]

Dimensión	1763-L16DWD
A	90 mm.
B	110 mm.
C	87 mm.

2.4.1.3 Puertos de comunicaciones

El MicroLogix 1100 posee dos canales de comunicación, un puerto aislado RS-232/485 (Channel 0) y un puerto de comunicación Ethernet/IP (Channel 1), [12] mediante los cuales se puede establecer comunicación con diferentes redes.

- Soporta varios protocolos de comunicación
- Tiene configuraciones de comunicación por defecto
- Conexión a puerto RS-232
- Conexión a puerto RS-485
- Conexión a AIC+
- Conexión a DeviceNet
- Conexión a Ethernet

Se utilizará el Channel 0 para adquirir datos de los equipos Multilim 750, ION6200, y EASYGEN 3100 por medio de una red modbus serial. De la misma forma el Channel 1 servirá para comunicar los Micrologixs 1100 al PLC administrador.

2.4.2 GATEWAY SERIAL VLINK MESR-902T

2.4.2.1 Características Generales

Los Gateway seriales VLINK MESR-902T mostrados en la Figura 2.7 son equipos de la marca B&B Electronics, que permiten conectar dispositivos que manejan protocolo Modbus serial (RS-232, RS-485, RS-422) a redes Ethernet utilizando el protocolo MODBUS/TCP. Se puede acceder a las redes Modbus a través de una red LAN o WAN usando una dirección IP.

Cuenta con el software propietario *Vlinx Manager Configuration Software* para configuración de parámetros de funcionamiento y actualización de firmware, sin embargo también es posible configurar por medio de una interfaz web como Internet Explorer, Google Chrome, etc. [13]

Figura 2.7 Gateway serial MESR-902T

2.4.2.2 Dimensiones para instalación

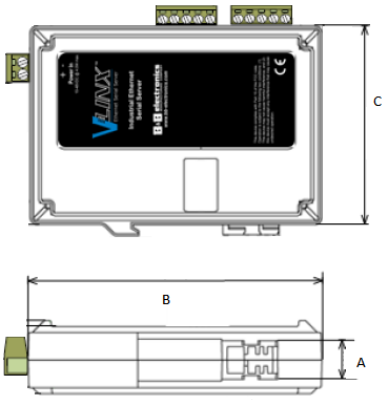


Figura 2.8 Dimensiones MESR-902T

Tabla 2.8 Dimensiones MESR-902T [13]

Dimensión	MESR-902T
A	31 mm.
B	119 mm.
C	84 mm.

2.4.2.3 Puertos de comunicación

El equipo cuenta con dos puertos para comunicación serial con protocolo Modbus RTU, los cuales son configurables y admiten los siguientes estándares:

- RS-232
- RS-485 dos cables
- RS-485 cuatro cables
- RS-422

Utilizando el puerto Ethernet del gateway MESR-902T se conectará el mismo a una red LAN que será monitoreada por el PLC administrador usando el protocolo Modbus/TCP.

2.4.3 PLC LOGIX5561 B

2.4.3.1 Características Generales

Los PLC Logix5561 de la marca Allen Bradley pertenecen a la familia de los Logix5000, son equipos que presentan una alta disponibilidad en el mercado debido a sus altas prestaciones en aplicaciones de todo nivel en la industria. Presentan una estrecha relación entre el software de programación, el controlador y los módulos I/O reduciendo así el tiempo y los costos de implementación y la puesta en marcha de una aplicación.

Estos PLCs ofrecen una amplia gama de módulos de entrada, salida, redundancia para las comunicaciones a fin de adaptarse a los requerimientos de la aplicación que se realice.

El software de programación a utilizar es el *RSLogix5000* de la marca Allen Bradley, el cual permite descargar aplicaciones desde la PC hacia un PLC o viceversa, así como la actualización del firmware.

Figura 2.9 PLC Logix5561 serie B

2.4.3.2 Dimensiones para instalación

Para conocer las dimensiones de instalación del PLC se requiere conocer el Chasis donde va a ser ubicado. En este caso será chasis de 7 slots 1756-A7 B, con fuente de alimentación modelo 1756PA75 B.

2.4.3.2.1 Chasis 1756-A7 B

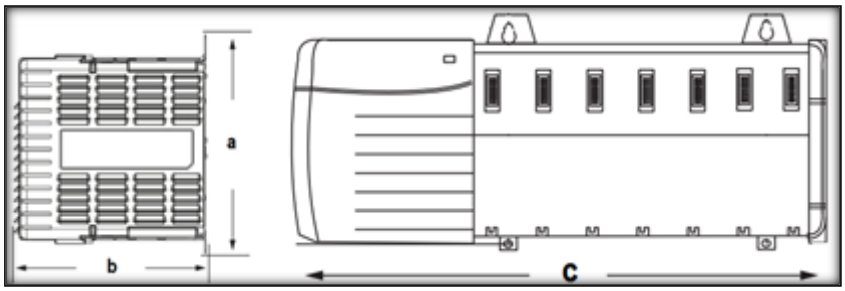


Figura 2.10 Dimensiones de chasis 1756-A7

Dimensión	1756-A7
A	169 mm
B	149 mm.
C	367 mm.

Tabla 2.9 Dimensiones de chasis 1756-A7 [14]

2.4.3.2.2 Fuente de poder 1756PA75 B

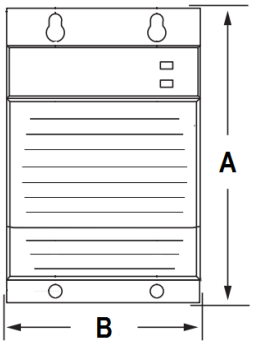


Figura 2.11 Dimensiones Fuente 1756-PA75 B

Tabla 2.10 Dimensiones Fuente 1756-PA75

Dimensión	1756-A7
A	175 mm
B	144 mm.

2.4.3.3 Puertos de comunicación

Los PLCs Logix5561 contienen únicamente un puerto de comunicación RS-232 para conectarse con una PC, sin embargo permiten la conexión con una amplia gama de equipos ya que por medio de módulos de expansión de la misma marca se puede manejar varios protocolos de comunicación, lo que amplia aún más el rango de aplicaciones donde puede ser utilizado.

Los protocolos que este PLC puede manejar son los siguientes:

- Ethernet/IP
- ControlNet
- DeviceNet
- Foundation Fielbus
- HART
- Universal Remote I/O

Este PLC administrará la red LAN en la que se encuentran conectados los PLCs Micrologix 1100 de la Central de 8 MW, la Sala de Control HPs y la Sala de Control de Turbinas, así como el PLC administrador del SCADA de la central de CELEC EP y el conversor MESR902T de la central RS ROTH SA149.

2.4.4 PANELVIEW PLUS 1500

2.4.4.1 Características Generales

El terminal gráfico PanelView Plus 1500 de la marca AllenBradley posee una pantalla plana de 15 pulgadas. En este caso se utilizará una pantalla táctil con alimentación de 24V como la que se muestra en la Figura 2.12.

Figura 2.12. PanelView Plus 1500

2.4.4.2 Dimensiones para instalación

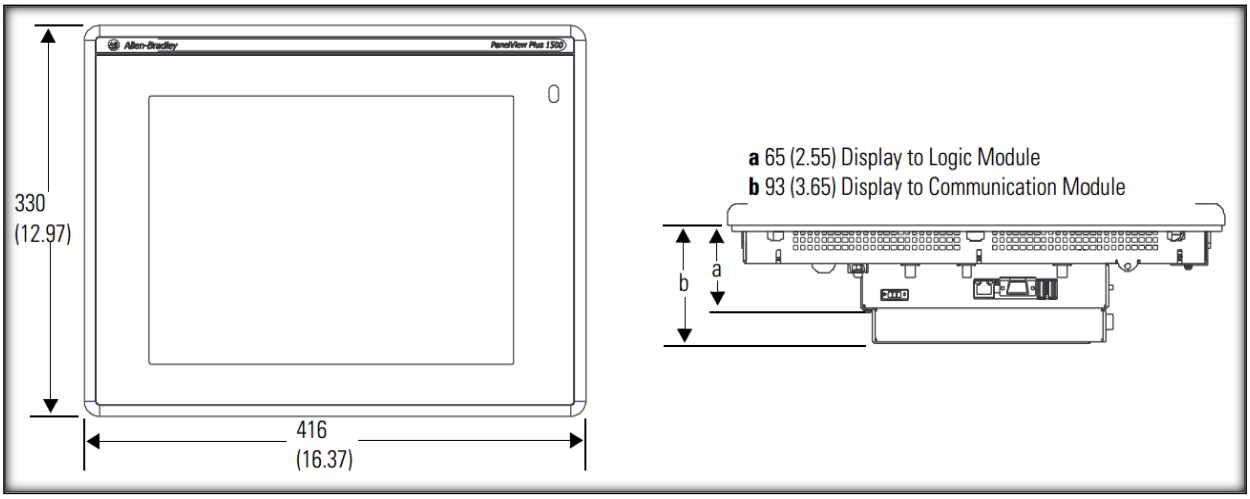


Figura 2.13 Dimensiones PanelView Plus 1500 [16]

2.4.4.3 Puertos de comunicación

El PanelView Plus 1500 cuenta con un puerto de comunicación serial RS-232 y un puerto de comunicación vía Ethernet, los mismos que se pueden utilizar para el intercambio de datos con un PLC. Adicionalmente cuenta con un puerto USB para la conexión de un mouse o de un teclado como periférico para ayudar al usuario.

Este equipo se comunicará por medio de una red LAN con un PLC ControlLogix que se instalará en la sala de control de turbina, de dicho autómata se va a adquirir los datos que se mostrarán en las diferentes pantallas a ser creadas.

2.5 EQUIPOS PARA EL ENLACE DE COMUNICACIÓN

Para el Sistema de Visualización Eléctrico se va a realizar una red totalmente independiente de la red de ORN a fin de no interferir con los servicios de internet y telefonía de la empresa. En la central de RS ROTH en el pozo SA149 se realizará el enlace a través de un hilo de fibra óptica disponible mientras que en el resto de centrales se utilizará equipos de radiofrecuencia hasta poder realizar una red de fibra óptica a futuro cuando las autoridades de ORN estimen conveniente. En la siguiente tabla se detalla el tipo de enlace que se realizará desde las diferentes locaciones hacia la sala de turbinas.

Tabla 2.11 Tipos de enlaces a utilizar

LOCACION	ENLACE
Central 8 MW ORN	Radiofrecuencia
Central Turbinas	Cableado
Central Justice	Radio frecuencia
Central RS ROTH SA149	Fibra óptica
Central CELEC EP	Radiofrecuencia
Ramales Alimentadores	Cableado

Para los enlaces de fibra óptica se utilizará un switch de la marca MOXA de gama alta modelo EDS-G502, mientras que para los enlaces de radiofrecuencia se usarán dispositivos WiFi de la marca Ubiquiti Networks modelo NanoStation M5, equipos que son utilizados en la red de ORN y que se encuentran disponibles en el stock de bodega.

2.5.1 SWITCH MOXA EDS-G509

El switch MOXA modelo EDS-G509 que se muestra en la Figura 2.14, es un switch industrial para Ethernet que posee 9 puertos de GigaEthernet, por los cuales es posible transferir una gran cantidad de información a través de una red.

El equipo cuenta con 9 puertos para conexión de conector RJ45 y 5 puertos para conectores SFP de fibra óptica.

Figura 2.14 Switch MOXA EDS-G509

Las principales características del equipo son:

- Interfaz de línea de comandos para configurar rápidamente las principales funciones administrables
- Soporte para protocolos Ethernet/IP, Modbus/TCP, para la administración y supervisión de dispositivos.
- Compatible con Ethernet/IP y PROFINET para una transmisión de datos transparente.

2.5.2 DISPOSITIVOS WIFI NANOSTATION M5

Los dispositivos Wifi del fabricante Ubiquiti modelo NanoStation M5 que se muestra en la Figura 2.15, se utilizan para realizar conexiones punto a punto por medio de tecnología inalámbrica usando radiofrecuencia.

Figura 2.15 Dispositivo Wifi NanoStation M5

Estos dispositivos trabajan a 15 Mbps de velocidad real al aire libre, tienen un alcance de 15 km., empleando una frecuencia de 5.8 GHz. Además poseen dos puertos Ethernet para conector RJ45, el primero para intercambio de datos y el secundario para una integración de video IP.

Un emisor será instalado en la Central de 8 MW de ORN, en la Central de CELEC EP y en la sala de control HPs, realizando un enlace punto – punto con los receptores que serán instalados en la Sala de Control de Turbinas.

2.6 MANEJO DE REDES SERIALES Y LAN

En este subcapítulo se detallará la forma de conexión que se utilizarán entre los diferentes dispositivos instalados en las centrales de generación, así como consideraciones básicas para el cableado de las mismas.

2.6.1 REDES MODBUS SERIALES

El cableado usado para las redes Modbus seriales dependen del estándar de comunicación que soporte el equipo. En este caso se cuenta con una interfaz RS-485 y una RS-422.

El medio físico de transmisión para el estándar RS-485 es un cable de par trenzado con pantalla de aluminio y un hilo desnudo para la conexión a tierra, mismo que está definido en la norma TIA/EIA-485[17]. De la misma forma para un estándar RS-422 se recomienda un cable de dos pares trenzados con pantalla de aluminio y un cable desnudo para la conexión a tierra, definido en la norma TIA/EIA-422, este cable varia su espesor por la distancia que exista entre los equipos a conectar[18].

Los dispositivos deben ser conectados uno a continuación de otro como se muestra en desde la Figura 2.16 hasta la Figura 2.19. Es necesario colocar una resistencia de 120 Ω y un capacitor de 10 µF en serie al inicio y al final de la red para que no exista reflexión en la línea y mejorar la fidelidad de la señal sea excelente, sobre todo considerando la alta distancia entre dispositivos.

2.6.1.1 Diagramas de conexiones de redes Modbus

2.6.1.1.1 Central de Generación Turbinas y Alimentadores

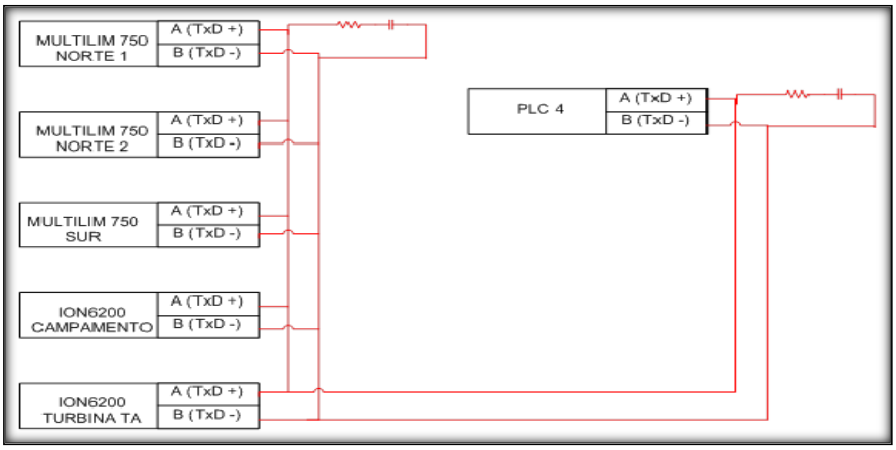


Figura 2.16 Conexión Redes Modbus Sala de Control Turbinas

2.6.1.1.2 Sala de control HPS

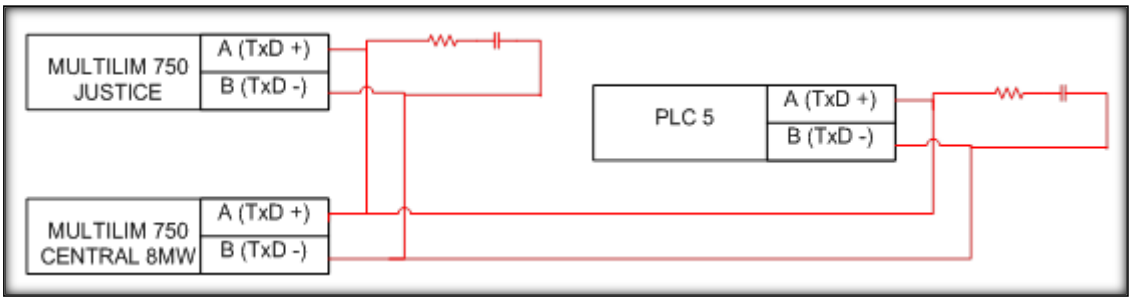


Figura 2.17 Conexión Redes Modbus Sala de Control HPs

2.6.1.1.3 Central de Generación de RS ROTH

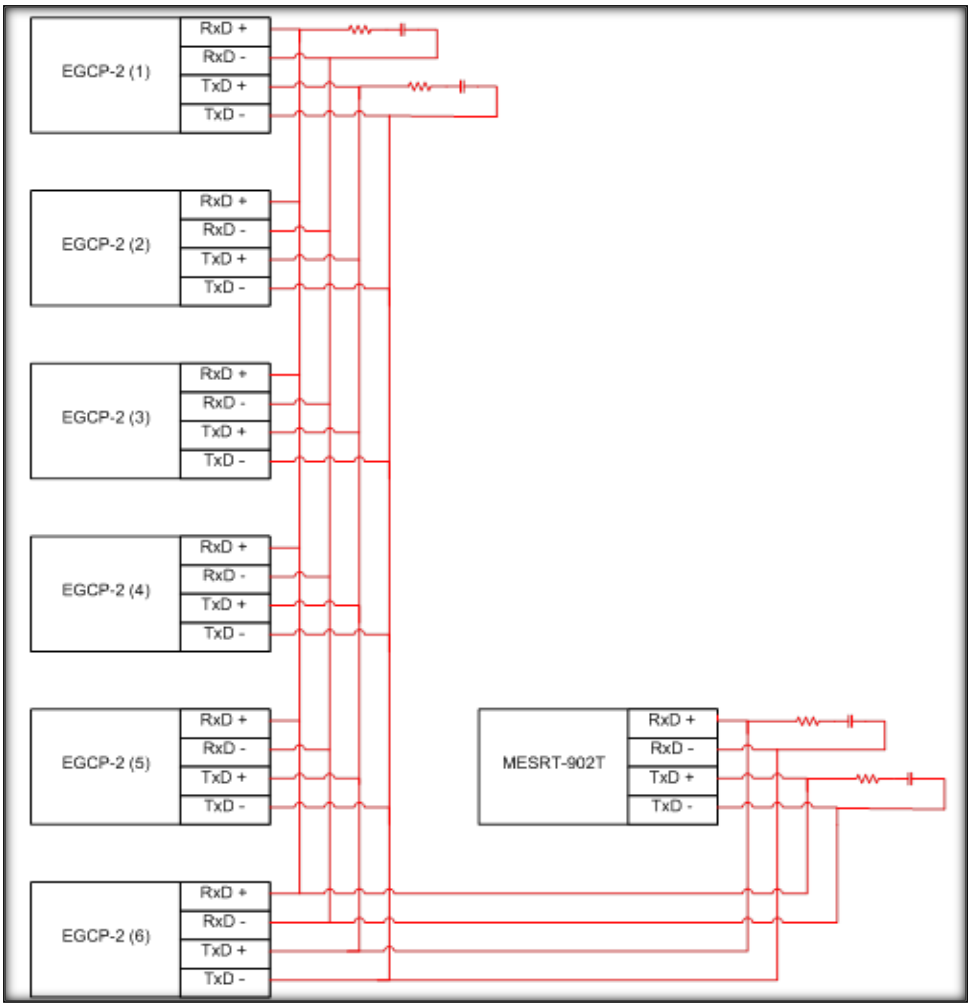


Figura 2.18 Conexión redes Modbus Central de RS ROTH SA149

2.6.1.1.4 Central de Generación de 8 MW ORN

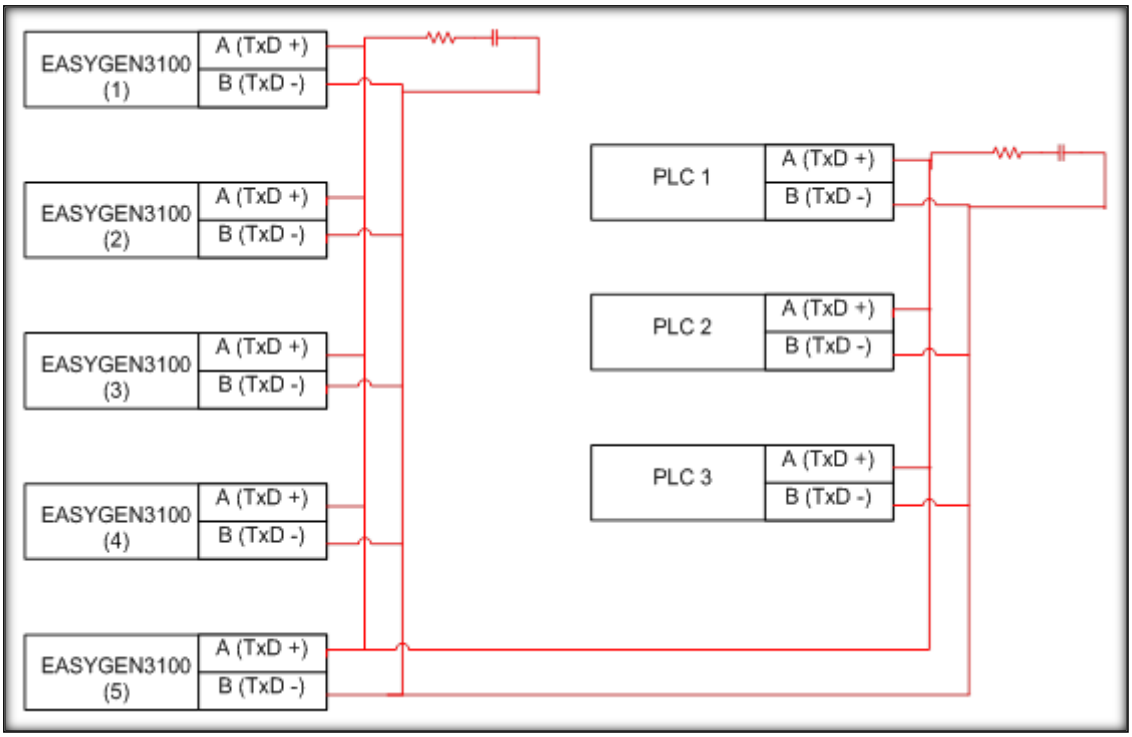


Figura 2.19 Conexión redes Modbus Central de 8 MW ORN

2.6.2 REDES DE ÁREA LOCAL (LAN)

Una red de área local es un conjunto de equipos independientes que se comunican entre sí a través de un medio de red compartida limitada a un espacio geográfico, normalmente un edificio. En el caso de ORN se limita a la extensión del campo Sacha.

Una parte importante en el diseño e instalación de una red LAN es la correcta selección del medio físico apropiado al entorno existente. Actualmente en ORN se utiliza dos tipos de medios físicos: par trenzado no apantallado (UTP categoría 5E) y fibra óptica de 12 hilos (Tipo ADSS) . Adicionalmente se utiliza dispositivos Wifi NanoStation M5 para lugares donde no es posible conectar fibra óptica.

Para el caso del Sistema de Visualización Eléctrico, se utilizarán redes de área local para la conexión de los equipos y la adquisición de datos, aprovechando las redes instaladas.

2.6.2.1 Diagramas de conexiones de redes LAN

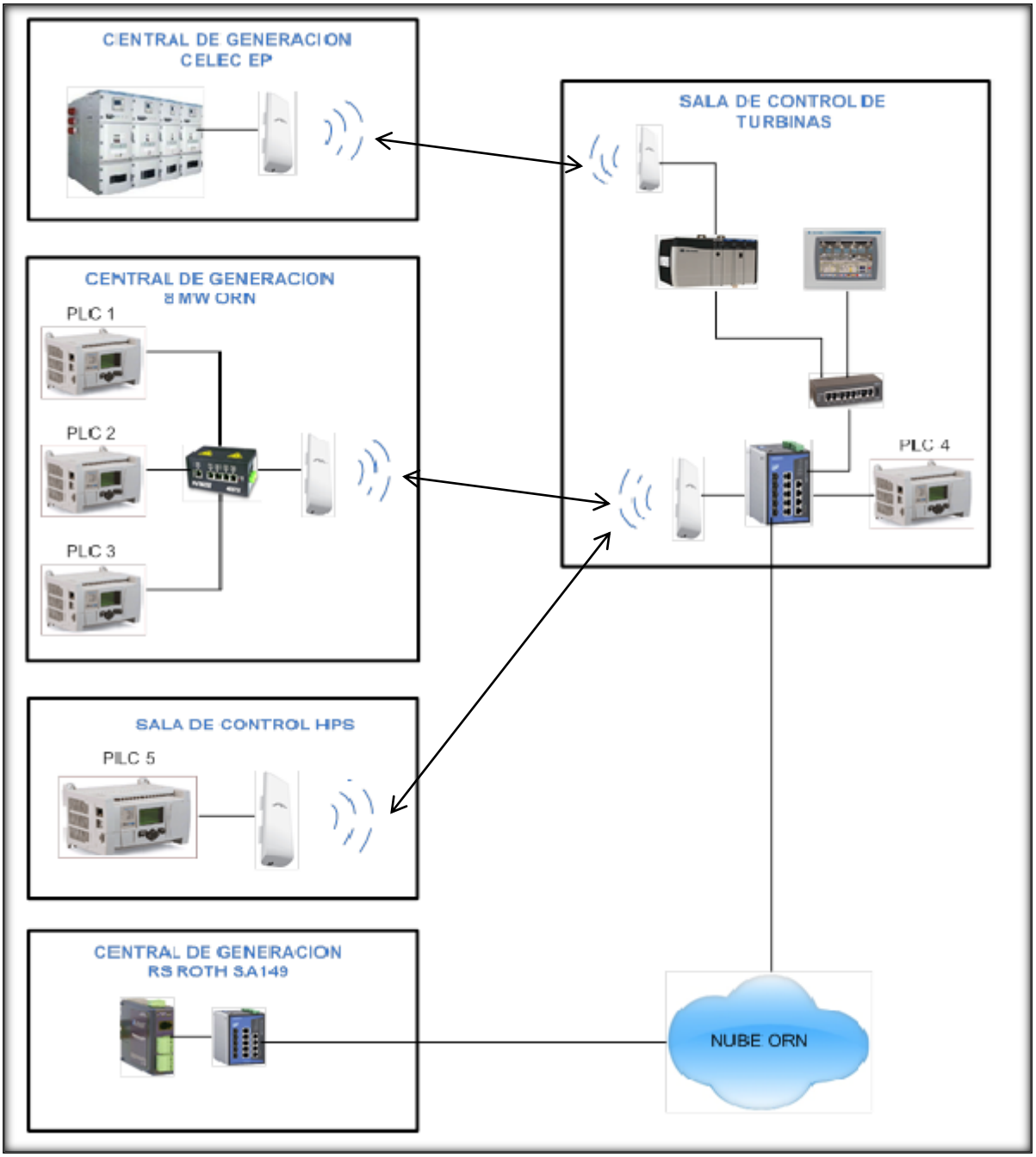


Figura 2.20 Topología de la red LAN creada para el sistema

2.7 CONFIGURACIÓN DE EQUIPOS PARA ENLACE DE DATOS

2.7.1 CONFIGURACIÓN DEL GATEWAY SERIAL MESR902T

El software *VLink Modbus Gateway Manager 1.1.0* es utilizado para la configuración del gateway MESR-902T, sin embargo este puede ser configurado por medio de una interfaz web como Internet Explorer.

El equipo es configurable vía Ethernet por lo cual viene con una dirección IP, máscara de subred y Gateway de fábrica, estos valores deben ser modificados para ingresarlos dentro del rango establecido. Para ingresar a la configuración solo se necesita conectar el equipo a una PC con un cable para red LAN y que ésta se encuentre en la misma red que el Gateway (dirección IP 169.254.102.39), luego se da un click en “connect”, si la conexión es correcta ingresará a la pantalla de password.

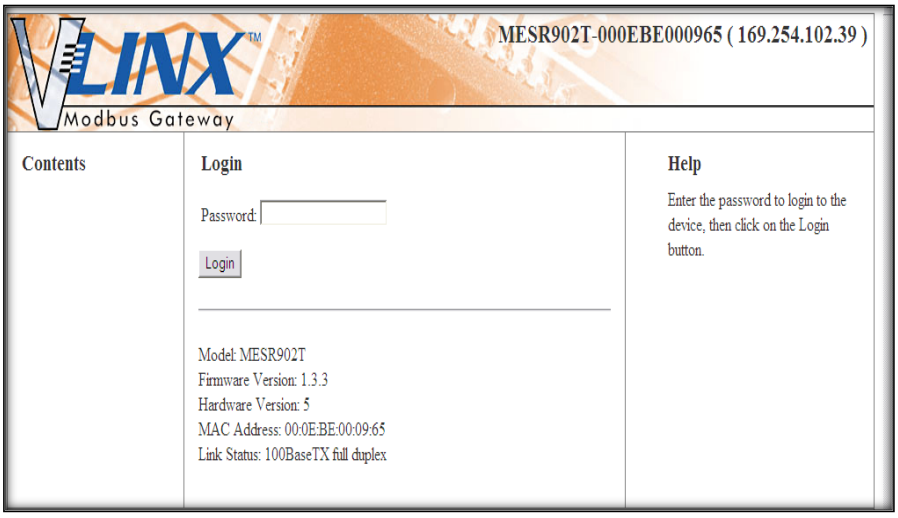


Figura 2.21 Página inicio configuración MESR-902T

Una vez adentro se deberá cambiar la dirección IP, máscara de subred y gateway, dentro del rango establecido en la opción *Network.*

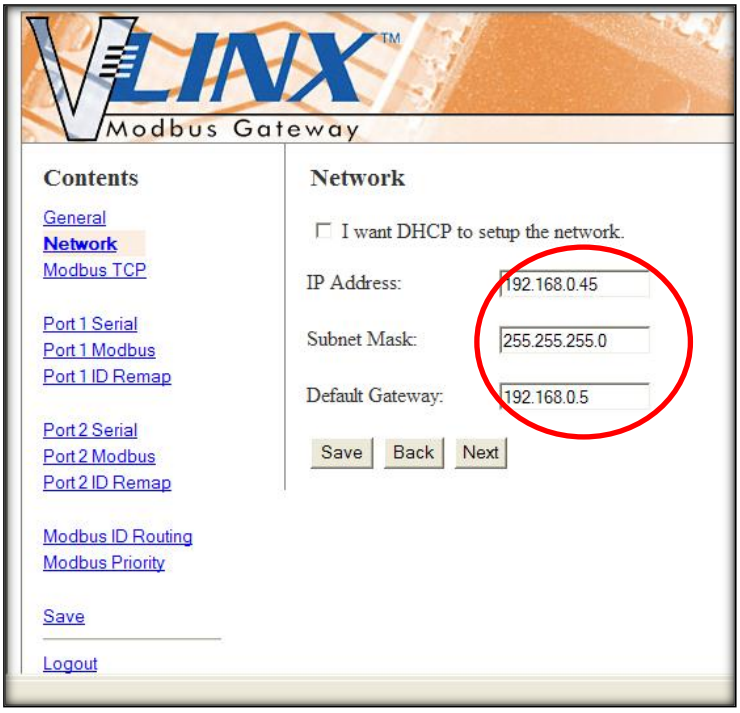


Figura 2.22 Direccionamiento IP MESR-902T

En la opción “Modbus TCP” se configura la opción de “TCP Server Setting”, se selecciona el puerto TCP que va a escuchar el dispositivo en “Listen on Port”. En este caso el puerto 502 y el número de dispositivos que el Gateway serial va a permitir que se conecten es 1.

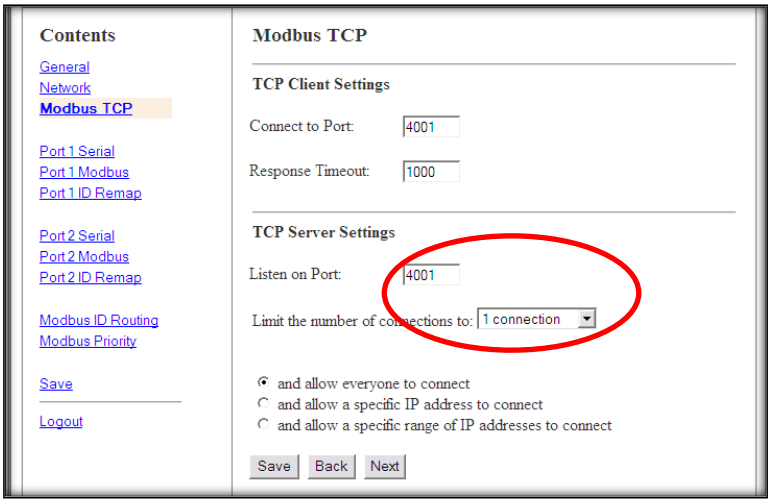


Figura 2.23 Configuración TCP Server Setting MESR-902T

En la opción “Port 1 – Serial” se configura los parámetros del estándar de comunicación a utilizar, en este caso RS-422, así como la velocidad de

transmisión, bit de parada y paridad. El equipo maneja 8 bits como la cantidad de bits a ser transmitidos por cada dato.

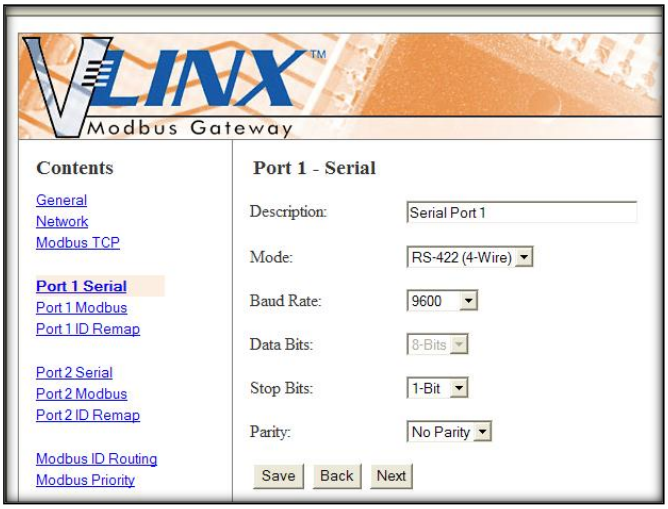


Figura 2.24 Configuración Puerto Serial MESR-902T

Cuando el equipo trabaje solo con dispositivos esclavos conectados al puerto 1, es necesario elegir “Attached>Slaves” y seleccionar el modo de transmisión “Modbus>RTU”.

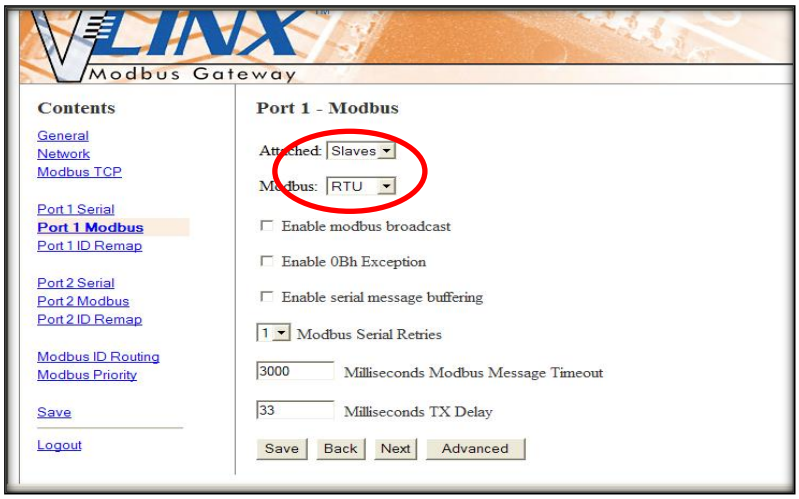


Figura 2.25 Configuración TCP Server Setting MESR-902T

Por otro lado, el puerto serial 2 no es necesario configurar ya que no existirán dispositivos conectados a este puerto.

Luego accediendo a la opción “Modbus ID Routing”, se indica al equipo que direcciones de esclavos van a ser leídas por el puerto serial 1.

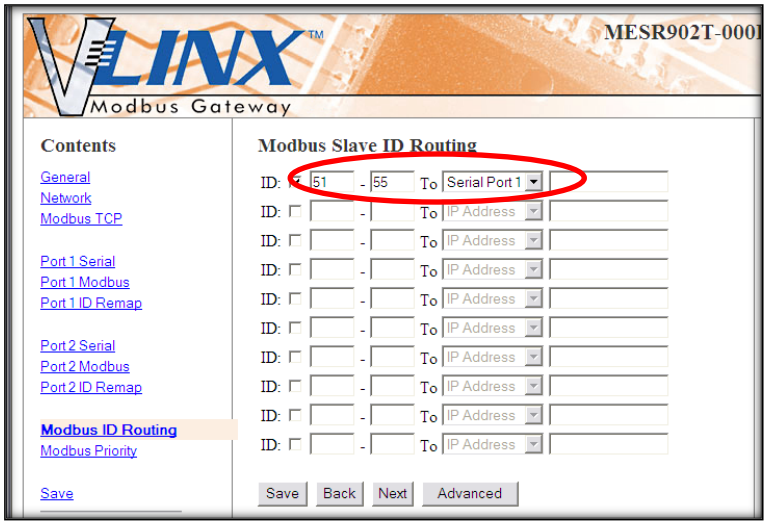


Figura 2.26 Enrutamiento de esclavos al Puerto serial MESR-902T

No es necesario configurar ningún parámetro adicional. El siguiente paso es guardar los cambios en el Gateway Serial, con un click en “Save”.

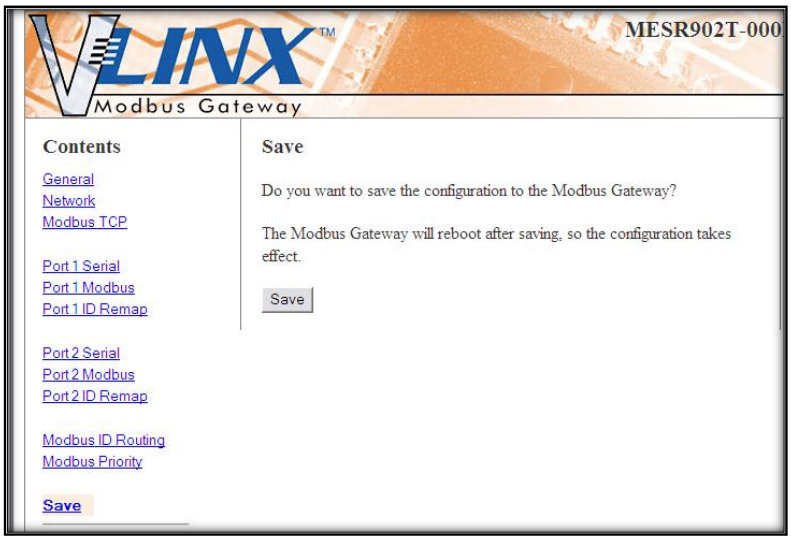


Figura 2.27 Guardar cambios en MESR-902T

2.7.2 CREACIÓN DE REDES VLAN EN SWITCH MOXA EDS-G509

Para realizar la transferencia de datos desde el pozo SA-149 hacia la Sala de Control de Turbinas, se va a crear una red LAN virtual dentro del switch MOXA EDS-G509 para obtener un camino único para la transmisión de datos. Se tomará en cuenta únicamente los parámetros necesarios para la creación de la VLAN ya que el switch puede realizar muchas otras funciones que no forman parte de este estudio.

Para ingresar en los parámetros de configuración se usa interfaz web, ingresando la dirección IP, que ya se encuentran determinadas dentro de la red de ORN. Es necesario crear la red LAN virtual en el switch instalado en el pozo SA-149 y en la Sala de Control de Turbina que se encuentran conectados directamente por medio de un hilo de fibra óptica. La red creada será la 90 en el puerto 3 y 4 en el switch SA149 y en el puerto 2, 3, 5, 6 y 7 en el switch SATurbinas.

Una vez que se ingresa al switch en la pestaña “Port”, se da un nombre y se habilita los puertos que se va a utilizar.

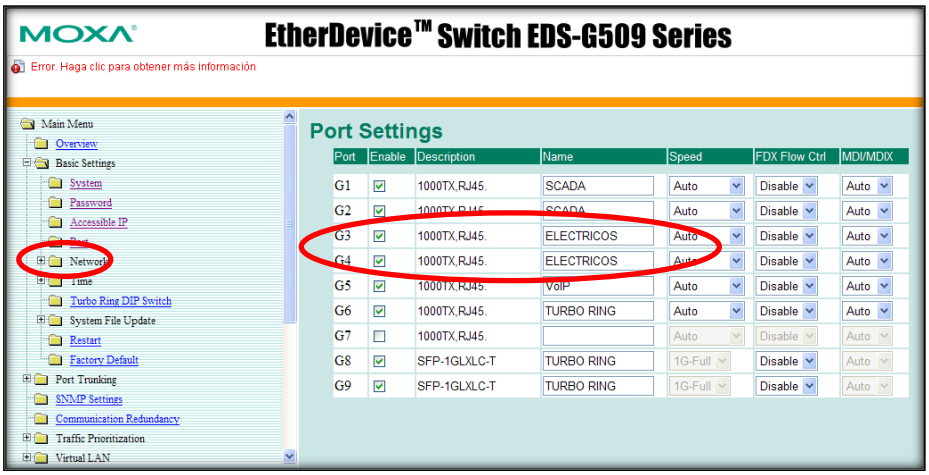


Figura 2.28 Configuración de puerto Switch EDS-G509

En la pestaña “Virtual LAN>VLAN Setting” se asigna el número de VLAN a crear y los puertos en los que se tendrá acceso a la misma, en este caso la VLAN 90.

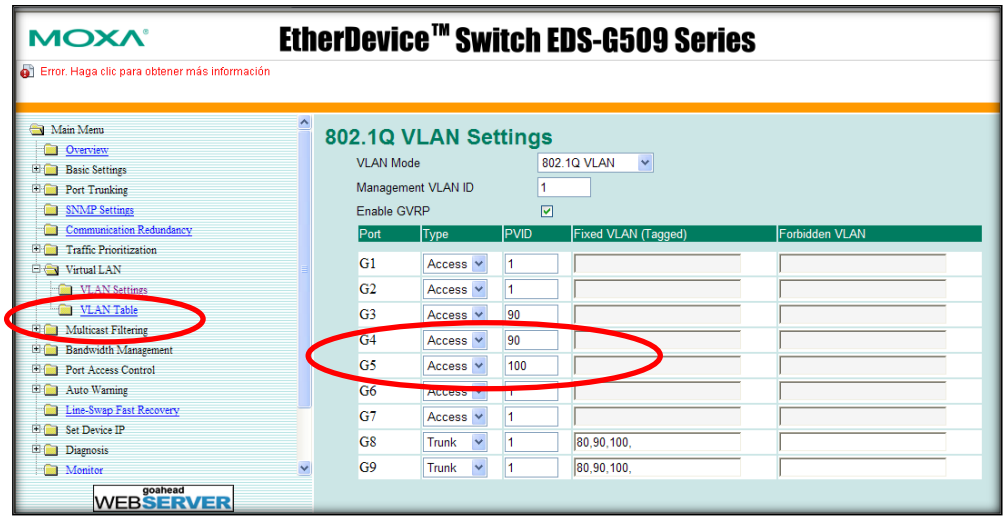


Figura 2.29 Configuración de puerto Switch EDS-G509

En la pestaña “Virtual LAN>VLAN Table” se puede revisar todas las redes virtuales creadas en el switch, así como los puertos en los cuales están habilitadas cada una.

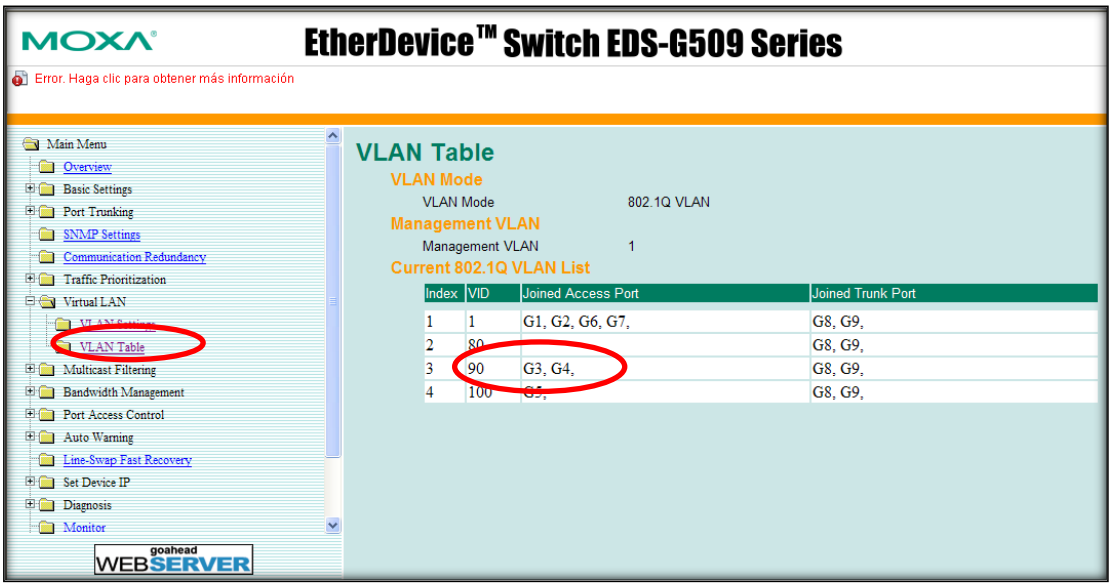


Figura 2.30 Configuración de puertos Switch EDS-G509

2.7.3 CONFIGURACIÓN DE EQUIPOS NANOSTATION UBIQUITI M5

Se configura los Ubiquitis M5 como un acceso punto – punto (Access point) para los enlaces a realizar entre la Sala de Control de Turbinas y la Central de CELEC EP, y en modo avanzado (ADVANCED) enlazar la Sala de Control de Turbinas con la Sala de Control de HPs y la Central de Generación de 8 MW.

La configuración del equipo se puede realizar por medio de una Interfaz web como Internet Explorer, así como por medio del software propietario “AirOS”; en este caso se utilizará el software propietario.

Para configurar en modo Access Point se realiza los siguientes pasos.

- Se conecta el Ubiquiti M5 con una PC por medio de un cable para red LAN asegurándonos que se encuentren en la misma red.
- Una vez conectados se va a la pestaña “WIRELESS>Wireless Mode” y se escoge la opción Access Point, se da una identificación en *SSID* y seleccionamos el ancho de banda deseado en “Channel Width”

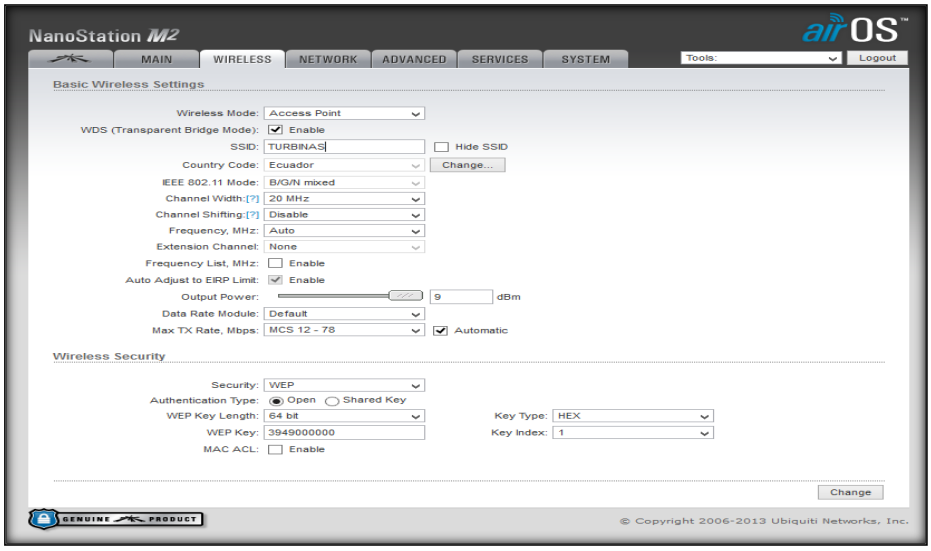


Figura 2.31 Configuración WIRELESS NanoStation M5

- En la pestaña “NETWORK>Management Network Setting” se asigna una dirección IP estática, la máscara de red correspondiente y el Gateway, se asignaron las direcciones IP acorde a la red en la que se encuentran el resto de equipos Ubiquiti M5 usados en ORN

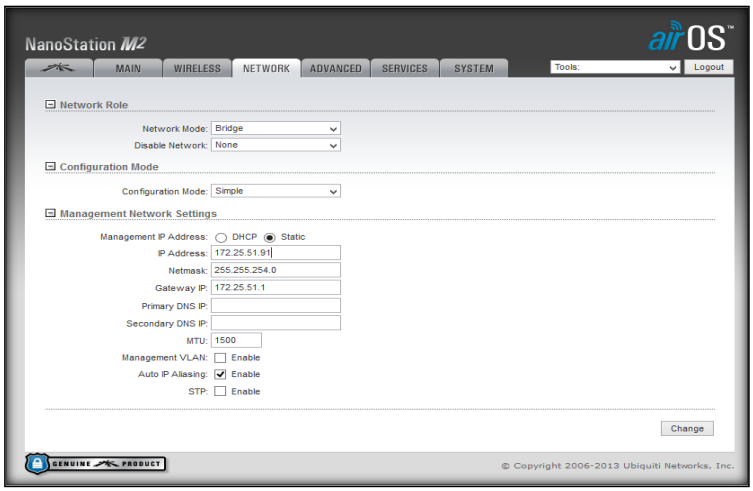


Figura 2.32 Configuración NETWORK NanoStation M5

- En el modo de funcionamiento Avanzado la pestaña ADVANCED se puede realizar configuraciones sobre una red LAN y WAN,

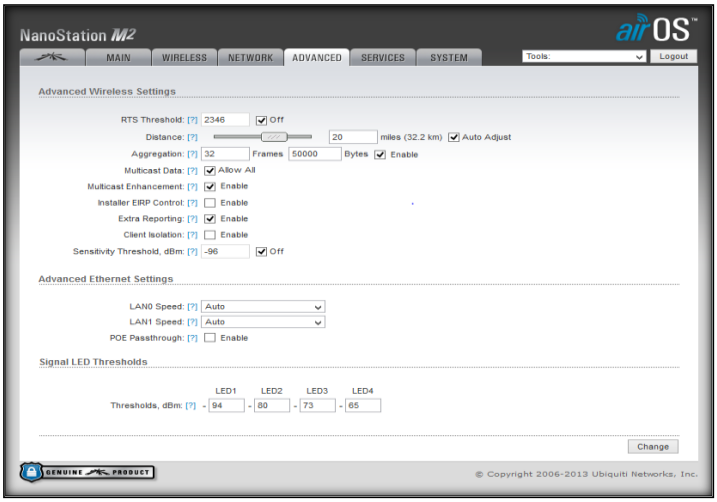


Figura 2.33 Configuración ADVANCED NanoStation M5

- En la pestaña SERVICES se da un nombre al “SNMP Community”, “Contact, Location” y se asigna el “Remote Log Port”.

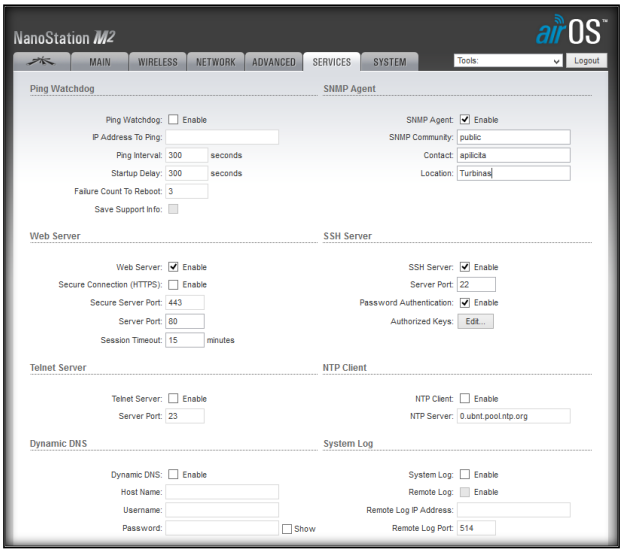


Figura 2.34 Configuración SERVICES NanoStation M5

- En la pestaña SYSTEM se determina el administrador y una zona horaria.

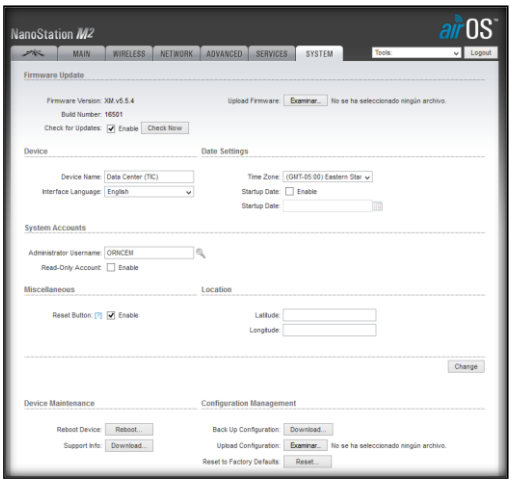


Figura 2.35 Configuración SYSTEM NanoStation M5

2.7.4 CONFIGURACIÓN DEL PLC MICROLOGIX 1100

Para configurar el autómata se utiliza el software de la marca AllenBradley *RSLogix500* el cual es el destinado a la creación de proyectos en lenguaje de esquemas de contactos (Ladder). Incluye un editor de lenguaje Ladder y un verificador de proyectos (creación de una lista de errores) entre otras opciones.

En la Figura 2.36 se puede observar las diferentes partes de una pantalla del software.

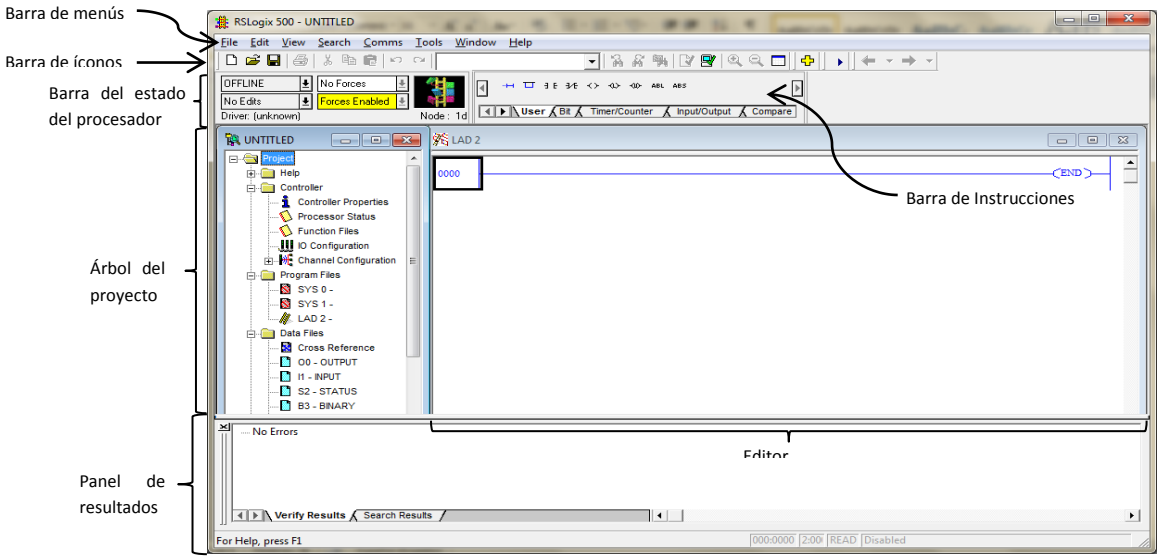


Figura 2.36 Pantalla principal de RSLogix 500

2.7.4.1 Configuración del autómata y comunicaciones

Para iniciar un nuevo proyecto se escoge el autómata con el que se va a trabajar en este caso un Micrologix 1100 tipo B. Para esto en la barra de menús “File>New”, aparecerá una ventana como la de la Figura 2.37 con todos los autómatas con los que es posible trabajar con este software.

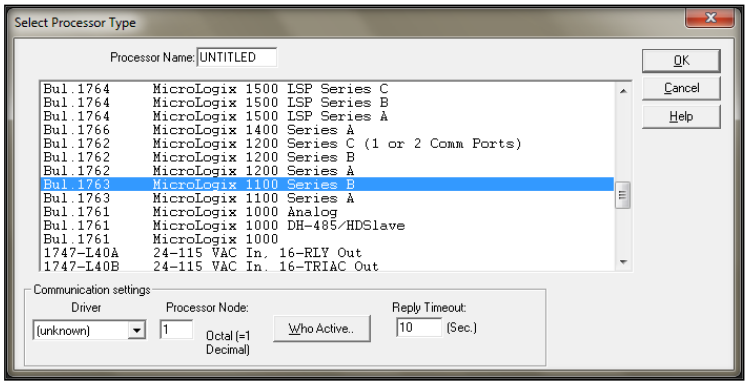


Figura 2.37 Selección de autómata

Una vez creado el proyecto se debe configurar las opciones de comunicaciones, en el árbol del proyecto “Channel Configuration”, y se desplegará una ventana con tres pestañas donde se debe configurar el canal 0 que es el canal de comunicación para protocolo modbus RS-485, mientras el canal 1 es para comunicación Ethernet. La primera pestaña muestra un resumen de la configuración de cada canal.

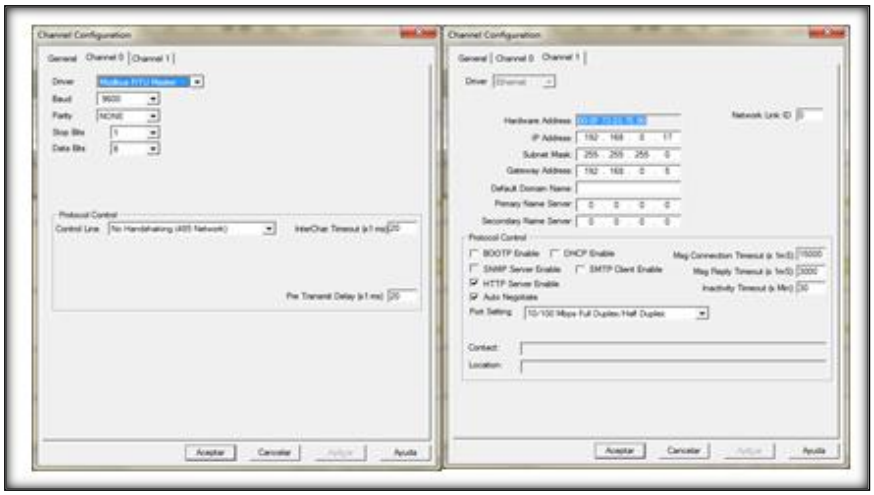


Figura 2.38 Configuración de canales de comunicación

2.7.4.2 Creación de subrutinas RSLogix 500

Para crear diferentes subrutinas dentro de un mismo proyecto en el árbol de proyectos a “Program File>New”, se abrirá una ventana donde se describirá el archivo a crear.

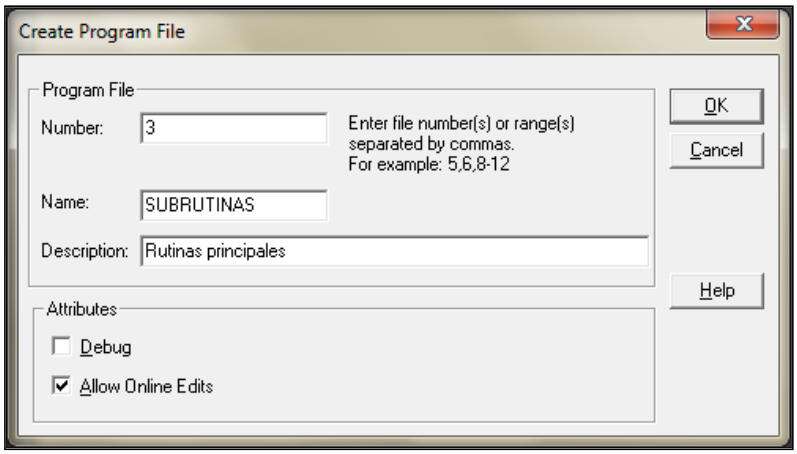


Figura 2.39 Ventana de creación de subrutinas

Para que las diferentes subrutinas se ejecuten dentro del proyecto es necesario crear una subrutina que ejecuten la función “Jump to subroutine” *(JSR)*

- **Jump to subroutine.-** Realiza un salto hacia las diferentes subrutinas dentro de un proyecto. Es necesario modificar en “SBR File Number” ubicando el número de subrutina creada dentro de “Program File” en el árbol del proyecto

2.7.4.3 Creación de archivos para datos

En el árbol del proyecto en “Data File” se encuentran los archivos que se crean en cada proyecto

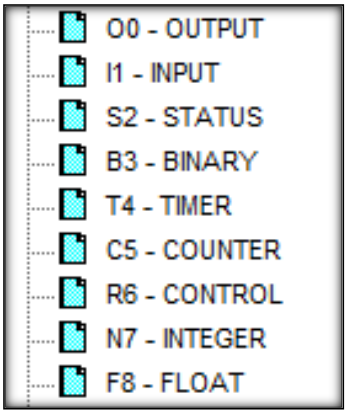


Figura 2.40 Archivos creados en cada proyecto.

Para crear nuevos tipos de archivos de datos se usa “Data File>New”. En la ventana que aparece se selecciona el número del archivo, el tipo de datos que va a manejar, una descripción, y la cantidad de elementos con los que contará.

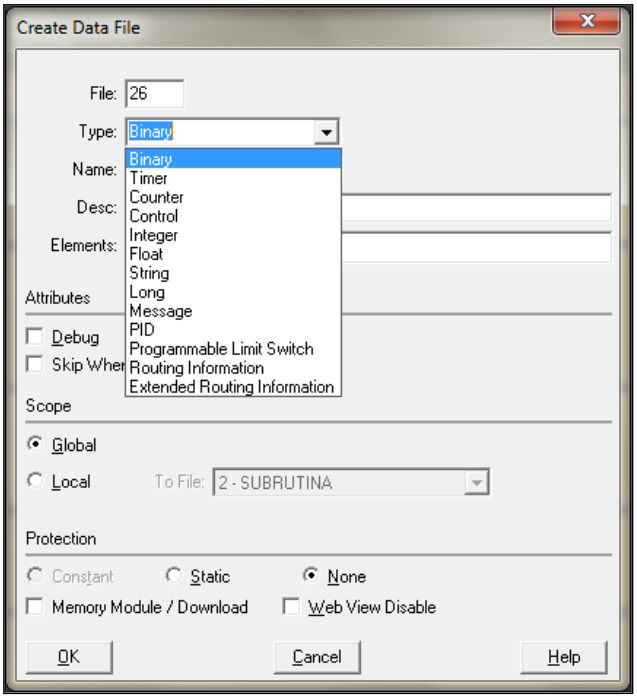


Figura 2.41 Tipo de datos

Los tipos de datos que vamos a utilizar son:

- **Message.-** Permite el envío y recepción de datos usando los canales de comunicación con los que cuenta el autómata a través de una red en la que se encuentre conectado el mismo. Puede ser una red LAN o una red Modbus serial.

- **Integer.-** Permite el almacenamiento de datos de tipo entero de 16 bits con y sin signo.
- **Binary.-** Maneja datos de tipo binario.

2.7.4.4 Manejo de protocolo modbus

Para el manejo de protocolo Modbus serial se va a utilizar el estándar RS-485 debido a que es el protocolo que manejan la mayoría de equipos a monitorear. Utilizaremos la instrucción de “Message (msg)” que encontramos en la barra de instrucciones en la pestaña “Input/Output”. En la Figura 2.42 podemos observar la secuencia necesaria para realizar la lectura de datos de diferentes equipos en una red.

Figura 2.42 Secuencia para lectura de datos

En la Figura 2.43 se puede observar los parámetros necesarios para que la instrucción “Message” realice la lectura de datos de los Multilim 750, ION6200 y EASYGEN3100 de los cuales se van a adquirir los diferentes valores a visualizar en un PanelView Plus 1500.

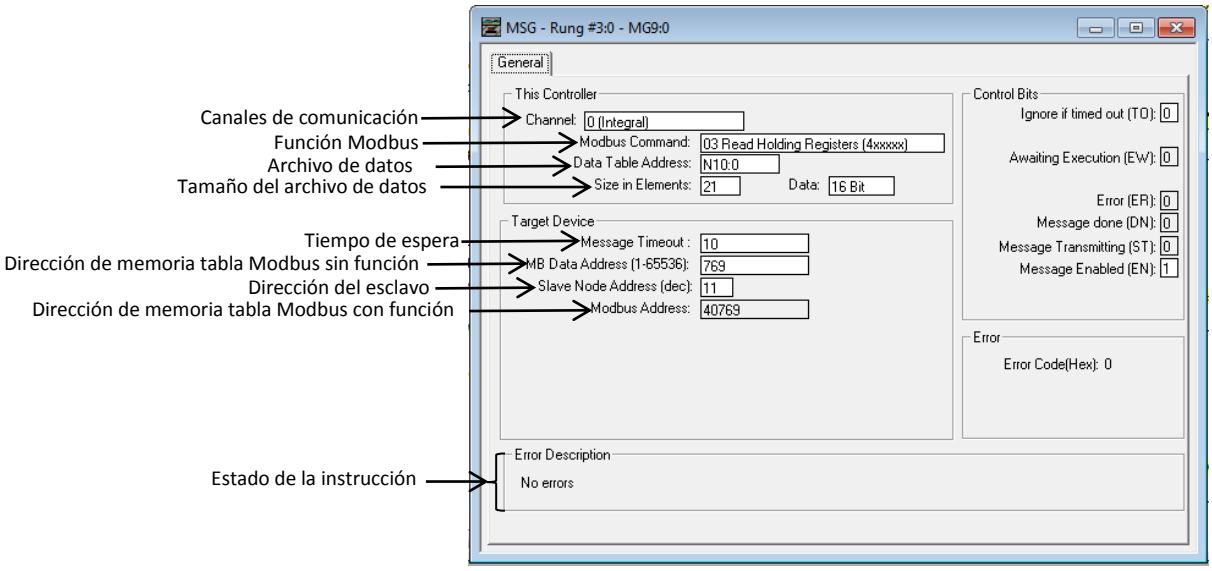


Figura 2.43 Descripción de parámetros para manejo de protocolo modbus

Las direcciones Modbus a ser leídas en varios casos no se encuentran una a continuación, debido a que este orden lo determina el fabricante de cada equipo. Por esta razón se realiza paquetes de lectura de varios datos para realizar con una sola línea de programa el llamado de la mayor cantidad de los mismos, esto puede hacer que se utilicen muchos espacios de memoria con información que no es de interés para el sistema, sin embargo esto optimiza la velocidad de transmisión.

De los paquetes de información almacenados, se toman únicamente los datos que son de interés para el sistema y se los ordena en otros archivos para facilitar el trabajo del PLC administrador.

Las direcciones de esclavos Modbus se detalla a continuación.

Tabla 2.12 Dirección de esclavos Modbus utilizados

Locación	**Equipo**	**Dirección Esclavo**
Sala de Control de Turbinas	Multilim 750 (Sur)	9
	Multilim 750 (Norte1)	11
	Multilim 750 (Norte2)	10
	ION 6200 (Turbina A)	101
	ION 6200 (Campamento)	82
Sala de Control de HPS	Multilim 750 (Central 8MW)	2
	Multilim 750 (Norte1)	1
Central de RS ROTH SA149	EGCP-2 (Generador 1)	25
	EGCP-2 (Generador 2)	24
	EGCP-2 (Generador 3)	23
	EGCP-2 (Generador 4)	22
	EGCP-2 (Generador 5)	21
	EGCP-2 (Generador 6)	26
Central de CELEC EP	PLC MODICOM	1

2.7.4.4.1 Direccionamiento de la Central de Generación de Justice

Para realizar el direccionamiento en la Central de Generación de Justice es necesario considerar la magnitud eléctrica que vamos a leer, la dirección de memoria donde se almacenará el dato adquirido, y la dirección de memoria de salida donde se almacena el dato a ser leído por el PLC administrador.

Esta información esta detallada en el Anexo B, Inciso B.1.

2.7.4.4.2 Direccionamiento de la central de Turbinas y Alimentadores

La información acerca del direccionamiento de la Central de Turbinas y los Alimentadores esta detallada en el Anexo B, Inciso B.2. En este caso se muestra el equipo a ser leído, la magnitud eléctrica, la dirección de memoria de entrada y la dirección de memoria de salida.

2.7.4.4.3 Direccionamiento de la Central de Generación de 8 MW

Para el direccionamiento de la Central de Generación de 8MW, la adquisición de datos se la realizará directamente de los PLCs del sistema de SCADA propio de la central, dicho sistema cuenta con tres autómatas. Por esta razón es necesario diferenciar el PLC del que se va adquirir los datos, la magnitud eléctrica y la localidad de memoria a ser leída. Esta información se detalla en el Anexo B, Inciso B.3.

2.7.4.5 Configuración del PLC en una red LAN

Para establecer comunicación entre el PLC y el resto de equipos que forman parte de una red LAN, es necesario configurar la dirección IP del dispositivo. Para poder operar el sistema completo se trabaja con las direcciones IP asignada por el departamento de Tecnología de la Información de ORN.

Tabla 2.16 Red determinada para el sistema de visualización

Dirección IP inicial	192.168.0.1
Dirección IP final	192.168.0.255
Máscara de subred	255.255.255.0
Gateway	192.168.0.5

Para realizar la asignación de la primera dirección IP se utiliza el siguiente procedimiento:

- Energizar el autómata.
- Conectar una PC con el autómata por medio de un cable Ethernet.
- Asignar a la PC una dirección IP dentro del rango establecido.
- Se Va a “Inicio>Todos los programas>Rockwell Software>BOOTP – DHCP Server> BOOTP – DHCP Server”

- Se abrirá la ventana de la Figura 2.44 donde se va a ubicar la máscara de subred

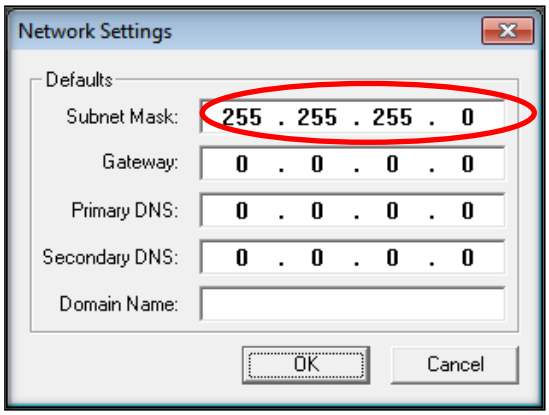


Figura 2.44 Configuración de red para Micrologix 1100

- Si el autómata está conectado aparecerá la dirección MAC del mismo, si esto no sucede, se puede revisar la dirección MAC en la pantalla y se agrega dando un click en “New”. Seguidamente aparecerá la ventana mostrada en la Figura 2.45 donde se ubica la dirección MAC y la dirección IP asignada.

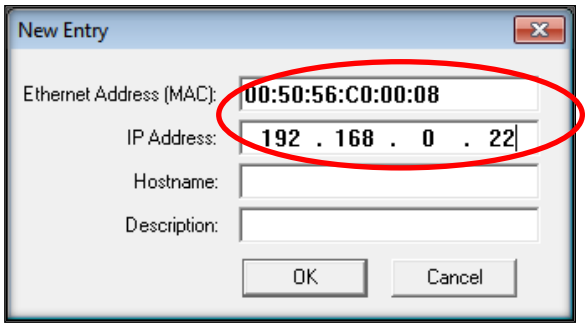


Figura 2.45 Configuración de dirección MAC e IP para Micrologix 1100

- En la ventana principal se hace un click en *Enable BOOTP*

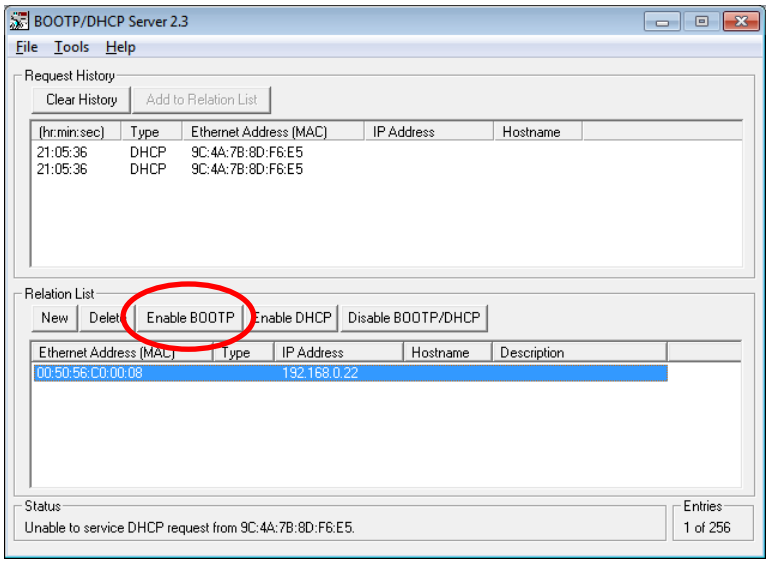


Figura 2.46 Asignación de dirección IP a Micrologix 1100

En la Tabla 2.17 se muestran las direcciones IP de los PLCs instalados, que son usados para el sistema de visualización.

Tabla 2.17 Direcciones IP de PLC Micrologix 1100 instalados

UBICACIÓN	EQUIPO	DIRECCIÓN IP
Central 8 MW ORN	PLC 1	192.168.0.12
	PLC 2	192.168.0.13
	PLC 3	192.168.0.15
Sala de control turbinas	PLC 4	192.168.0.17
Sala de control HPs	PLC 5	192.168.0.22

2.8 PROGRAMA REALIZADO EN PLCS MICROLOGIX1100

2.8.1 PROGRAMA DEL PLC EN SALA DE CONTROL TURBINAS

2.8.1.1 Subrutina de direccionamiento de subrutinas

La subrutina que se muestra en el anexo C, Inciso C.1.1.1, muestra una secuencia de programa para un PLC Micrologix 1100, esta subrutina es la primera que se ejecuta al colocar el autómata en modo “RUN”.

Esta subrutina ordena la ejecución de las subrutinas creadas en el programa, se utiliza la función “Jump to subroutine” (JSR), que permite crear un salto hacia la ejecución de otro segmento del programa y retornar a la subrutina principal una vez que termina de ejecutarse.

2.8.1.2 Subrutina lectura de datos relés y medidores de los alimentadores

En el caso de la subrutina de lectura de datos, se utiliza la función Message (MSG), la misma que permite la transferencia de datos usando el protocolo Modbus RTU, entre un Micrologix 1100 y los equipos conectados al mismo, siendo este el caso de los tres relés Multilim 750 y del equipo ION6200.

Para que la función MSG realicé la adquisición de datos necesita una secuencia previa, formada por contactos normalmente abierto, los mismos que hacen referencia a bits de acceso de la función MSG. Cada línea de programa creada permite que las funciones MSG se ejecuten en forma secuencial. El detalle de esta subrutina se muestra en el Anexo C, Inciso C.1.1.2.

2.8.1.3 Subrutina de ordenamiento de datos

Esta subrutina se creó para organizar los datos adquiridos de los equipos Multilim 750 e ION6200 de los ramales alimentadores principales y secundarios respectivamente, dichos valores no mantiene el orden que se requiere para el sistema de visualización por lo cual se los has colocado en un archivos diferente siguiendo un ordenamiento sencillo y que se ajusta a los requerimientos del proyecto.

La presente subrutina se detalla en el Anexo C,Inciso C.1.1.4

2.8.1.4 Subrutina de registro de alarmas

Esta subrutina contiene los comandos necesarios para realizar el registro de alarmas cuando una de estas se presenta, para ello es necesario realizar una operación AND entre dos datos de tipo entero, uno de ellos será el valor adquirido del equipo, mientras el otro una valor proporcionado por el fabricante, el resultante será un valor de tipo entero el cual varia cuando existe un evento de alarma.

Esta subrutina se puede visualizar en el Anexo C, Inciso C.1.1.3.

2.8.1.5 Subrutina de ordenamiento de alarmas

Esta subrutina toma los datos resultantes de la subrutina anterior y lo comparas con un valor proporcionado por el fabricante, dando como resultado un valor booleano que se utilizará para la visualización de alarmas y estado de los breaker de los generadores, estos valores de tipo booleano se los almacena en un dato tipo entero, para facilitar el transporte del mismo hacia el PLC administrador.

2.8.2 PROGRAMA EN PLC EN SALA DE CONTROL HPS

Los programas que se crearon para el PLC MIcrologix 1100 de la Sala de Control HPs son similares a los que se realizaron para el PLC de la Sala de Control de Turbinas, estos difieren únicamente en el direccionamiento que se da a cada dato adquirido, el mismo que se muestra en el Anexo B, Inciso B.1.

Las subrutinas creadas en este PLC se visualizan en el Anexo C, en los Incisos C.1.2.1, C.1.2.2, C.1.2.3, C.1.2.4 y C.1.2.5.

CAPÍTULO 3

DISEÑO Y DESARROLLO DEL SOFTWARE DE MONITOREO

3.1 DISEÑO DEL SOFTWARE DE MONITOREO

El software de monitoreo se ha dividido en dos partes, el almacenamiento de datos y la visualización de datos.

Para el almacenamiento de los datos se ha utilizado un PLC con un procesador Logix5561 serie B de la familia de los ControlLogix, que hará las veces de administrador de red, mismo en el que se almacenó los datos adquiridos de las centrales de generación y ramales alimentadores que componen el sistema. El software utilizado para la creación del proyecto es el RSLogix5000, el cual es desarrollado por el fabricante del equipo (Allen Bradley).

En lo correspondiente a la visualización de datos, se la desarrolló en una pantalla táctil PanelView Plus1500 del mismo fabricante, y se utilizó el software “Factory Talk View Studio – Machine Edition” donde se crearon las diferentes pantallas de visualización de datos de cada generador y ramal alimentador.

3.2 DESARROLLO DEL SOFTWARE PARA ALMACENAMIENTO DE DATOS

EL software para almacenamiento de datos se lo desarrolló con el RSLogix5000, a continuación se realiza una descripción de las funciones básicas utilizadas en el programa para centralizar los datos y almacenarlos en la memoria del procesador Logix5561.

3.2.1 Creación de un nuevo proyecto

Para iniciar la configuración del PLC es necesario crear un nuevo proyecto para lo cual se accede a “File>New”. Seguidamente aparecerá la ventana de la Figura 3.1 donde se configura el tipo de controlador, la revisión en la que se trabaja, en este caso Revisión 16, y se escoge el tipo de chasis 1756-A7, y el slot en el que se va a conectar el procesador.

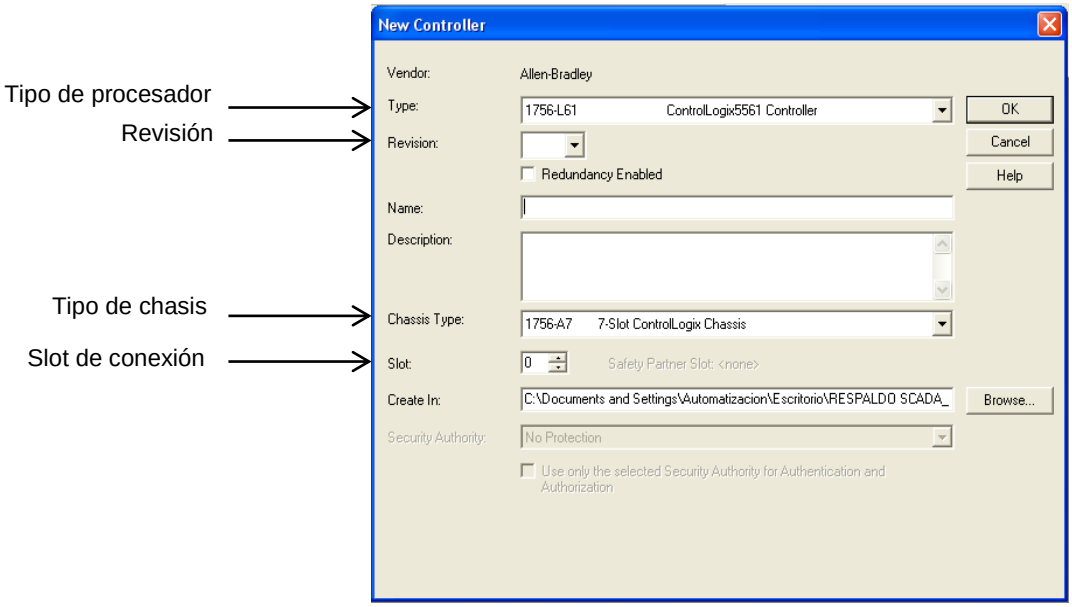


Figura 3.1 Creación de nuevo proyecto

3.2.2 Creación de subrutinas

Para organizar los datos que leerá el PLC administrador, se dividió el programa principal en diferentes subrutinas, para lo cual se creó archivos dentro del proyecto que se ejecutan acorde a la instrucción Jump to Subroutine (JMP).

Para crear una subrutina se accede a “MainTask>MainProgram>New Routine” donde es necesario colocar un nombre, una descripción y seleccionar el tipo de subrutina que es posible crear, en este caso se usó subrutinas en Ladder Diagram debido a que el mismo es un lenguaje de programación sencillo de utilizar y permite crear rapidamente subrutinas en las cuales las líneas de programa se repiten varias veces. Finalmente se utilizó subrutinas de tipo Structured Text, debido a que permite utilizar secuencias de comparación de variables con

facilidad y a su vez realizar operaciones matemáticas complejas en una sola línea de programa

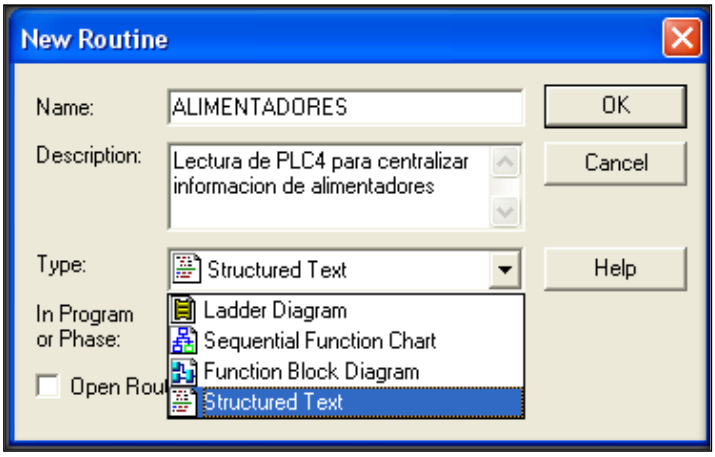


Figura 3.2 Creación de subrutinas

3.2.3 Manejo de comunicaciones

En el enlace de comunicacion entre el PLC administrador de red y el resto de equipos de adquisición de datos se utilizó el estandar Ethernet, y algunos componentes adicionales para el procesador Logix5561.

Se incluyó un módulo para comunicación Ethernet/IP 1756 – ENBT A, el cual se utilizó para la lectura de datos de los PLC MicroLogix 1100 instalados en la Central de 8 MW de ORN, la sala de control de HPs y la Sala de Control de Turbinas.

La lectura de datos de la central de CELEC EP y la central de RS ROTH se realizó con dos tarjetas MVI56-MNET de la marca Prosoft que maneja el protocolo Modbus/TCP. Se utiliza dos tarjetas MVI56-MNET, la primera para adquirir los datos de la central de CELEC EP, la misma que cuenta con una dirección IP dentro del rango de direcciones de la red del SCADA de CELEC EP. La segunda tarjeta MVI56-MNET se utilizó para la adquisición de datos de la Central de RS ROTH y se configuró con una dirección IP dentro del rango de direcciones del Sistema de Visualización de ORN.

3.2.3.1 Módulo Ethernet/IP 1756 – ENBT A

Permite el intercambio de datos del procesador Logix5560 con otros autómatas similares que manejen el estándar Ethernet.. El módulo asigna una dirección IP al PLC administrador, la cual debe estar dentro del rango establecido para el sistema. Con el fin de que el procesador reconozca que tiene un módulo 1756 – ENBT A, se agregó al programa una configuración usando el RSLogix5000, misma que se realiza a través delos siguientes pasos:

- Se hace click en “I/O Configuration” y se despliegan las opciones, en el chasis “1756 Backplane>1756 A7”, se da un click secundario y un click principal en “New Module”.

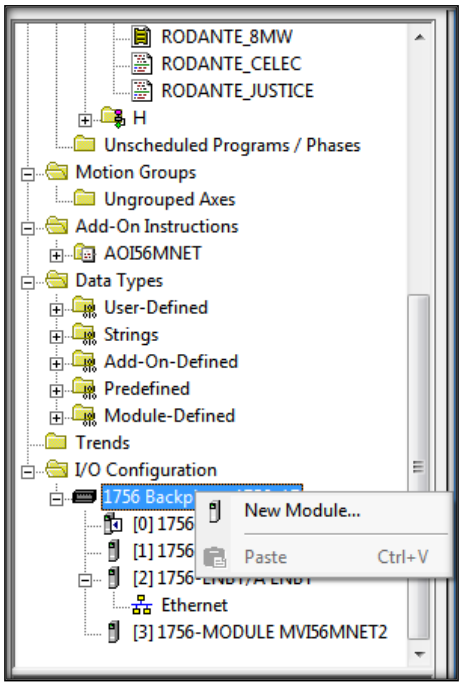


Figura 3.3 Agregar módulos de comunicación

- En la ventana que aparece se selecciona el módulo adecuado, en este caso 1756 ENBT.

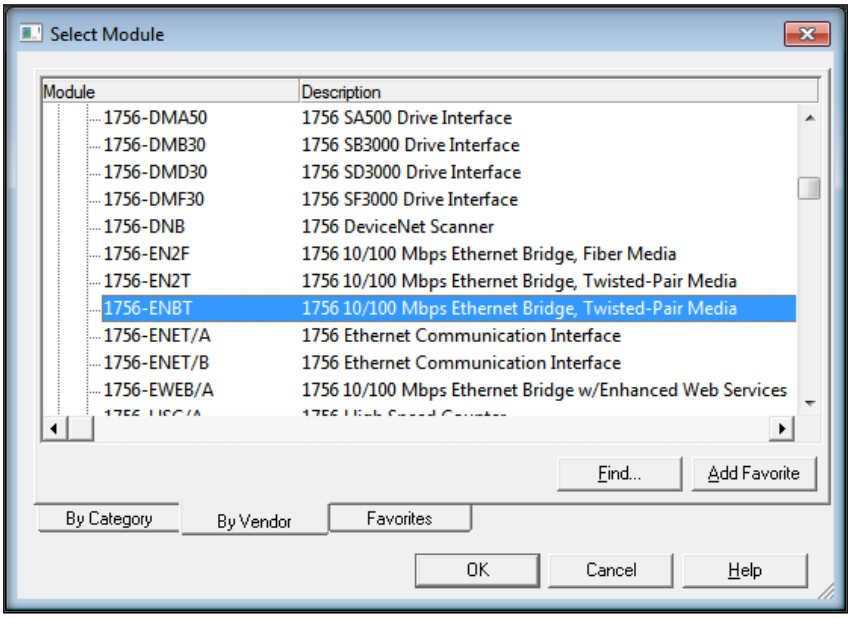


Figura 3.4 Selección de módulo de comunicación Ethernet

- Se coloca un nombre, el slot correspondiente en el chasis, la revisión y la dirección IP asignada.

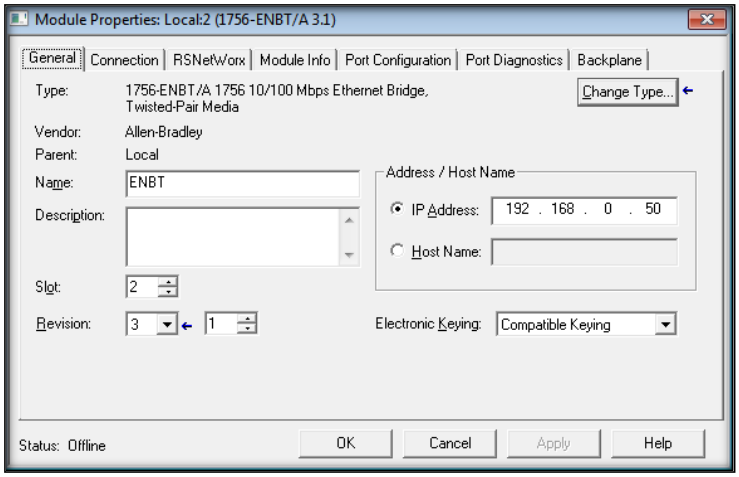


Figura 3.5 Propiedades de módulo de comunicación Ethernet

3.2.3.2 Módulo MVI56 – MNET

El módulo MVI56-MNET permite manejar el protocolo Modbus TCP sobre una red LAN. Para comunicarse con otros dispositivos, el módulo debe encontrarse en la misma dirección IP del dispositivo que va a ser leído, es decir, no es necesario que se encuentre en el mismo rango de direcciones que el autómata. Para que el procesador reconozca que tiene uno de estos módulos se debe crear una

subrutina de reconocimiento dentro del proyecto. Esta subrutina viene diseñada por el fabricante del equipo “Prosoft” y se agrega siguiendo los pasos descritos a continuación:

- Se añade un nuevo módulo de la misma manera que el módulo 1756 ENBT A, cuando se tiene la ventana de la Figura 3.6, se selecciona “Other>Module Generic” y se hace click en *OK.*

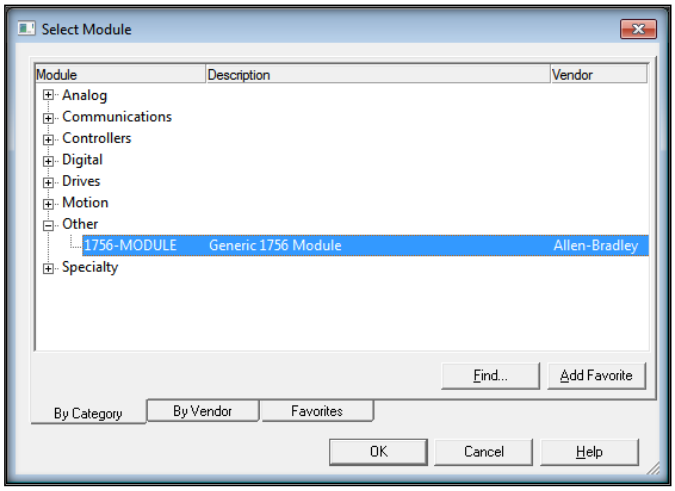


Figura 3.6 Selección de módulo de comunicación MVI56-MNET

- En la ventana que se muestra en la Figura 3.8 se coloca los valores indicados en la Figura 3.7, los mismos que se encuentran en el manual del fabricante.

Parameter	Value
Name	Enter a module identification string. Example: **MNET**.
Description	Enter a description for the module. Example: **MODBUS TCP/IP INTERFACE MODULE**
Comm Format	Select **DATA-INT**.
Slot	Enter the slot number in the rack where the MVI56-MNET module is located.
Input Assembly Instance	**1**
Input Size	**250**
Output Assembly Instance	**2**
Output Size	**248**
Configuration Assembly Instance	**4**
Configuration Size	**0**

Figura 3.7 Valores de configuración del módulo MVI56-MNET

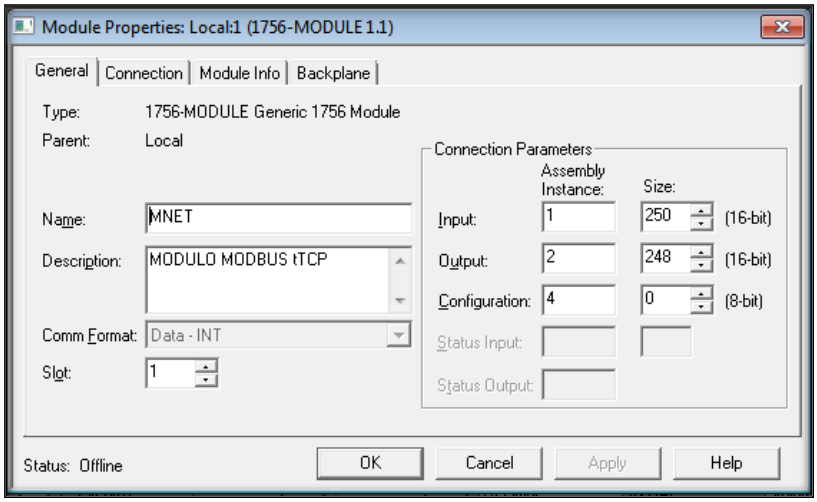


Figura 3.8 Propiedades del módulo MVI56-MNET

- Para importar el programa se añade una subrutina necesaria para crear la importación de la subrutina de reconocimiento de la tarjeta. Con un click secundario se despliega el menú mostrado en la Figura 3.9. se hace click en “Import Rung” y se selecciona el archivo *MVI56(E)MNET_ADDON_ RUNG_V1_4._L5X* que se encuentra en el CD del módulo.

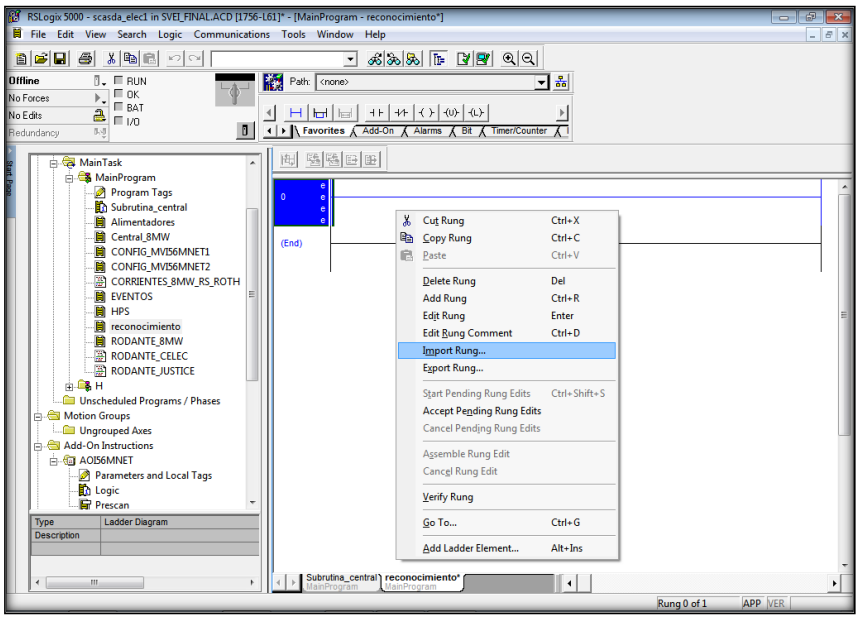


Figura 3.9 Importar subrutina de configuración módulo MVI56-MNET

- Una vez que se selecciona el archivo, aparecerá la ventana de la Figura 3.10, donde se visualizan los tags que se crean automáticamente para

cada módulo MVI56-MNET. Se conocen como tags a las direcciones de memoria que se crean en la memoria del PLC, y que se les da un nombre especifico.

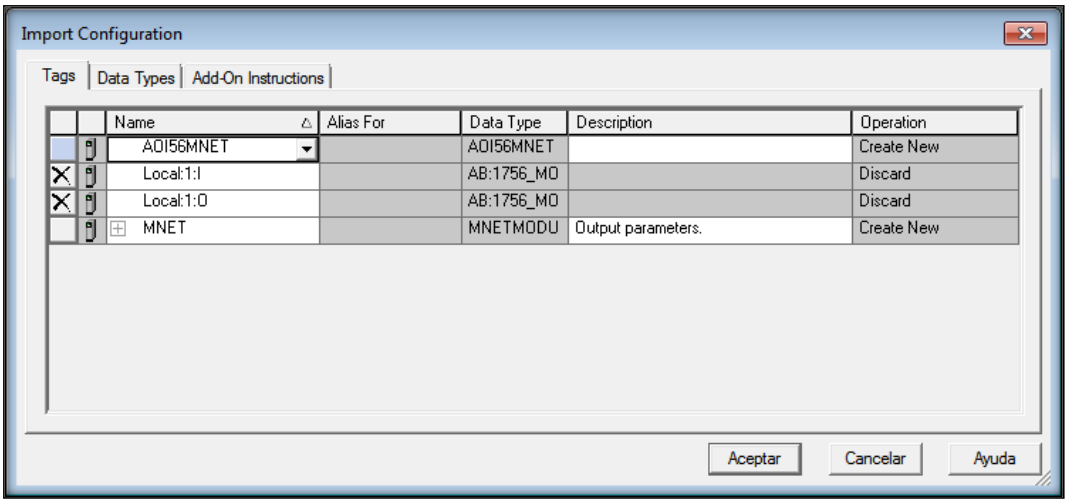


Figura 3.10 Tags creados en el procesador Logix5561 para el módulo MVI56-MNET

- Al finalizar la importación aparece las siguientes líneas de programa

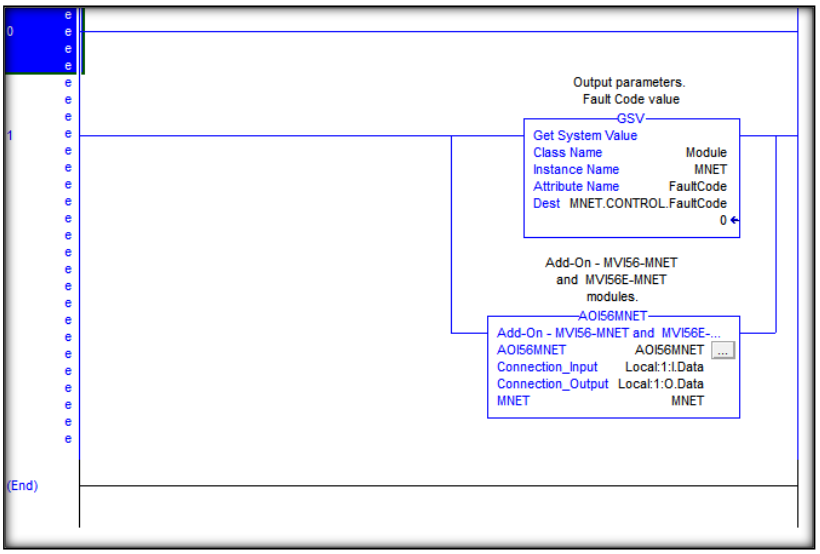


Figura 3.11 Líneas de programa creados para módulo MVI56-MNET

- Se utiliza dos módulos MVI56 – MNET por lo que es necesario importar una segunda subrutina de reconocimiento. Dicha subrutina se la realiza siguiendo los mismos pasos que se han detallado anteriormente, para

diferenciarlas se realiza un cambio en la ventana que se muestra en la Figura 3.12 acorde al slot donde se encuentra ubicado el modulo.

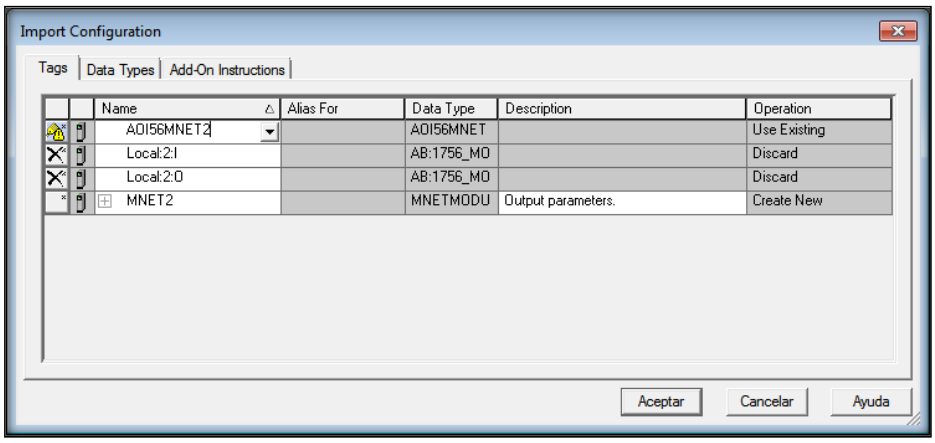
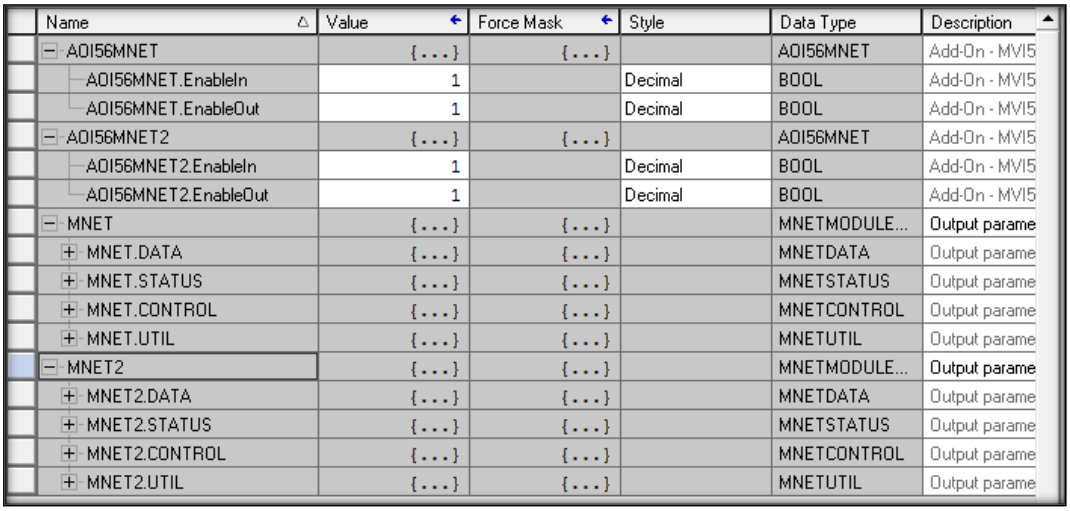


Figura 3.12 Tags creados en el procesador Logix5561 para el módulo MVI56-MNET

- Al finalizar se puede revisar los tags creados para almacenar la información de ambos módulos.



Name	Value	Force Mask	Style	Data Type	Description
AOI56MNET	{...}	{...}		AOI56MNET	Add-On - MVI5
AOI56MNET.EnableIn	1		Decimal	BOOL	Add-On - MVI5
AOI56MNET.EnableOut	1		Decimal	BOOL	Add-On - MVI5
AOI56MNET2	{...}	{...}		AOI56MNET	Add-On - MVI5
AOI56MNET2.EnableIn	1		Decimal	BOOL	Add-On - MVI5
AOI56MNET2.EnableOut	1		Decimal	BOOL	Add-On - MVI5
MNET	{...}	{...}		MNETMODULE...	Output parame
MNET.DATA	{...}	{...}		MNETDATA	Output parame
MNET.STATUS	{...}	{...}		MNETSTATUS	Output parame
MNET.CONTROL	{...}	{...}		MNETCONTROL	Output parame
MNET.UTIL	{...}	{...}		MNETUTIL	Output parame
MNET2	{...}	{...}		MNETMODULE...	Output parame
MNET2.DATA	{...}	{...}		MNETDATA	Output parame
MNET2.STATUS	{...}	{...}		MNETSTATUS	Output parame
MNET2.CONTROL	{...}	{...}		MNETCONTROL	Output parame
MNET2.UTIL	{...}	{...}		MNETUTIL	Output parame

Figura 3.13 Tags creados en el procesador Logix5561 para el módulo MVI56-MNET

Al seguir estos pasos se han creado los registros necesarios para que el procesador reconozca los dos módulos MVI56 – MNET. No se necesita agregar ninguna otra sentencia dentro del procesador Logix5560 para realizar lectura o escritura de datos en los esclavos, sin embargo se requiere una configuración

adicional para que el módulo haga la lectura de los mismos, para lo cual se utiliza el software *Prosoft Configuration Builder* del fabricante.

3.2.3.3 Configuración módulo MVI56- MNET

Para configurar el módulo MVI56 - MNET se utilizó el software *Prosoft Configuration Builder*, el cual permite crear un registro de información de los datos que se van a adquirir de la central de CELEC EP y de RS ROTH. Para crear el registro se realizan los siguientes pasos:

- Se selecciona el módulo que se va a utilizar haciendo un click secundario en “Default Module>Choose Module Type”.

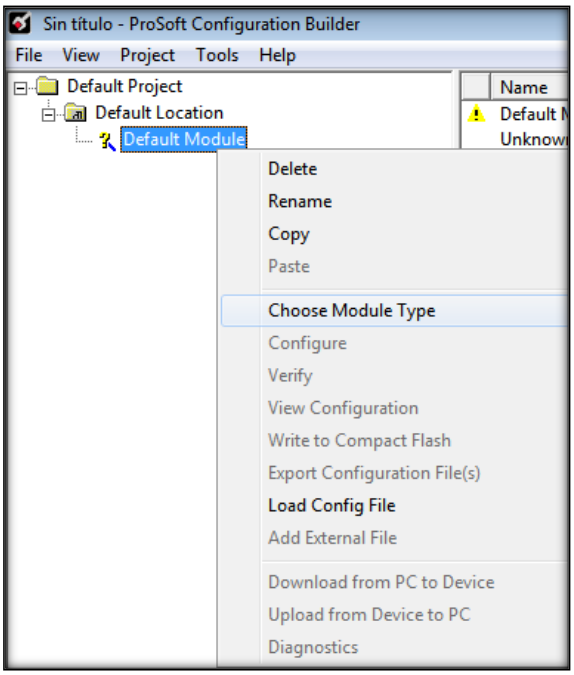


Figura 3.14 Agregar módulo MVI56-MNET en Prosoft Configuration Builder

- En la ventana que aparece se selecciona MVI56, en el campo Product Line Filter se escoge el módulo MVI56-MNET, y automáticamente se desplegará la información del mismo.

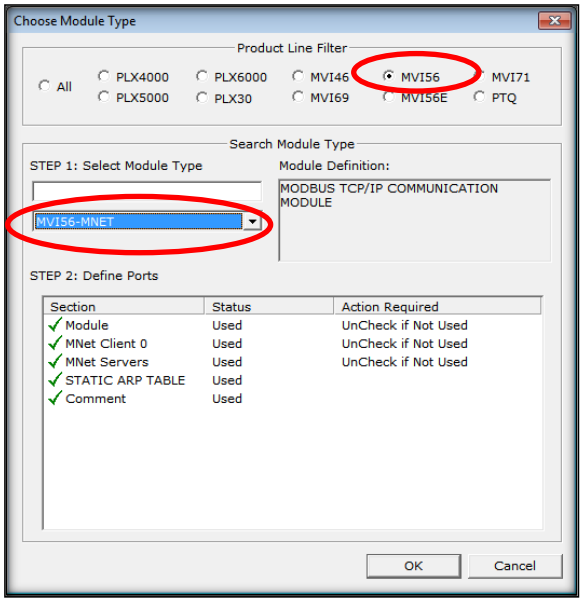


Figura 3.15 Selección de módulo MVI56-MNET

- Una vez creado el módulo se puede observar las opciones, para configurarlo se hace un click sobre “Module”, en la ventana que aparece se modifica la cantidad y ubicación de los registros para lectura y escritura, en este caso se utiliza 600 registros tanto de lectura y escritura, iniciando en el registro 0 para registros de lectura y en 1000 para registros de escritura.

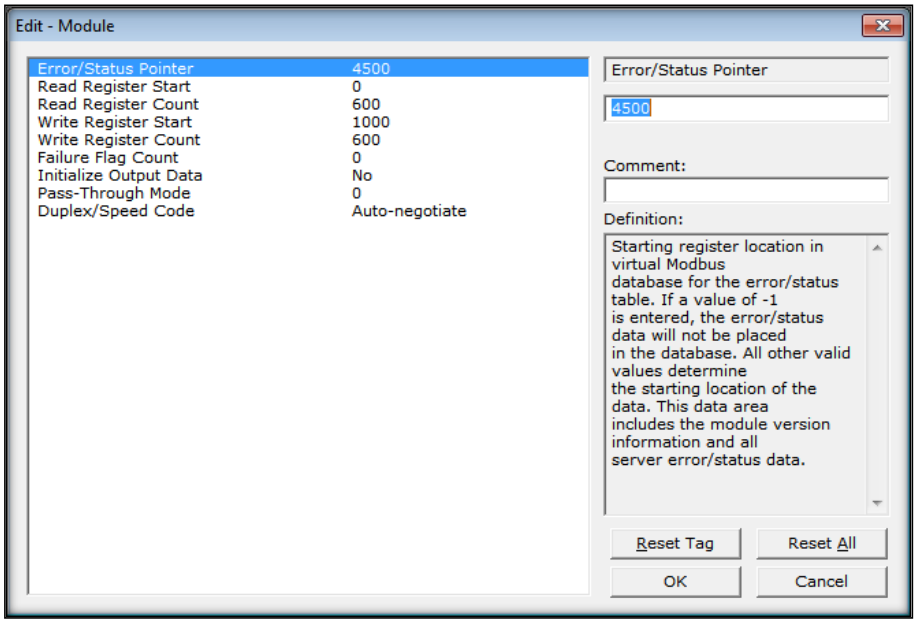


Figura 3.16. Parámetros de escritura/almacenamiento módulo MVI56-MNET

- Para configurar los parámetros necesarios para la comunicación Modbus TCP se abre la opción “MNET Client 0 Comands”, se agrega una nueva línea y se modifica los siguientes campos:

  - ✓ **Enable.-** Habilita o deshabilita una línea de comandos, se habilita esta opción
  - ✓ **Internal Address.-** Dirección donde se almacenan los datos leídos de los esclavos. Debe estar dentro del rango registros de lectura configurados, de 0 a 600.
  - ✓ **Reg Count.-** Cantidad de datos a leer en una sola línea de comando.
  - ✓ **Node IP Address.-** Se asigna la dirección IP del dispositivo a ser leído. Para el PLC en la central de CELEC EP se ubica la dirección 192.16.135.83 y en la central RS ROTH SA149 la dirección 192.168.0.40.
  - ✓ **Serv Port.-** Número de puerto de comunicación para comunicación Modbus TCP, en este caso 502.
  - ✓ **Slave Address.-** Dirección Modbus del esclavo, estas direcciones dependen de la tabla modbus de cada dispositivo.
  - ✓ **Modbus Function.-** Función Modbus a realizar por una línea de comando, en este caso únicamente de lectura, utilizaremos la opción FC 3 – Read Holding Register (4x).
  - ✓ **MB Address in Device.-** Primera dirección Modbus a ser leída por una línea de comando.

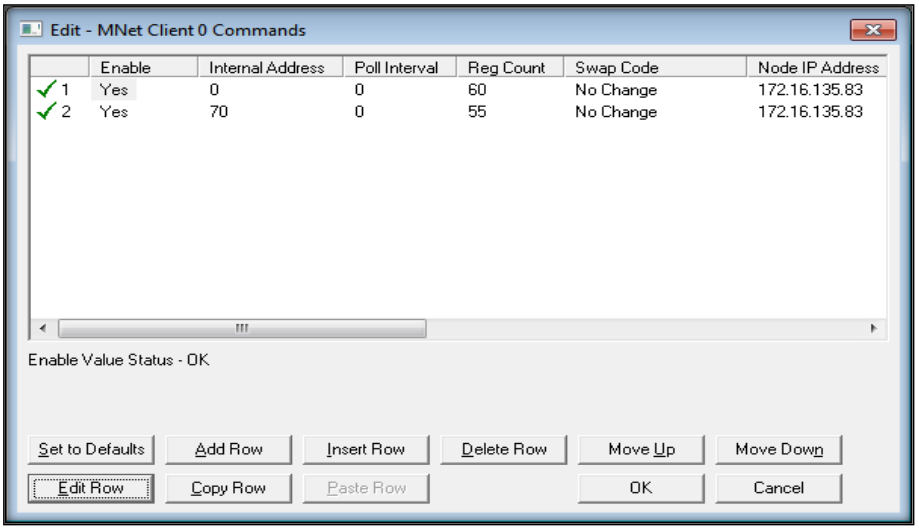


Figura 3.17 Parámetros de comunicación Modbus en módulo MVI56-MNET

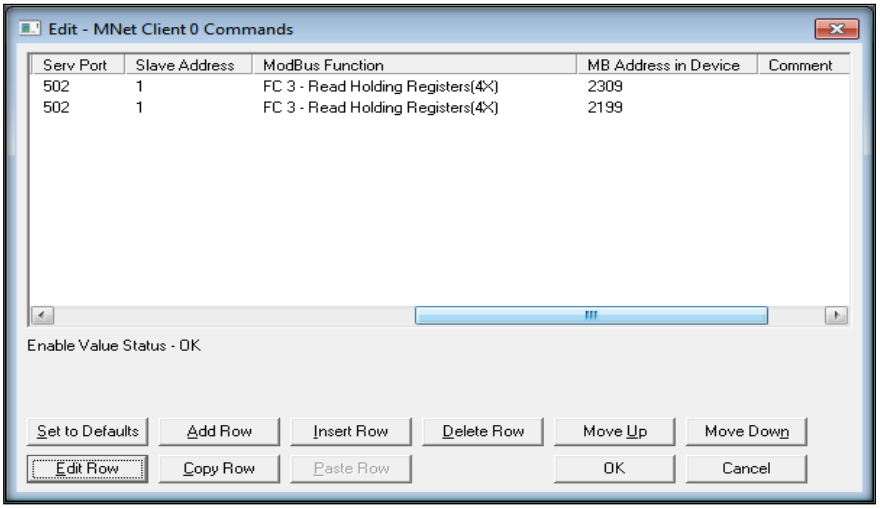


Figura 3.18 Parámetros de comunicación Modbus en módulo MVI56-MNET

- Se asigna una dirección IP, una máscara de subred y un gateway al módulo en el campo “Ethernet Configuration”, en el caso de la Central de CELEC EP la dirección será la 192.16.135.226, la máscara de subred 255.255.0.0 y el gateway es 192.16.135.1, y en el caso de la central RS ROTH SA149 la dirección es la 192.168.0.45, la máscara de subred es la 255.255.255.0 y el gateway es 192.168.0.5.

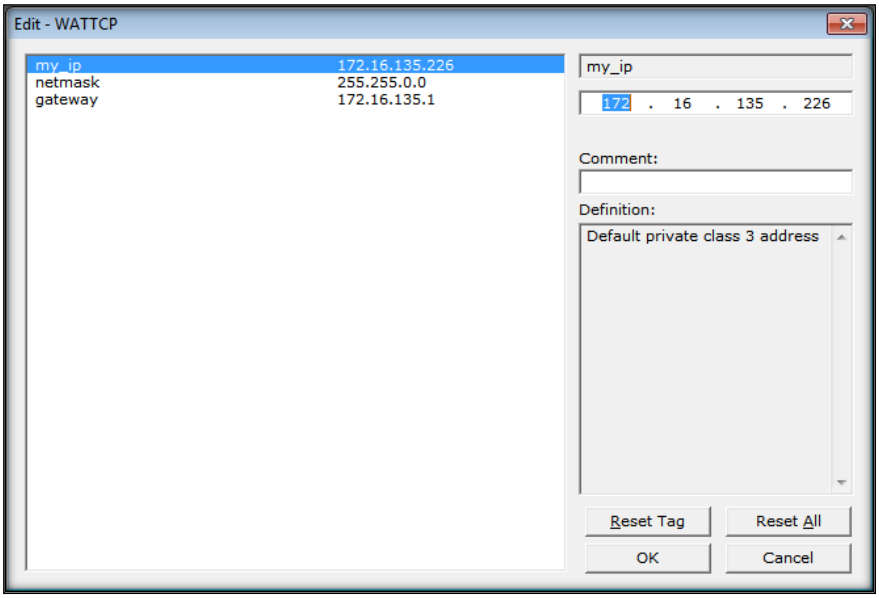


Figura 3.19 Parámetros de comunicación TCP en módulo MVI56-MNET

- Una vez creadas todas las líneas de comandos se realiza la descarga hacia el módulo por medio de un cable serial RS – 232 conectado entre una PC y el módulo MVI56 – MNET, donde se realizan los siguientes pasos:

    1. Se hace click secundario sobre al nombre del proyecto y se escoge la opción “Download from PC to device”.
    2. En la ventana que aparece se selecciona el COM del puerto serial que se haya habilitado en la PC y se hace click en “Download”.

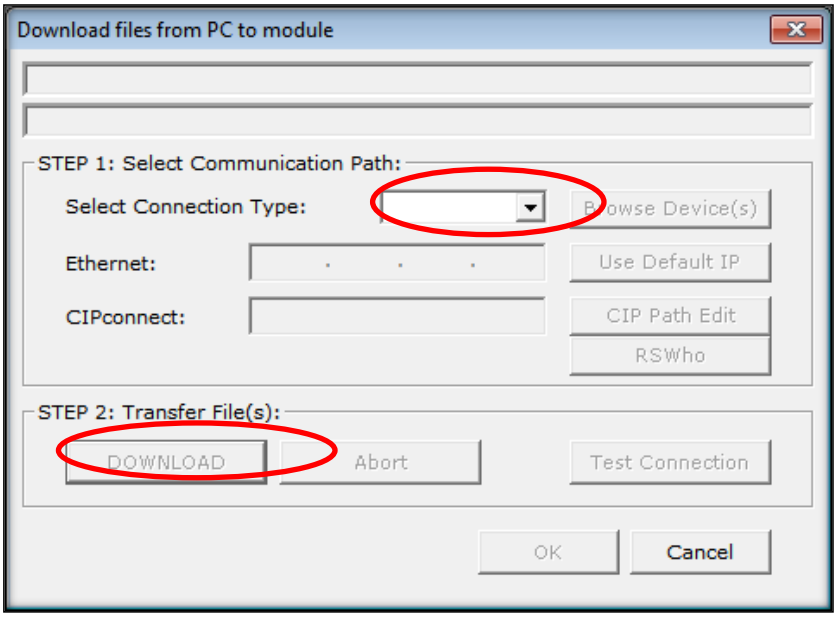


Figura 3.20 Descarga de parámetros de configuración en módulo MVI56-MNET

El módulo no permite la descarga de esta configuración sin antes tener el proyecto descargado en el procesador Logix5560.

3.2.4 CREACIÓN DE TAGS

Para el manejo y organización de los datos adquiridos de las centrales de generación se crean registros de memoria necesarios. Para esto, se abre una ventana en “Controller>Controller Tags>New Tag”, donde se coloca un nombre, una descripcion, y el tipo de dato que se utiliza, En este caso se utiliza datos tipo entero (INT) para los valores de las magnitudes eléctricas, binarios (BINARY) para el estado del breaker y alarmas, y datos tipo mensaje (MESSAGE) para la transmisión de datos.

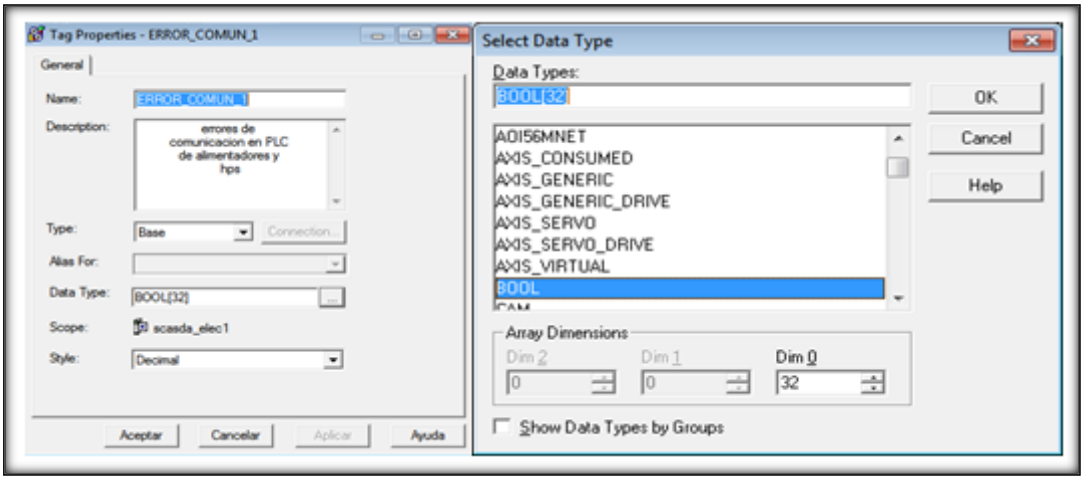


Figura 3.21 Creación de tags en Logix5561

3.2.5 LECTURA DE DATOS

Para la lectura de los datos almacenados en los autómatas Micrologix1100, se utiliza la sentencia MSG, con un segmento de programación Ladder igual a la que se utilizó en el RSLogix500 para el Micrologix1100

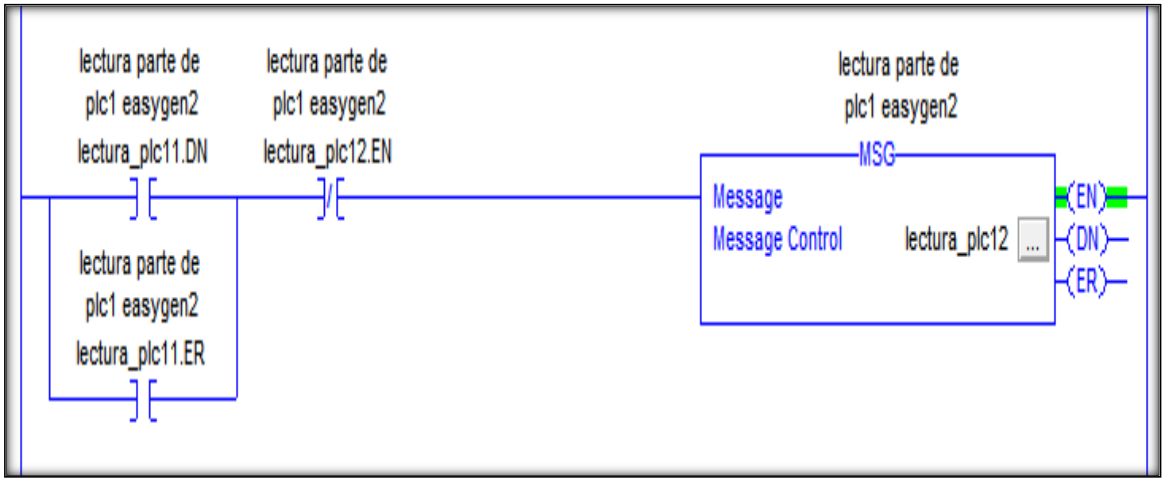


Figura 3.22 Líneas de programa para comunicación entre autómatas

Se coloca un tag de tipo mensaje creado para permitir la lectura de datos de los Micrologix1100 instalados.

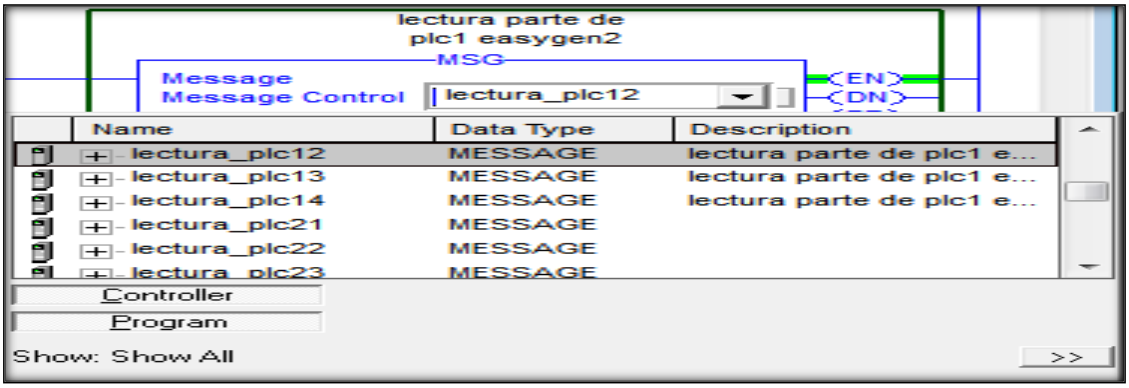


Figura 3.23 Selección del tipo de tag en sentencia MSG

Se hace click sobre la ventana de Message Control y se desplegará otra donde se encuentran las opciones para la comunicación entre autómatas. Seguidamente se modifica las siguientes opciones en la pestaña “Configuration”.

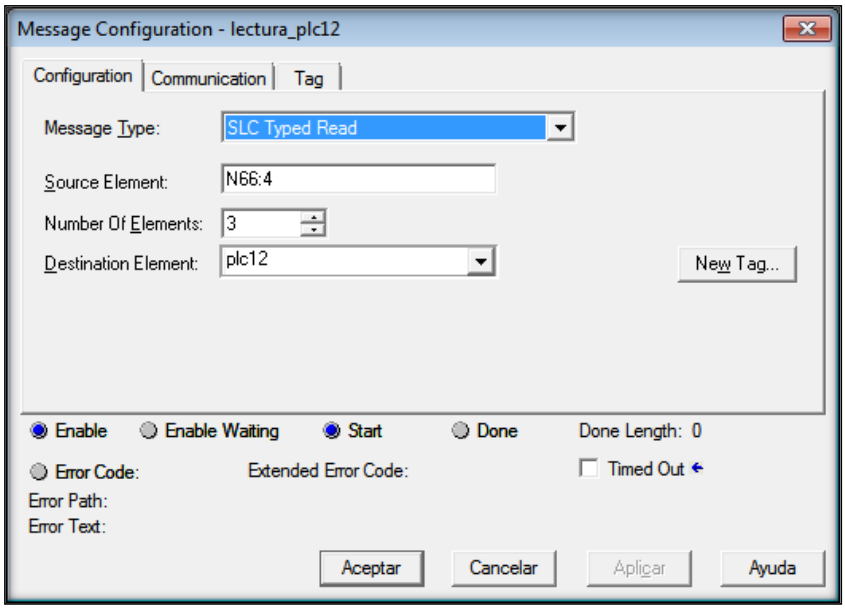


Figura 3.24 Selección de tipo de comunicación

- **Message Type.-** Indica el tipo de comunicación que se utiliza: SLC Typed Read para lectura de datos de un Micrologix1100.
- **Source Element.-** Indica la dirección de memoria del Micrologix1100 a ser leída
- **Number Elements.-** Cantidad de datos a ser leídos
- **Destination Element.-** Tag de tipo entero donde vamos a almacenar los datos leídos.

En la pestaña “Communication” se modifica el campo “Path” colocando el nombre del módulo de comunicación Ethernet, seguido por el número 2 que indica el manual para comunicación Ethernet y la dirección IP del Micrologix1100 a ser leído.

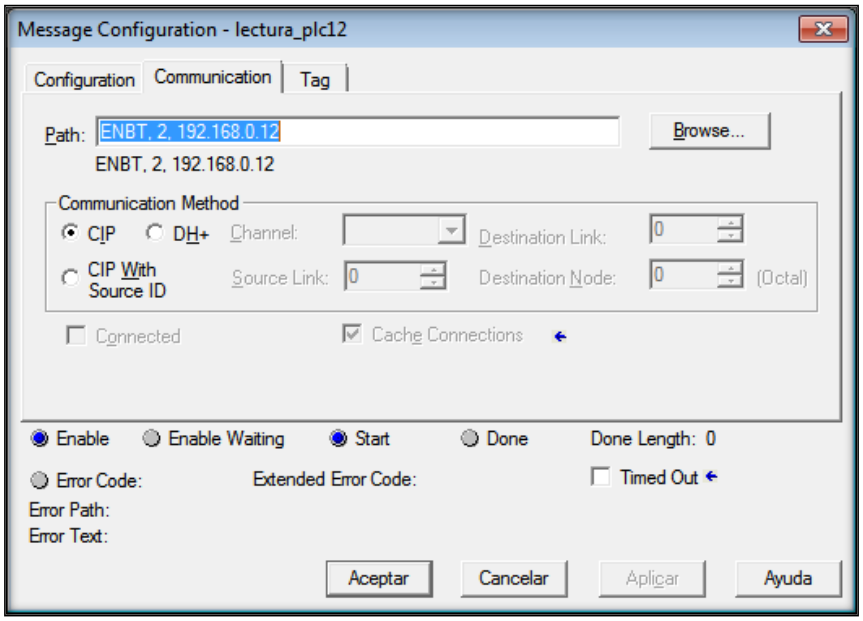


Figura 3.25 Selección de dirección IP de autómata a ser leído

3.2.6 DIRECCIONAMIENTO PARA EL PLC ADMINISTRADOR LOGIX5560

El direccionamiento del PLC administrador se resume en la tabla presentada en el Anexo B, Inciso B.4, los tags creados para el almacenamiento de datos adquiridos de las diferentes centrales de generación, que son los mismos que se han importado desde el ControlLogix hacia el PanelView plus 1500

3.3 PROGRAMAS EN PLC LOGIX5561

3.3.1 Subrutina de direccionamiento de subrutinas

En la subrutina que se muestra en el Anexo C, Inciso C.2.1, se observa la secuencia en la que se ejecutan el resto de subrutinas creadas. Esta es la subrutina que se ejecuta cuando el PLC se coloca en modo “RUN” y es la

encargada de mantener el orden de la secuencia con el que se realiza la adquisición de datos y los cálculos necesarios.

3.3.2 Subrutinas de lectura del PLC de la Sala de Control de Turbinas

En la subrutina que se muestra en el Anexo C, Inciso C.2.2, se observa las líneas de programa necesarias para adquirir los datos que se encuentran ordenados y almacenados en la memoria del PLC Micrologix1100 de la Sala de Control de Turbinas, se utiliza la función Message (MSG), la misma que es similar a la función homónima del RSLogix500.

3.3.3 Subrutina de lectura del PLC de la Sala de Control HPS

En la subrutina que se muestra en el Anexo C, Inciso C.2.3, al igual que en la subrutina anterior se puede visualizar las líneas de programa necesarias para adquirir los datos que se encuentran ordenados y almacenados en la memoria del PLC Micrologix1100, mismo que se encuentra instalada en la Sala de Control de HPs.

3.3.4 Subrutina de lectura de PLCs de la central de 8 MW

En la subrutina que se muestra en el Anexo C, Inciso C.2.4, al igual que en la subrutina anterior se puede visualizar las líneas de programa necesarias para adquirir los datos que se encuentran ordenados y almacenados en la memoria de los PLCs Micrologix1100 que son usados en el sistema SCADA de la Central de 8 MW.

3.3.5 Subrutina de cálculo de la reserva rodante en la Central de 8 MW

En la subrutina que se muestra en el Anexo C, Inciso C.2.5, se muestra el segmento de programa en lenguaje Ladder para el cálculo de la reserva rodante en la Central de 8 MW, se lo realiza en este lenguaje debido a que este cálculo es sencillo de realizar debido a que se cuenta con los valores requeridos (potencia máxima y potencia de la carga consumida) y el modo de operación de toda la central (droop).

3.3.6 Subrutina de cálculo de reserva rodante en Central de Justices.

En la subrutina que se muestra en el Anexo C, Inciso C.2.6, se muestra el segmento de programa en lenguaje Structured Text, la misma que se desarrolló en dicho lenguaje ya que este cálculo representa una mayor complejidad que el cálculo de la reserva rodante en la Central de 8 MW, debido a que es necesario aproximar el número de generadores que se encuentren en línea en ese momento en la central.

3.3.7 Subrutina de cálculo de reserva rodante en la Central de CELEC EP

En la subrutina que se muestra en el Anexo C, Inciso C.2.7, se muestra un segmento de programa en lenguaje Structured Text, que se utiliza para realizar el cálculo de la reserva rodante en la Central de CELEC EP. En esta central es necesario considerar el modo de operación (Droop o Base) de cada generador conectado al SESA, dicho modo de operación es seleccionado por el operador y puede variar acorde a las necesidades de la central.

Para realizar el cálculo de la reserva rodante únicamente se consideran los generadores en modo droop, por lo que es necesario verificar su estado y su modo de operación en cada instante.

3.4 SOFTWARE RSLINK CLASSIC LITE

El RSLink Classic Lite es un software que regula las comunicaciones entre equipos en redes LAN o seriales de la marca AllenBradley, se utiliza principalmente para descargar los proyectos en los equipos de forma remota una vez que todos se encuentran conectados a la red LAN del sistema de visualización. Para que los equipos sean reconocidos es necesario crear un dispositivo dentro del programa con todos los equipos que se encuentran instalados en la red del siguiente modo.

- Para configurar el dispositivo se va a “Communications>Configure Driver> Ethernet devices” y se le da un nombre para identificarlo.

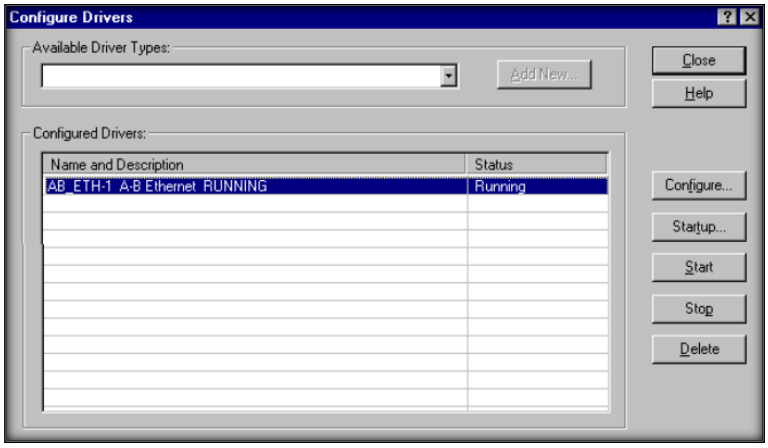


Figura 3.26 Dispositivo para comunicación en sistemas Alen Bradley

- Creado el dispositivo se agregan las direcciones IP de los equipos conectados en la red en la opción “Configure”, y se espera que los equipos sean identificados. En caso de que un equipo se encuentre desconectado o con problemas de comunicación aparecerá una “X” de color amarillo sobre la dirección IP correspondiente.

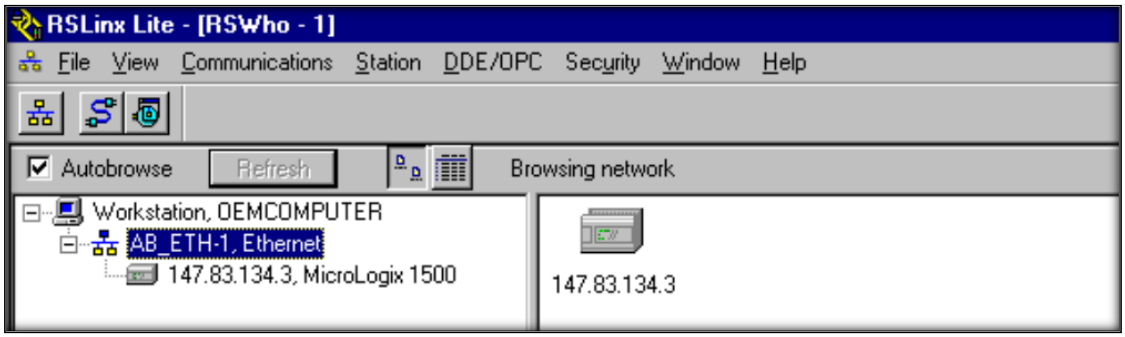


Figura 3.27 Equipos agregados en una red de comunicación para Alen Bradley

3.5 DESARROLLO DEL SOFTWARE PARA VISUALIZACIÓN DE DATOS

El software para visualización de datos se ha desarrollado utilizando *FactoryTalk View Studio – Machine Edition*, por lo cual se realizará a continuación una descripción de las funciones básicas que se utilizaron para crear las pantallas de visualización de datos que han sido descargados en la pantalla táctil PanelView Plus 1500.

3.5.1 CREACIÓN DE UN NUEVO PROYECTO

Para iniciar un nuevo proyecto se crea una nueva aplicación en "File>New Application". En la ventana que aparece se asigna el nombre del proyecto, una descripción y la zona horaria.

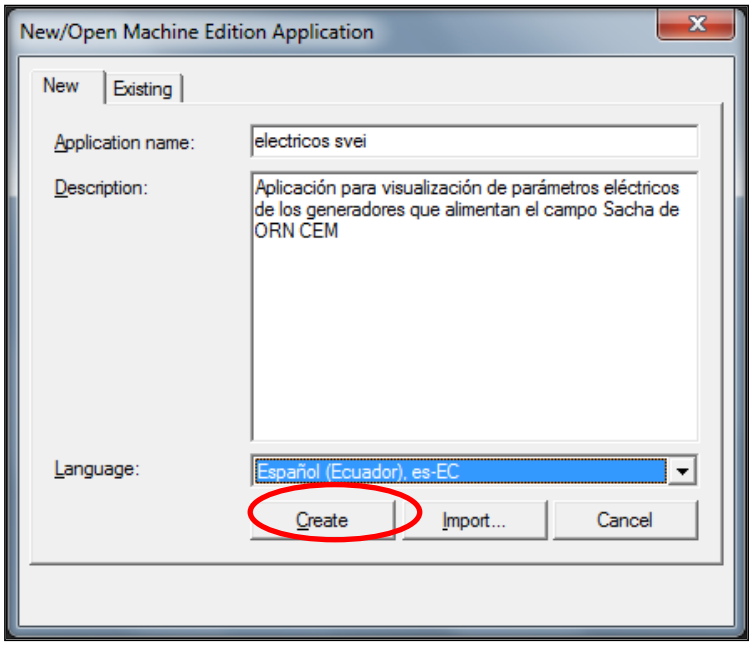


Figura 3.28 Creación de nueva aplicación

A continuación se abre la ventana de la Figura 3.29 para seleccionar la resolución de pantalla acorde al equipo con el que se cuenta, en el caso del sistema de visualización la resolución es 1024x768.

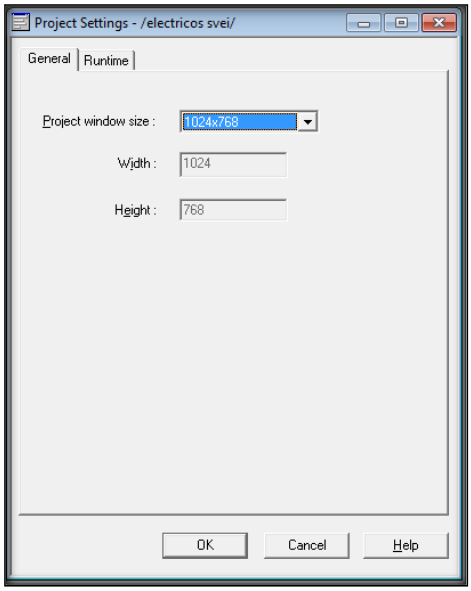


Figura 3.29 Selección de parámetros del proyecto

3.5.2 CREACIÓN DE NUEVAS PANTALLAS

Para visualizar todos los datos tomados de las centrales de generación se deben crear varias pantallas; para esto se debe ir a “Graphics>Displays>New”, y asignar un nombre a la pantalla dependiendo de la central de generación a visualizar

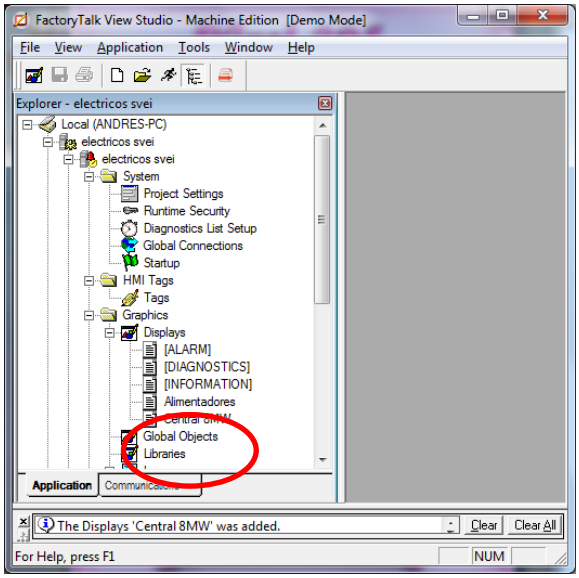


Figura 3.30 Creación de nuevas pantallas

Seguidamente se configura el tamaño de la pantalla, el color de fondo y la ubicación en el PanelView Plus 1500, haciendo click sobre “Edit>Display Setting”; y se muestra la ventana de la Figura 3.31.

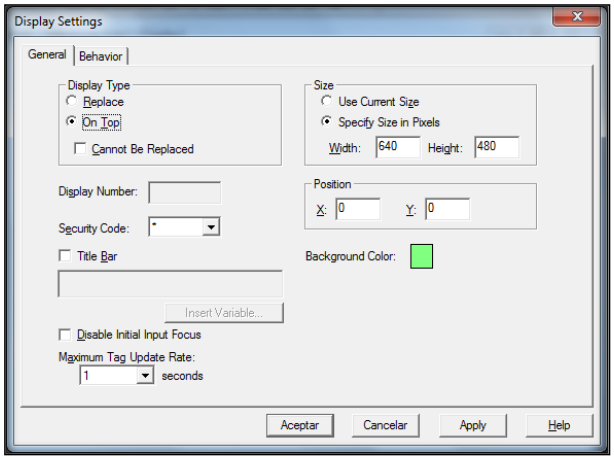


Figura 3.31 Propiedades de pantallas

3.5.3 CREACIÓN DE TAGS PARA VISUALIZACIÓN DATOS

Para la adquisición de datos se puede utilizar directamente los tags creados en el autómata ControlLogix, para esto es necesario que el PLC y el PanelView se encuentren conectados por medio de una red LAN y que exista el enlace por medio del software RSLink Enterprise Lite.

Para importar los tags del PLC al PanelView se da doble click en “Eléctricos svei>RSLinx Enterprise” y se crea una nueva configuración.

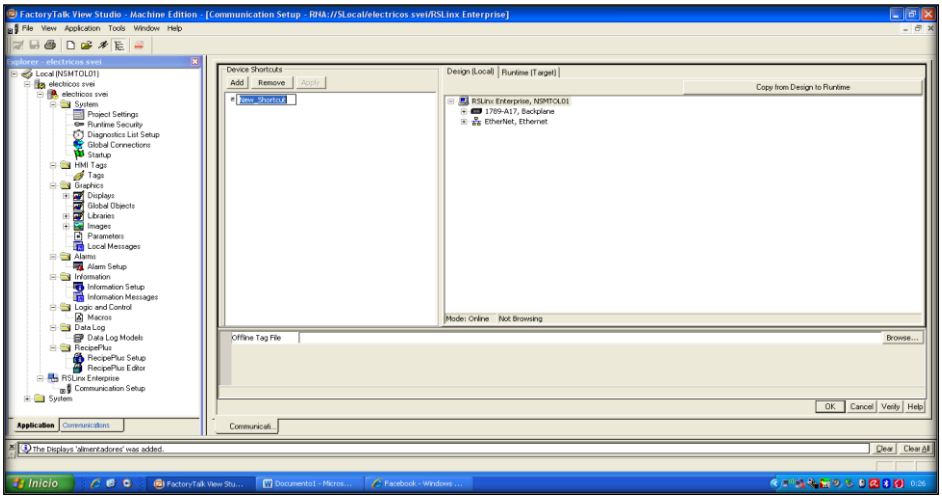


Figura 3.32 Importe de tags desde Logix5561

En la ventana que aparece se dirige a “Device Shortcuts>Add” y se da un nombre de referencia, se ubica al controlador del que se importan los tags y se hace click en “Apply”, para finalizar se hace click en “Copy from Design to Runtime”, con

esto se obtienen los tags del PLC y se utilizan directamente en cada pantalla diseñada.

3.5.4 CREACIÓN DE VISUALIZADORES NUMÉRICOS

Para la visualización de valores numéricos se utilizan displays numéricos, que se encuentran en la barra de objetos, una vez seleccionado el display seleccionado se da click en la pantalla y se le da el tamaño deseado. Para configurarlo se da doble click sobre el indicador donde aparece una ventana con tres pestañas como en la Figura 3.33.

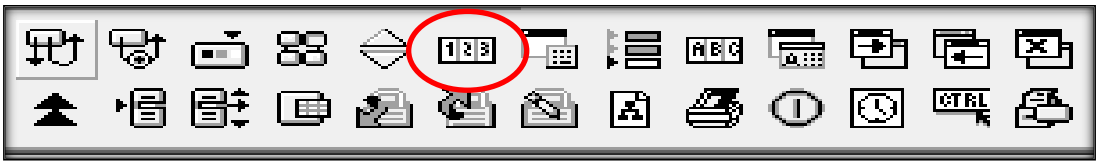


Figura 3.33 Indicador numérico

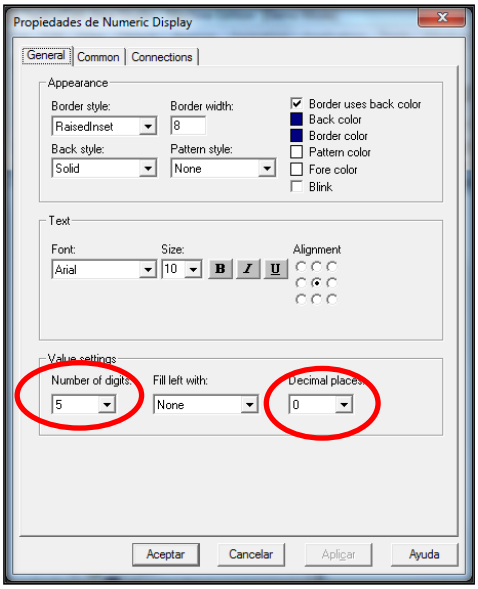


Figura 3.34 Propiedades del indicador numérico

En la ventana que se muestra en la Figura 3.34, pestaña “General” se configura, el color, estilo, fondo; en el campo “value setting” se configura el número de dígitos que se podrá visualizar, y la cantidad de decimales de cada valor.

En la pestaña “Connection” se configura el tag que contiene el valor de la magnitud eléctrica que se visualiza en el display, para esto el software brinda dos

opciones. La primera es seleccionar directamente el tag dando un click en la opción Tag y de ser necesario realizar una operación matemática para escalarla a las unidades requeridas, mientras la segunda opción es dando click en “Exprn”.

Figura 3.35 Selección de tag a visualizar

En la opción “*Exprn”* es posible realizar varias operaciones matemáticas, lógicas, comparativas, etc.

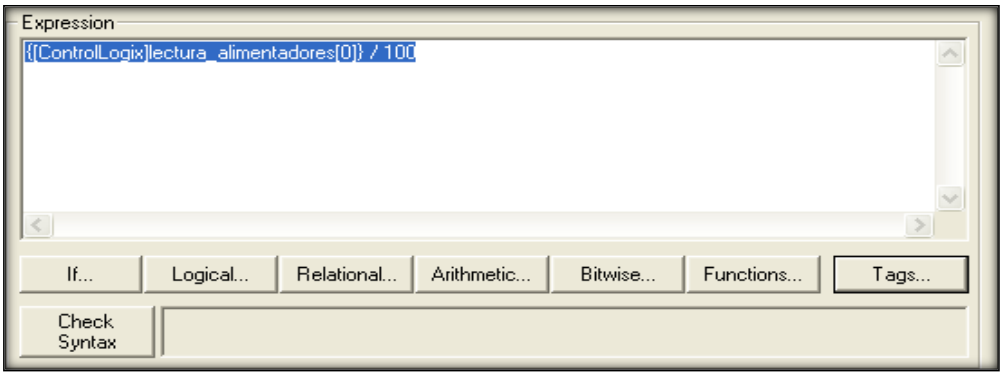


Figura 3.36 Operaciones sobre tags a visualizar

3.5.5 CREACIÓN DE INDICADORES DE ESTADO MÚLTIPLE

El indicador de estado múltiple muestra el estado actual de un proceso u operación, mostrando un color, leyenda o imagen diferente para reflejar diferentes estados.

Se puede configurar los valores de estado del indicador de estado múltiple. Luego, en tiempo de ejecución, el objeto muestra el estado cuyo valor coincide con el valor del indicador de conexión a la fuente de datos.

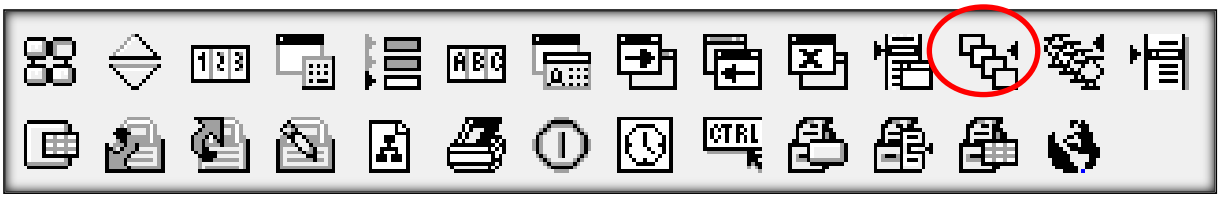


Figura 3.37 Indicadores de estado múltiple

Para configurar se hace doble click sobre el indicador, inmediatamente se abre una ventana como la de la Figura 3.38, donde se cambia la apariencia hasta obtener la deseada en cada estado.

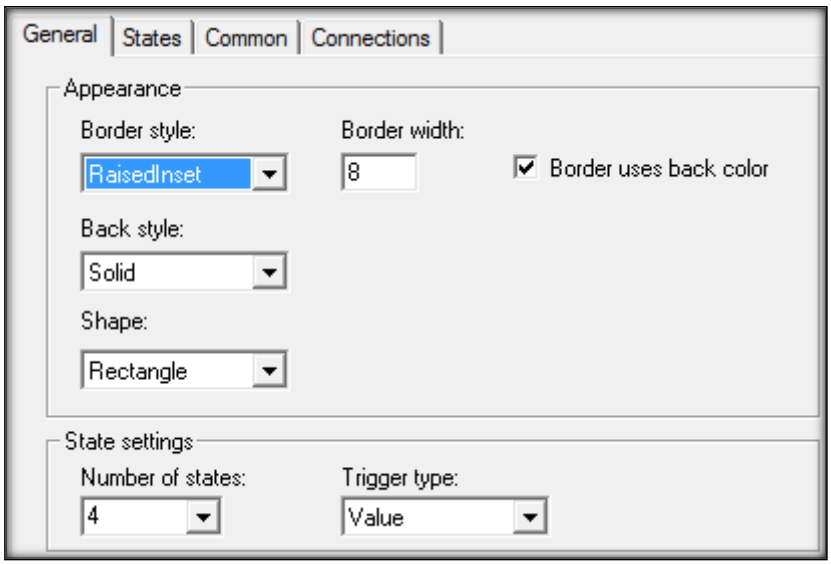


Figura 3.38 Parámetros generales de indicadores de estado múltiple

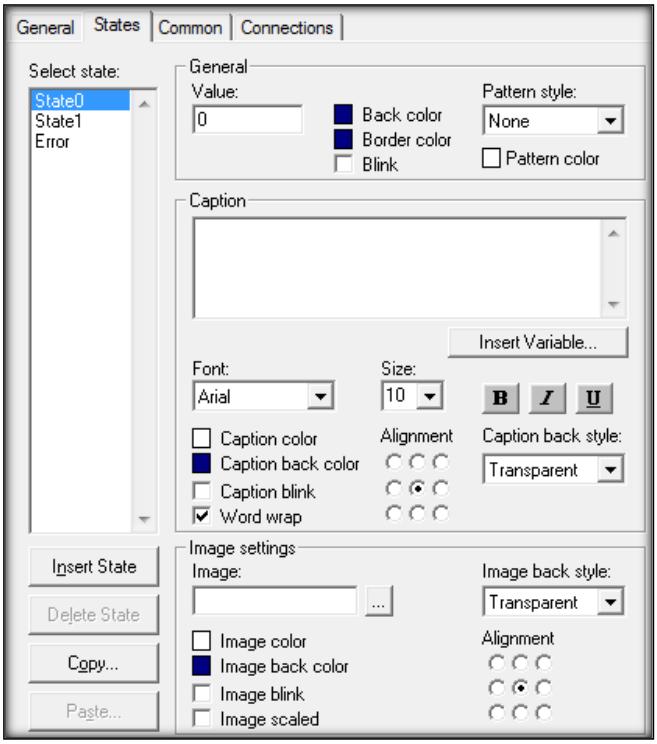


Figura 3.39 Parámetros de estado de indicadores de estado múltiple

En la pestaña “States” se configura la forma del indicador en cada estado, y los valores que determinan en que estado se encuentra, estos valores dependen del tag que se asigna del ControlLogix y la operación realizada de comparación que se realiza en la pestaña *Connections.* Debido a que no se puede realizar una lectura directa del estado de los breakers de cada generador, se realiza una comparación de corriente, se asume que cuando la corriente en el transformador de corriente es cero, el reconectador principal del generador estará abierto.

3.5.6 CREACIÓN DE MODELOS DE REGISTRO DE DATOS

Para crear graficas de tendencias y guardar eventos que ocurren en el proceso se almacena datos dentro de la memoria del PanelView 1500 creando un modelo de registro de datos (Data Log Models). En estos archivos se almacena un máximo de 15000 datos. Una vez que se llega al límite de datos almacenados, los datos ingresados se van sobreponiendo. Se almacenó datos de tipo booleanos para mostrar los eventos del estado de los breakers de los generadores y se almacenó datos de tipo entero para graficar tendencias de carga en las centrales de generación y los ramales alimentadores.

Para crear modelos de registro de datos se emplea a la opción “Data Log Models>New”, en la ventana que aparece se configura la pestaña “Setup”, en donde se escribe una descripción del archivo y se ubica el número máximo de datos a almacenar. Por otro lado, en la pestaña “Log Triggers” *se* asigna un valor para el intervalo de tiempo que existe entre un dato almacenado y otro.

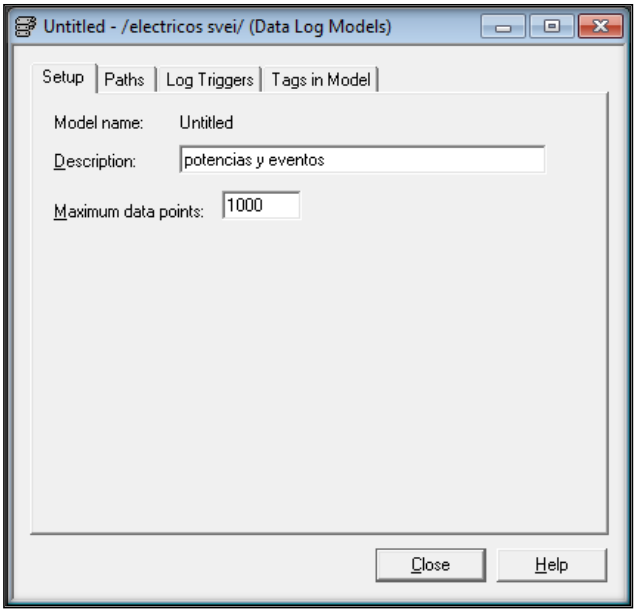


Figura 3.40 Creación de registros de datos

En la pestaña “Tags in Model” se selecciona los tags que contiene los datos a ser almacenados de la sección de RSLink Enterprise, con la opción de aumentar varios tags, así como eliminar en caso de que exista algún error o que un dato ya no sea necesario almacenar.

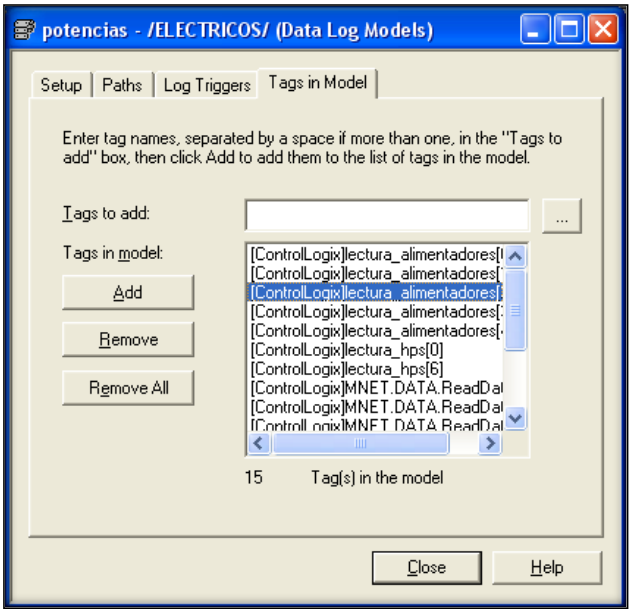


Figura 3.41. Tags agregados a registros de datos

3.6 DESCRIPCION DE LAS PANTALLAS CREADAS

3.6.1 PANTALLA DE INICIO

Esta pantalla se muestra cuando se inicia la ejecución de la aplicación en el PanelView1500

Figura 3.42 Pantalla inicial

Para ir a la pantalla principal se necesita presionar en el botón “SESA”, y para salir del sistema totalmente se presiona en el botón rojo de la esquina derecha inferior y el PanelView se reinicia totalmente.

3.6.2 PANTALLA PRINCIPAL

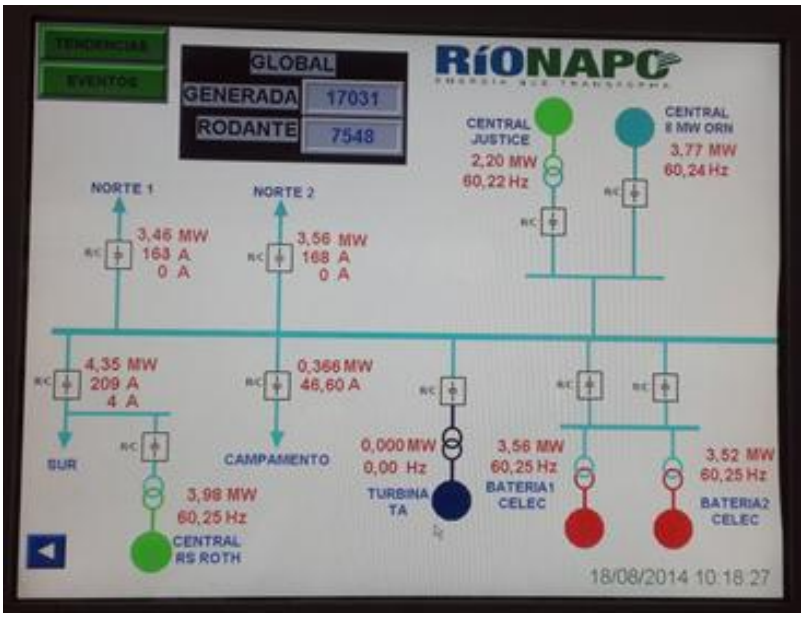


Figura 3.4. Pantalla principal, diagrama unifilar

En la pantalla principal se visualizan las centrales de generación y los ramales alimentadores, todos conectados a una barra que simboliza todo el sistema. A lado de cada central de generación se observan los valores globales de potencia generada y frecuencia, a su vez a lado de los ramales alimentadores se observa los valores de potencia, corriente en las fases y en el neutro.

Los nombres de cada central son botones que permiten el acceso a otras pantallas donde se muestra un desglose de la central de cada uno de los generadores y de las magnitudes eléctricas excepto en la central de Justice la cual muestra un detalle global de la central.

Como un adicional se puede visualizar un balance de carga global donde se muestra la potencia generada y la reserva rodante calculada del sistema. Además, en la parte superior izquierda tenemos dos botones que permiten el acceso a las gráficas de la evolución de la carga en el tiempo y de eventos históricos.

3.6.3 PANTALLAS DE CENTRALES DE GENERACIÓN

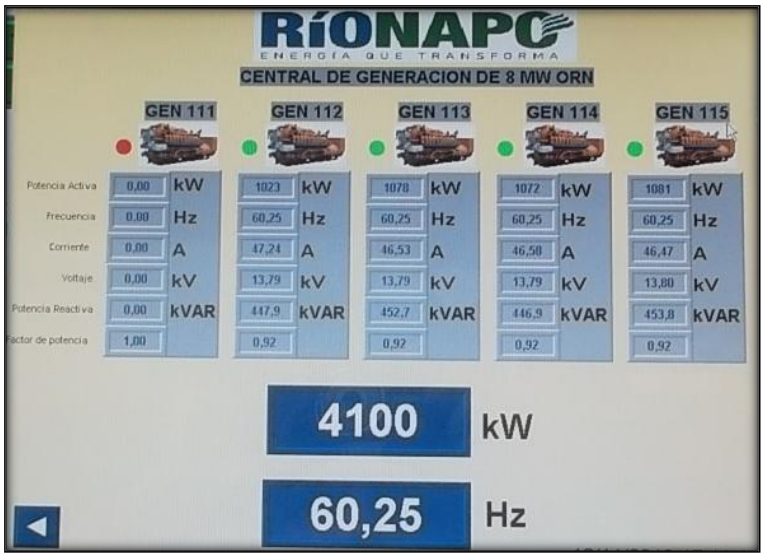


Figura 3.44 Pantalla para central de generación de 8 MW ORN

En las pantallas de las centrales de generación se visualiza un desglose de las magnitudes eléctricas tomadas de cada generador, a lado de cada generador se encuentra un indicador luminoso indicando el estado del breaker de cada generador. Cuando el indicador respectivo se encuentra de color verde, se indica que el breaker del generador está cerrado y que aporta energía al sistema y cuando se encuentra de color rojo el generador está desconectado. Las pantallas del resto de centrales de generación son similares, en función de las limitaciones que presentan cada una.

La imagen de cada generador es un botón que permite desplazarse a una pantalla que muestra las alarmas que se presentan en los generadores. En estas se muestran alarmas de interés para el operador del sistema, sin embargo, algunas alarmas no se encuentran activas en cada equipo de protección de los generadores, por lo que no es posible visualizarlas.

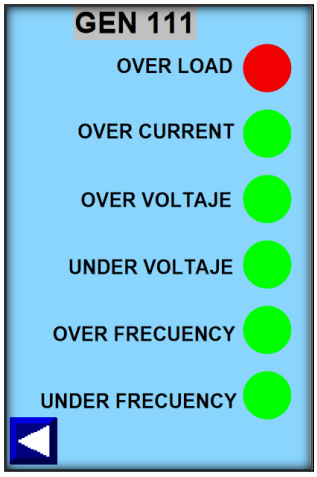


Figura 3.45 Pantalla de alarmas de generadores de central de 8 MW ORN

3.6.4 PANTALLAS DE ALIMENTADORES

En esta pantalla se muestran las magnitudes eléctricas de los tres alimentadores principales, y un indicador que muestra el estado del reconectador de cada uno.

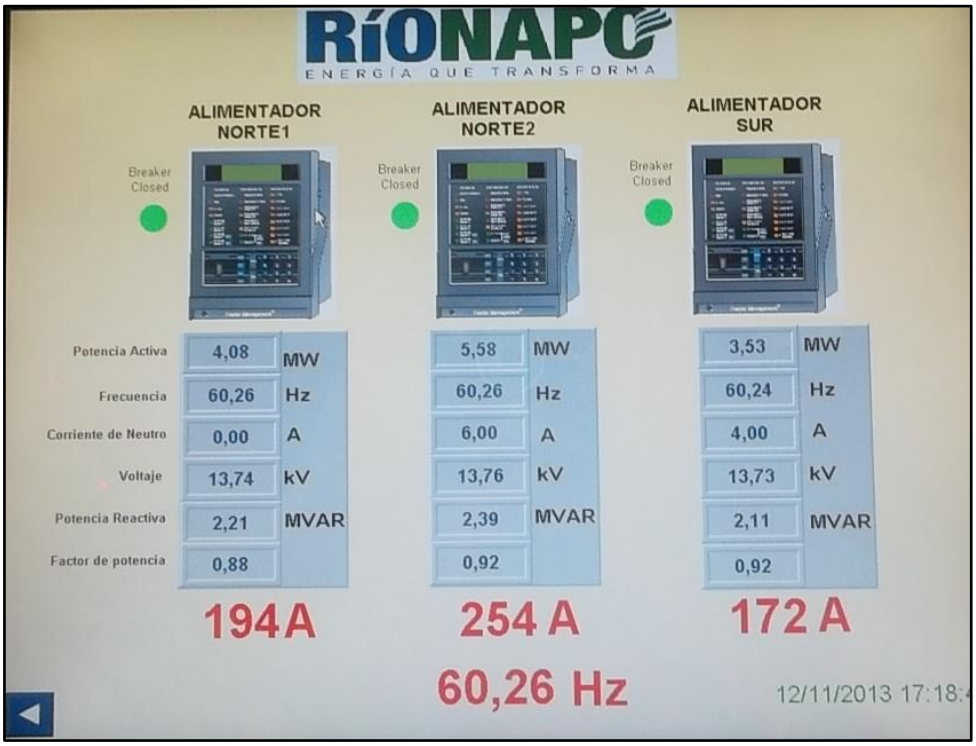


Figura 3.4 Pantalla para alimentadores principales

En la parte baja de la pantalla se puede visualizar resaltados los datos de corrientes y de frecuencia de la barra que son los que se manejan directamente para la repartición de carga.

Las imágenes de cada uno de los equipos Multilim 750 son botones que nos dirigen hacia una pantalla que muestra las alarmas que se presentan en cada uno.

Además en las centrales de generación donde la adquisición de datos se la realiza con un PLC Micrologix 1100 es posible visualizar cuando existe un error en el enlace de comunicación, para esto se muestra un mensaje en la parte inferior de los indicadores numéricos de las corrientes, ya sea que se pierde el enlace entre los equipos de radio frecuencia o que existe algún daño en los PLCs.

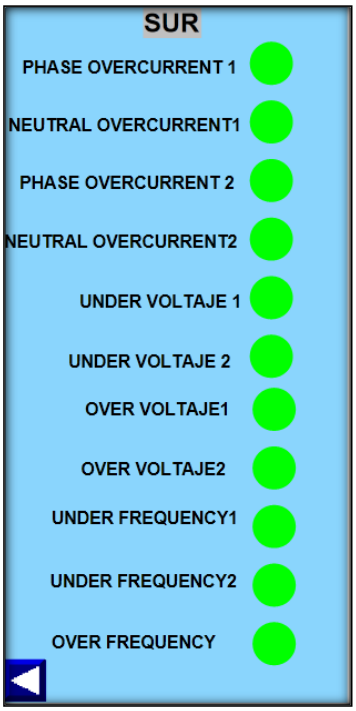


Figura 3.47 Pantalla de alarmas de alimentadores principales

3.6.5 PANTALLAS DE GRÁFICAS DE TENDENCIA

En esta pantalla se visualiza graficas de evolución en el tiempo de la potencia generada y la potencia consumida. Al lado izquierdo se visualiza la potencia de la carga conectada en cada uno de los ramales principales y secundarios, mientras al lado derecho se observan las tendencias de la potencia activa generada por cada una de las centrales de generación.

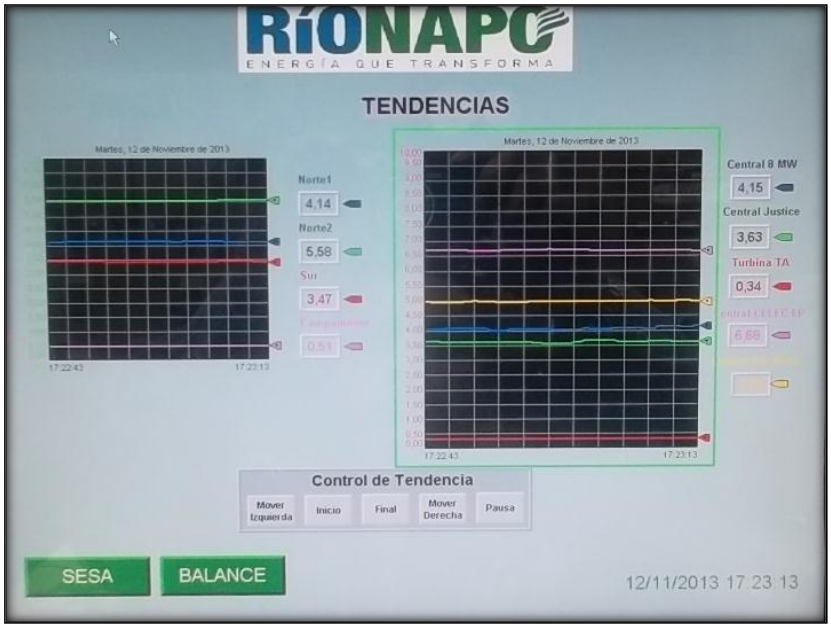


Figura 3.48 Pantalla de tendencias de centrales y alimentadores

Al dar un click en el ícono “Balance” se muestra la pantalla que se observa en la Figura 3.49, donde se gráfica la potencia generada y la potencia de la carga total que se encuentra conectada al sistema.

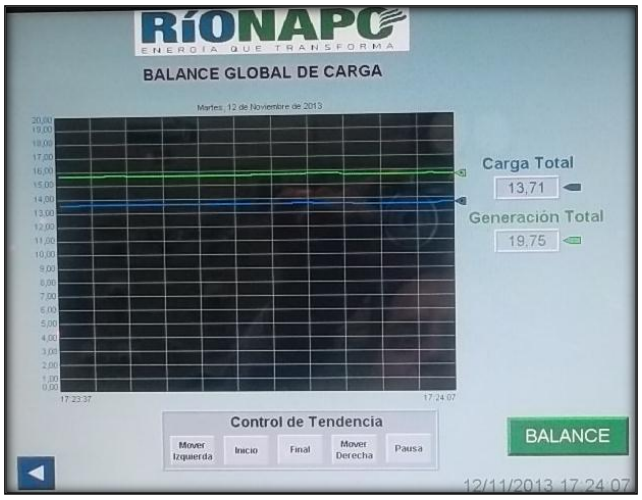


Figura 3.49 Pantalla de tendencia de potencia consumida y generada

En la pantalla mostrada en la Figura 3.50 se observa un resumen global de las centrales de generación, visualizando la potencia activa que se consume y la reserva rodante calculada de cada central de generación. Para el cálculo de la reserva rodante se considera los valores máximos de potencia en los que se debe operar un generador, estos valores son entregados por el fabricante.

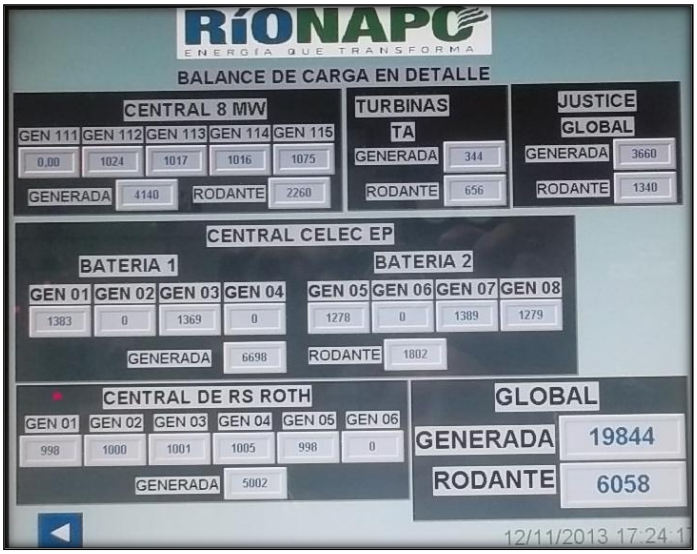


Figura 3.50 Pantalla de balance de carga

3.6.6 PANTALLA DE REGISTRO HISTÓRICO DE EVENTOS

En la pantalla de registro de eventos se visualizan los cambios que existen en el sistema, ya sea el encendido y apagado de un generador, la desconexión total de una central de generación, o la presencia de alarmas en los generadores o ramales alimentadores donde sean posibles de visualizar.

Figura 3.51 Pantalla de registro histórico de eventos

En la Figura 3.51 se registran todos los eventos que ocurren en el sistema desde que se inicia el PanelView 1500

CAPÍTULO 4

PRUEBAS Y RESULTADOS

Previo a la puesta en marcha del sistema, y para garantizar un funcionamiento óptimo del mismo, se realizaron varias pruebas en las diferentes etapas del proyecto. Se utilizó un software adicional llamado “Modbus Poll” para realizar pruebas de comunicación entre los relés de protección Multilim 750 y un PLC Micrologix 1100, entre los tableros de sincronismo EGCP-2 y una PC, para lo cual se utilizó el protocolo Modbus RTU serial. Adicionalmente, se realizó la lectura de datos de la Central de CELEC EP conectando el PLC administrador del SCADA de la central a una PC usando el protocolo Modbus/TCP.

4.1 PRUEBAS DEL ENLACE DE COMUNICACIÓN

Para realizar pruebas sobre el enlace de comunicación de la Sala de Control de Turbinas hacia las diferentes centrales de generación y los ramales alimentadores se utilizó el software Modbus Poll y el software RSLogix500.

4.1.1 MODBUS POLL

El software Modbus Poll es un simulador de dispositivo maestro Modbus diseñado principalmente para desarrolladores de dispositivos Modbus esclavos. Con la interfaz de este software se puede supervisar varios esclavos Modbus o áreas de datos al mismo tiempo. Adicionalmente, se puede realizar la lectura y escritura de datos en las siguientes variantes del protocolo Modbus:

- Modbus RTU
- ASCII Modbus
- Modbus TCP / IP
- Modbus RTU sobre TCP / IP
- Modbus ASCII a través de TCP / IP
- Modbus UDP / IP

- Modbus RTU a través de UDP / IP
- Modbus ASCII a través de UDP / IP

Modbus Poll contiene las funciones básicas del protocolo Modbus como son:

- 01 Read Coils.
- 02 Read Discrete Inputs.
- 03 Read Holdings Registers.
- 04 Read Input Registers.
- 05 Write Single Coil
- 06 Write Single Register.
- 15 Write Multiple Coils.
- 16 Write Multiple Registers.

Se puede realizar la lectura y escritura en datos de tipo long, double y float, y se visualiza en formato decimal con signo, decimal sin signo, binario y hexadecimal.

4.1.2 PRUEBAS DE LECTURA DE DATOS USANDO MODBUS POLL

Para realizar pruebas de comunicación con los equipos conectados en las centrales de generación y ramales alimentadores se utilizó el Gateway Modbus serial MESR-902T para realizar redes seriales. El Gateway se conectó a una PC utilizando el estándar Ethernet y se manejó el protocolo Modbus/TCP.

Para realizar esta prueba es necesario configurar el Modbus Poll considerando los siguientes pasos.

- En la ventana que aparece al abrir el software se hace click sobre la pestaña “Setup>Read and Write Definition”, entonces se desplegará la ventana de la Figura 4.1.

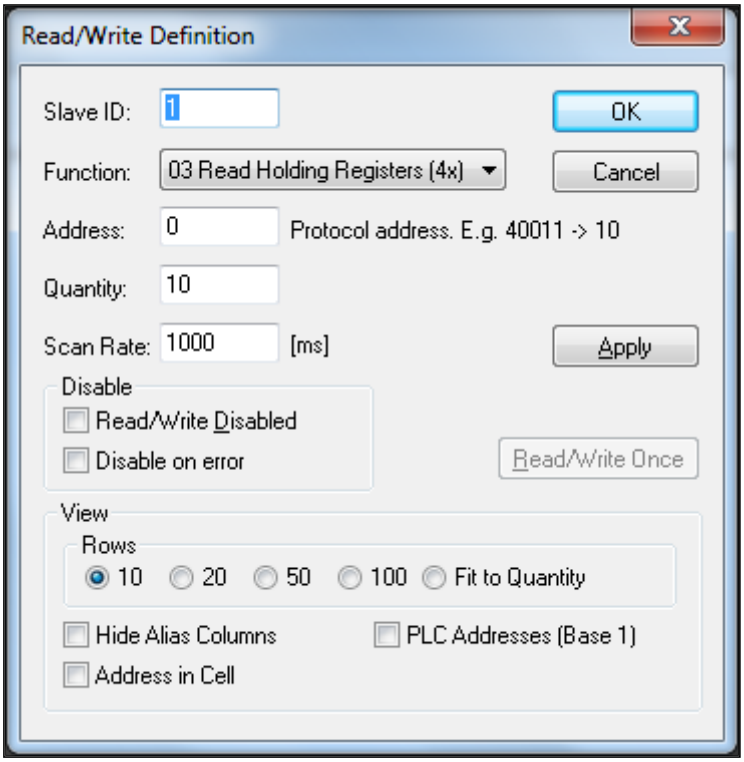


Figura 4.1 Configuración de parámetros de protocolo Modbus Poll

- Se modifican los siguientes campos:
  - ✓ “Slave ID” con el esclavo a ser leído.
  - ✓ “Function” en la función 3 o 4.
  - ✓ “Address” con la dirección del registro de memoria del equipo.
  - ✓ “Quantity” con la cantidad de datos a ser leídos,
  - ✓ En el campo “View” se selecciona “Fit to Quantity” para que el programa ajuste la cantidad de datos mostrados con el campo “Quantity”.
- Para iniciar la comunicación se hace click en la pestaña “Connection>Connect”, entonces se desplegará la ventana de la Figura 4.2. Allí se modifican los campos “Connection” en la opción Modbus TCP/IP. En “IP Address or Node Name” se asigna la dirección IP asignada al Gateway, mientras que en “Serv Port” se coloca 502 el mismo que se asignado al Gateway.

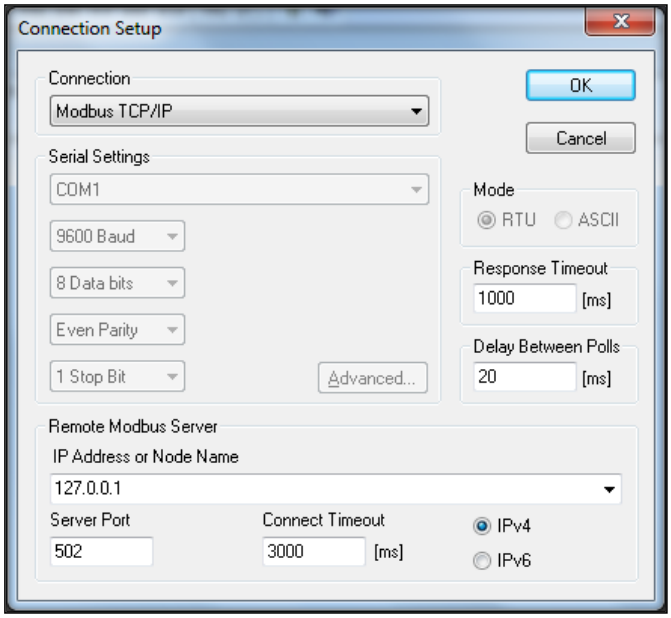


Figura 4.2 Configuración de parámetros para conexión en Modbus Poll

- Si la configuración es correcta se mostrará una ventana similar a la indicada en la Figura 4.3.

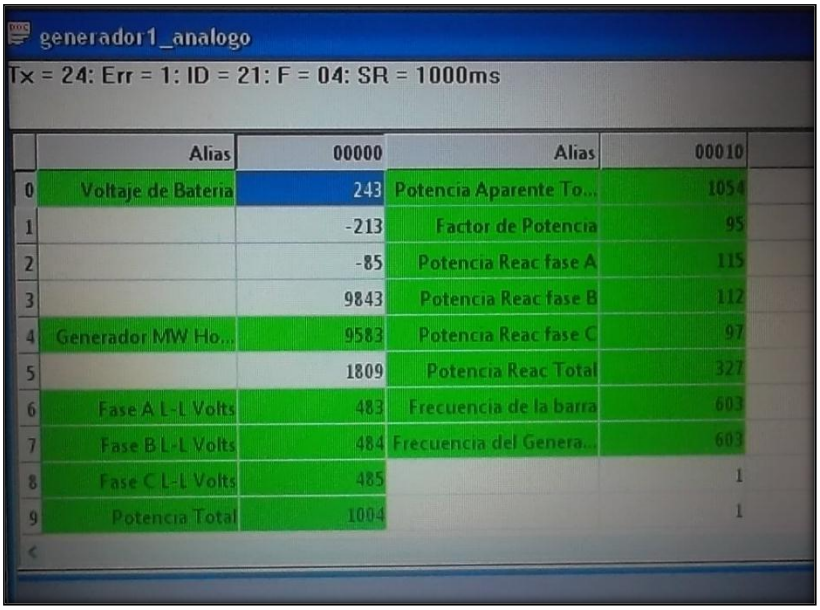


Figura 4.3 Adquisición de datos tableros EGCP-2

4.1.3 ADQUISICIÓN DE DATOS EN CENTRAL RS-ROTH SA149

Una vez que se ha realizado la conexión de la red serial entre los tableros EGCP-2 y se instaló el Gateway MESR-902T en el rack de comunicaciones de ORN ubicado en el pozo SA149, se verificó que la conexión de la red no presente fallos y que se pueda realizar la adquisición de datos de todos los tableros EGCP-2 y

que a su vez la adquisición no genere fallos en el funcionamiento de los generadores. Para esto se realizó la adquisición de datos en primera instancia con el software Modbus Poll, obteniendo resultados apropiados.

Las redes VLAN en cada switch conectado en la red de ORN fueron creadas previamente por el personal de ORN para que se pueda realizar la adquisición de datos de los generadores desde la Sala de Control de Turbinas. Para verificar una adecuada transferencia de datos se conectó el puerto Ethernet del Gateway serial al puerto 4 del switch MOXA, ubicado en el pozo SA149 y se colocó una PC en el puerto 5 del switch de la Sala de Control de Turbinas. Se utilizó el software *Modbus Poll* para verificar la conexión y la transferencia de datos entre la central de RS ROTH y la Sala de Turbinas obteniendo resultados satisfactorios.

4.1.4 ADQUISICIÓN DE DATOS EN CENTRAL DE CELEC EP

Para realizar la adquisición de datos de la central de CELEC EP desde la Sala de Control de Turbinas, se procedió de forma similar a la llevada a cabo en RS ROTH, se conectó una PC con el software Modbus Poll al PLC de la central para realizar la lectura de datos de la tabla Modbus del autómata.

Para realizar el transporte de datos hacia la Sala de Control de Turbinas se instalaron equipos de radio frecuencia; y se verificó que exista transmisión de datos entre emisor y receptor. Para comprobar que se pueda realizar la adquisición de datos del PLC se ejecuta el software “Modbus Poll”, con el cual se comprobó que no existan problemas.

4.1.5 ADQUISICIÓN DE DATOS DESDE LA CENTRAL DE 8 MW, JUSTICES, TURBINAS Y RAMALES ALIMENTADORES.

Para comprobar el enlace de datos desde la Sala de Control de Turbinas hacia las centrales de generación de 8 MW, Justices, Turbinas y los ramales alimentadores, se utilizó el software de RSLogix500 que se usa para la prprogramación de los PLCs Micrologix 1100. Una vez que todos los PLCs fueron instalados, estos se conectaron a un switch instalado en la sala de turbinas. En dicho switch se encuentra conectada una PC, esta última debe contener el

programa que se ejecuta en cada autómata para colocar el software RSLogix500 en línea con la ejecución del programa de cada PLC.

Esta operación se realizó para verificar la conexión entre la Sala de Control de Turbinas de los PLC instalados en la Sala de Control de Turbinas, Sala de Control de HPs y la Central de Generación de 8 MW obteniendo los resultados esperados.

4.2 PRUEBAS DE ALMACENAMIENTO DE DATOS EN PLC ADMINISTRADOR

Una vez que se confirmó que existe comunicación entre todas las centrales y la Sala de Control de Turbinas, se realizaron pruebas de configuración del PLC administrador para almacenar todos los datos en la memoria del procesador.

Para realizar estas pruebas es necesario descargar el programa del PLC en el procesador del mismo y tener todos los equipos conectados al PLC administrador por medio del switch en el rack de comunicaciones de la Sala de Control de Turbinas, Adicionalmente se utilizó un switch no administrable, el mismo que se instaló en el armario de conexiones para poder conectar el PLC y el Panel View Plus 1500 en la misma red.

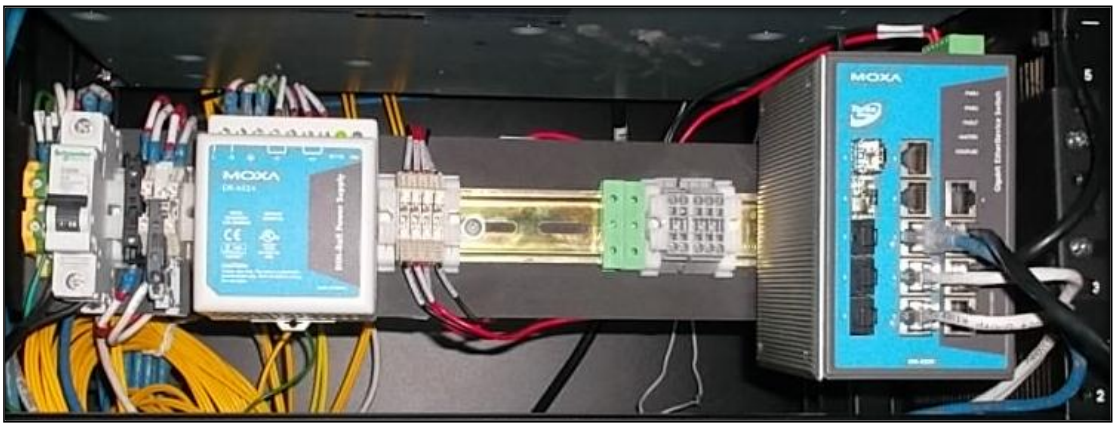


Figura 4.4 Adquisición de datos tableros EGCP-2

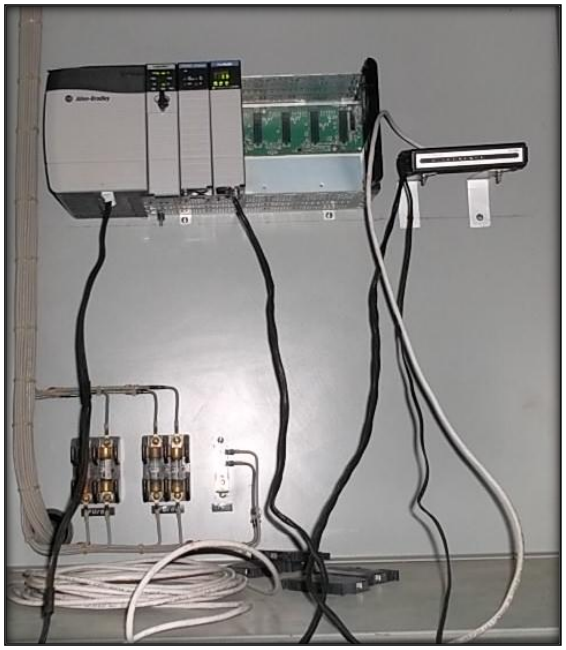


Figura 4.5 PLC ControlLogix instalado en pruebas de almacenamiento de datos

Por último, se realizó pruebas de conexión hacia los PLCs Micrologix 1100 instalados en la central de 8 MW y se logró almacenar los datos requeridos. Se repitió el mismo proceso para los PLC de la central de Justices, la central Turbinas y los ramales alimentadores.

4.3 PRUEBAS DE VISUALIZACIÓN DE DATOS EN PANEL VIEW

Una vez que todos los datos han sido almacenados en el PLC administrador de la red, se realizaron pruebas de visualización de los datos en la pantalla táctil PanelView Plus 1500.

La primera pantalla que se creó fue la de visualización de los ramales alimentadores debido a su importancia en las decisiones de repartición de carga, y con ésta se realizaron pruebas de conexión entre la pantalla y el PLC obteniéndose resultados correctos.

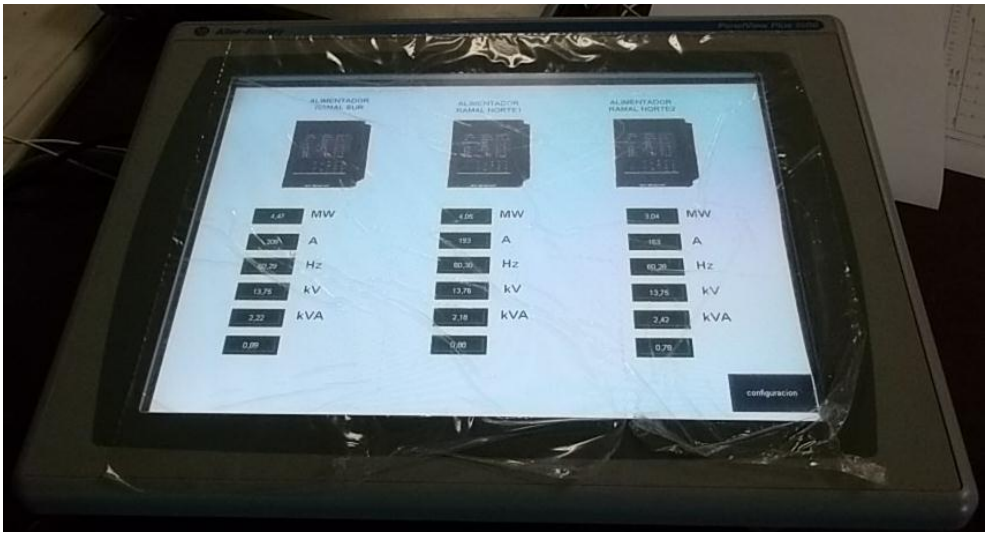


Figura 4.6 PLC Primera pantalla descargada en PanelView 1500

Se fueron desarrollando todas las pantallas del sistema en función del grado de importancia, complejidad y las necesidades de los operadores del SESA. Para finalizar se agregaron los indicadores luminosos para mostrar el estado de los breakers y el estado de las alarmas.

Por lo delicada que resulta la operación del Sistema Eléctrico Sacha y debido a que cualquier fallo puede generar altas pérdidas de producción, se realizaron pruebas controladas para la visualización de alarmas y estado de los breakers en los ramales alimentadores y generadores.

La barra principal que se observa en la pantalla principal presenta dos estados, uno para la barra energizada, el mismo que se distingue por mostrarse de color Turquesa y se puede observar en la Figura 4.7. El otro estado simboliza la barra desenergizada, dicho estado se visualiza con la barra de color negro y se puede observar en la Figura 4.8.

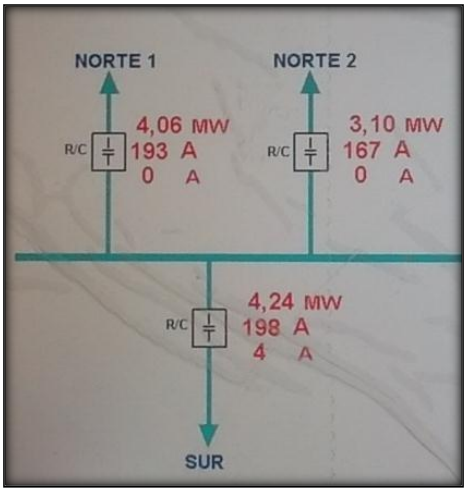


Figura 4.7 Barra energizada en ramales alimentadores

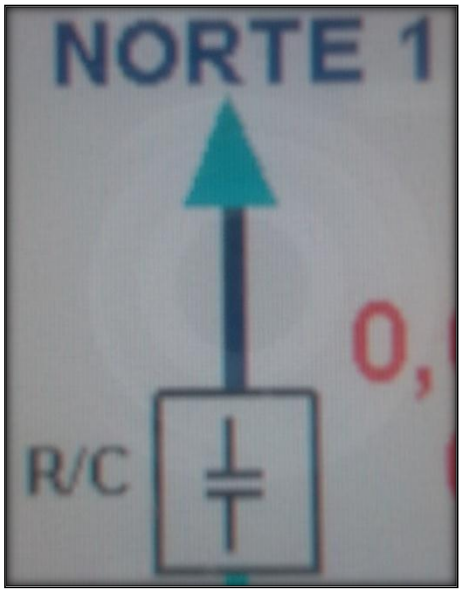


Figura 4.8 Barra desenergizada en el ramal Norte 1

La imagen que se presenta en la Figura 4.8 fue tomada de un fallo ocurrido en el ramal alimentador “Norte 1”, que mantuvo el reconectador del ramal abierto por un largo periodo de tiempo.

4.4 RESULTADOS GLOBALES

Una vez realizadas todas las conexiones y configuraciones de los equipos que forman parte del sistema de visualización, se obtuvieron los siguientes resultados prácticos.

- Visualización correcta de datos de todos los generadores que forman parte del sistema eléctrico del campo Sacha.
- Visualización correcta de datos de los ramales alimentadores principales y secundarios.
- Visualización correcta de estados de los breakers de los generadores
- Visualización real de alarmas de los equipos de protección de los ramales alimentadores principales
- Visualización real de gráficas de tendencias de potencia generada por los generadores y la potencia consumida en las cargas conectadas en los ramales alimentadores
- Registro adecuado de eventos, conexiones y desconexiones de generadores y alarmas

Todos estos resultados se pueden observar de manifiesto en las pantallas que se presentan a continuación.

Figura 4.9 Pantalla inicial

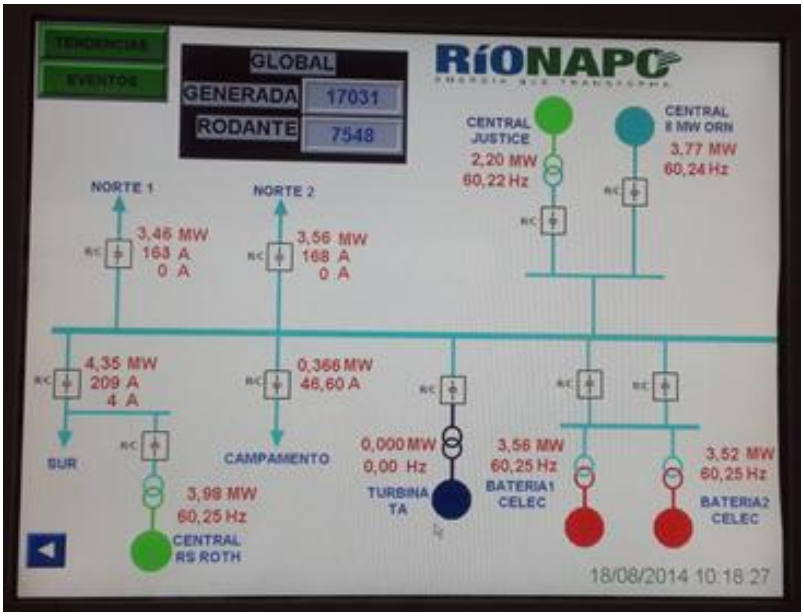


Figura 4.10 Pantalla principal

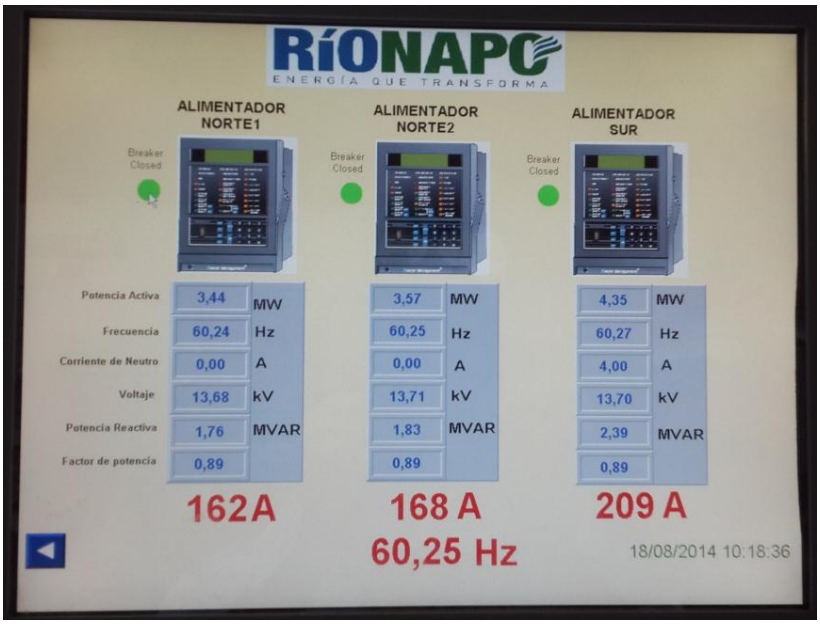


Figura 4.11 Pantalla de visualización de ramales alimentadores principales

Figura 4.12 Pantalla de visualización de ramal secundario

Figura 4.13 Pantalla de visualización de la central de 8 MW ORN

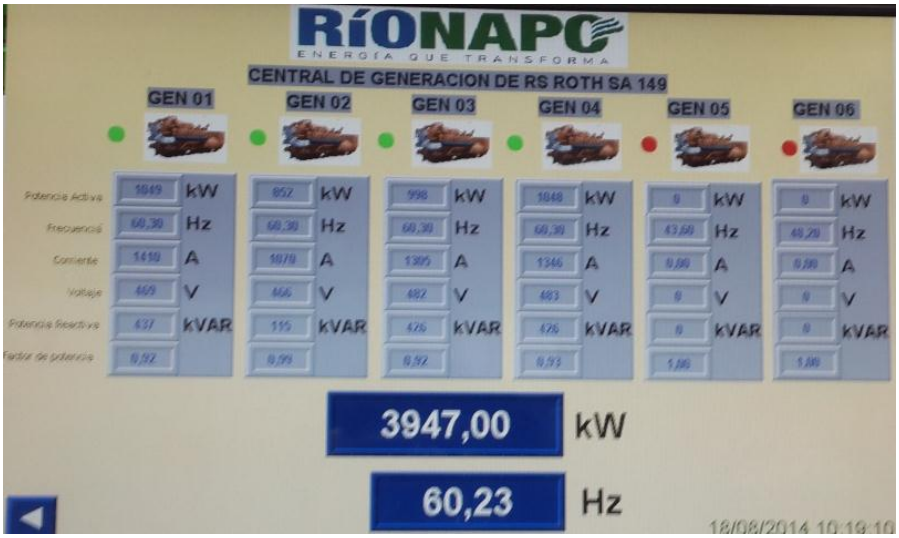


Figura 4.14 Pantalla de visualización de la central de RS ROTH SA149

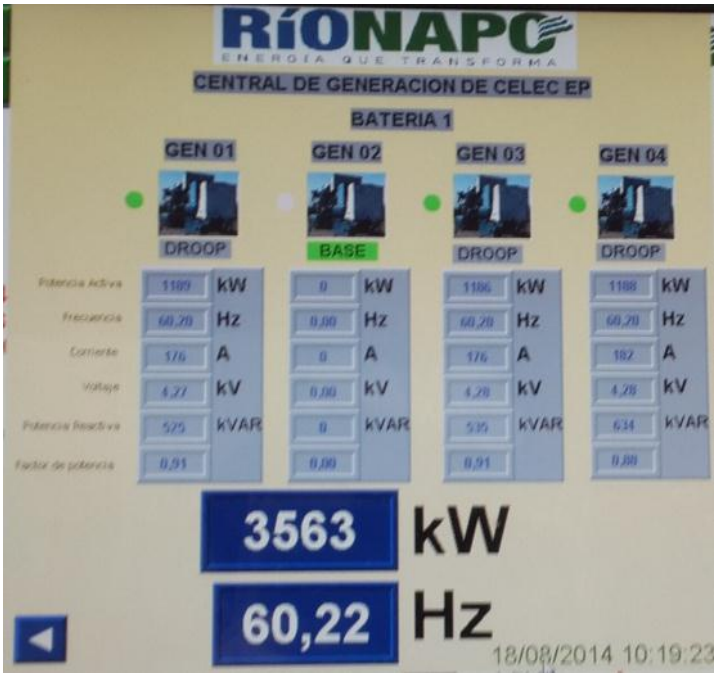


Figura 4. 15 Pantalla de visualización central de CELEC EP Batería 1.

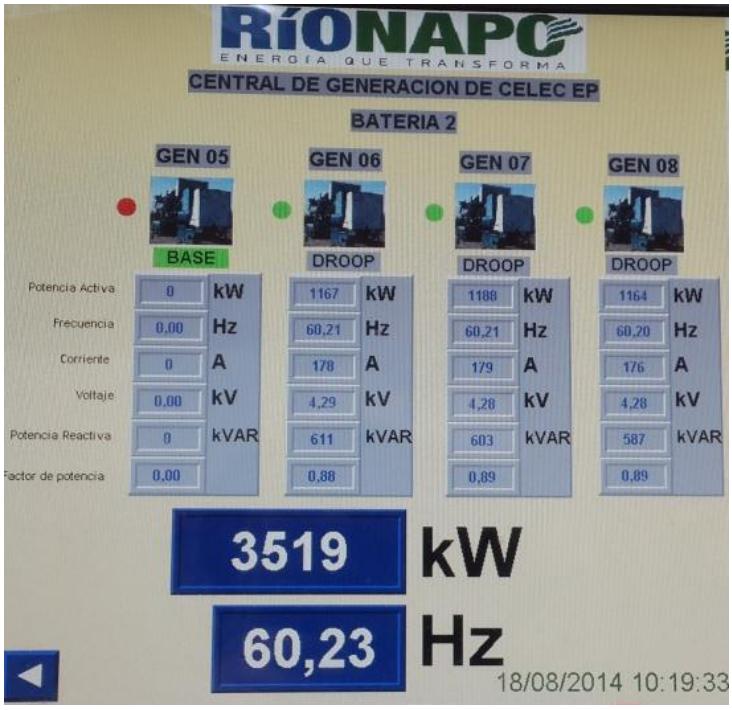


Figura 4. 16 Pantalla de visualización central de CELEC EP Batería 2.

Figura 4. 17 Pantalla de visualización central de Justice

Figura 4.18 Pantalla de visualización central Turbinas

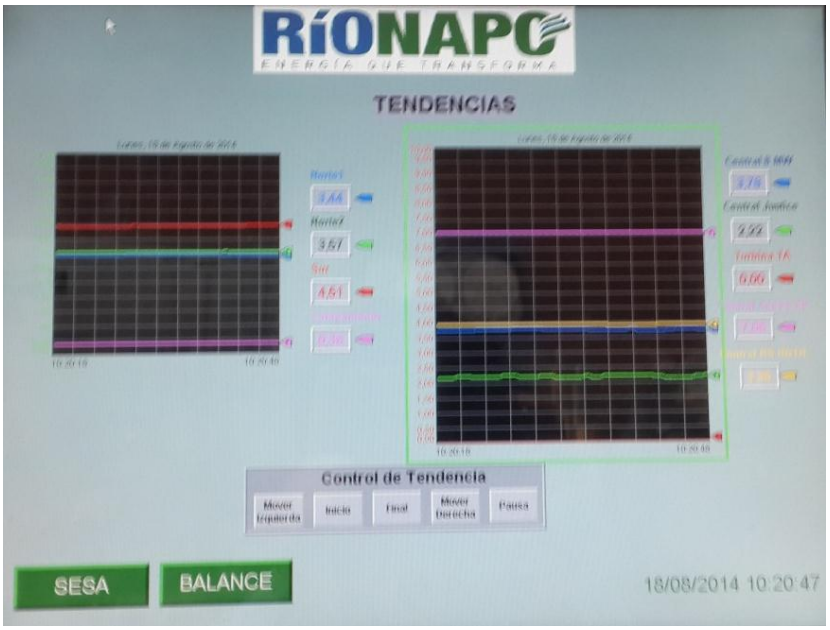


Figura 4.19 Pantalla de visualización de tendencias de carga

Figura 4.20 Pantalla de registro histórico de eventos

En estas figuras se puede observar lo toma de datos y las pantallas de visualización de los parámetros que se centralizaron en el PLC administrador de las centrales de generación que alimentan el campo Sacha.

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El objetivo de este proyecto, que consistió en el diseño e implementación del sistema de monitoreo integrado de alimentación del campo Sacha de la empresa “Operaciones Río Napo” fue cumplido en su totalidad de manera exitosa.
- La empresa ORN no contaba con un sistema centralizado de información de los generadores que integran el Sistema Eléctrico Sacha, lo que generaba altos tiempos de restablecimiento del sistema eléctrico; haciendo complicada la operación de un sistema muy importante para los intereses de la empresa. Se puede concluir que el sistema de visualización de parámetros eléctricos implementado en la Sala de Control de Turbinas es una herramienta útil y muy importante en el reparto de carga, así como en el restablecimiento del sistema en colapsos inesperados.
- El Sistema de visualización desarrollado para el campo Sacha a integrado a todas las centrales de generación que alimentan el mismo; proporcionando a los operadores del sistema eléctrico de una herramienta útil, sencilla de usar y en monitoreo en tiempo real. Esta herramienta ayuda sustancialmente en la toma de decisiones rápidas acerca de la repartición de carga.
- Es importante para los operadores del sistema conocer el modo de operación de los generadores del SESA, esto ayuda a mantener la estabilidad del mismo, evitando colapsos inesperados y por tanto incurrir en pérdidas de producción.
- Se utilizó el protocolo Modbus para la adquisición de datos debido a que la mayoría de equipos utilizados en ORN lo soportan, al ser un protocolo de libre acceso y de fácil uso.
- El uso del protocolo Modbus/TCP permitió la integración de una red Modbus serial a una red LAN. Dicho protocolo encapsula una trama

Modbus RTU dentro de un marco TCP, permitiéndole conservar la característica maestro/esclavo del protocolo, sumándole fiabilidad al permitir el monitoreo de equipos que se encuentran a largas distancias.

- Las direcciones de las tablas Modbus que se encuentran en los equipos de protecciones de ramales alimentadores y equipos de control de los generadores no siguen un orden exacto sino más bien dependen del gusto de cada fabricante, lo que hace que las magnitudes eléctricas adquiridas para el sistema de visualización no se encuentren una a continuación de otra. Se verificó que sin importar cuanta información innecesaria almacenemos en nuestro PLC, es más óptimo adquirir con una sola línea de programa la mayor cantidad de datos que adquirir un solo dato específico con una línea de código.
- En este proyecto se empleó un PLC Logix5560 de la familia de los ControlLogix, Por medio del uso del mismo se puede concluir que las características que presenta son superiores a las necesarias para la realización de este proyecto, sin embargo se utilizó este equipo para que el personal de ORN pueda desarrollar futuras mejoras y desarrollo de nuevas funcionalidades.
- El PLC ControlLogix de la marca Allen Bradley ofrece características de soporte para varios tipos de protocolos de comunicación, incluyendo compatibilidad con módulos propios del fabricante (Allen Bradley) o de otros fabricantes como Prosoft.
- El rango de direcciones IP dentro del cual trabajan los equipos conectados en la red LAN del sistema de visualización, no pueden generar interferencias sobre el resto de la red, ya que la red LAN del sistema es independiente del resto de equipos que se manejan en ORN; inclusive en el enlace desde la Central de RS ROTH hacia la Sala de Control de Turbinas (donde se utiliza un hilo de fibra óptica ya existente) la creación de una red virtual LAN dentro del switch MOXA EDS-G509 permite que la red se mantenga independiente y libre de interferencias

5.2 RECOMENDACIONES

- Antes de realizar cualquier prueba en los equipos conectados a los generadores y ramales alimentadores, se debe considerar los fallos que se puedan presentar, para tomar las respectivas medidas de seguridad a fin de evitar interrupciones inesperadas del sistema.
- Se recomienda crear una red mediante fibra óptica que permita mayor velocidad y confiabilidad en los datos y no utilizar equipos de radiofrecuencia. Los tramos de fibra óptica hacia las centrales de generación ya fueron tendidos, sin embargo no se contó con los racks de comunicaciones por lo que no pudo ser utilizada.
- Se recomienda realizar las gestiones necesarias para tener un desglose de todos los generadores de la central de Justices ya que con los datos globales se tiene solo un aproximado del funcionamiento de la central y no es posible calcular de forma exacta la reserva rodante, importante para la toma de decisiones de repartición de carga.
- Es importante la instalación de equipos de respaldo de energía en todas las locaciones donde se cuenten con dispositivos que forman parte del sistema de visualización, para así evitar que en caso de colapsos del sistema eléctrico no haya pérdidas de datos y el sistema de visualización sea una herramienta totalmente confiable.
- Debido a que existe un sistema de control parcial en la Central de 8 MW y sus generadores, se recomienda hacer la integración del sistema de visualización con el mencionado sistema de control, de esta manera se aprovecharían las características que posee el ControlLogix e ir migrando hacia un sistema supervisorio y de control de todo el SESA.
- Se recomienda activar en los equipos de protección de los ramales alimentadores y en los equipos de control de los generadores, las protecciones eléctricas que no están funcionando actualmente, con esto se podrá visualizar más indicadores de las alarmas en las respectivas pantallas.

- Adquirir el software Factory Talk Historian para poder realizar registros históricos y almacenarlos en una PC. Esto evitará la toma de datos y almacenamiento manual que se realiza actualmente.
- Se recomienda adquirir una licencia del software FactoryTalk View Site que permitirá ejecutar en un computador una aplicación creada en FactoryTalk View Machine Edition, para de este modo transportar los datos a otras locaciones donde se cuente con una red LAN dentro del campo Sacha.
- Es recomendable realizar el mapeo de direcciones antes de realizar el almacenamiento de los datos del sistema de visualización, esto permite una rápida programación y depuración de la lógica implementada y permite acceder rápidamente a todas las direcciones cuando se requiere realizar correcciones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

[1] RÍO NAPO ENERGÍA QUE TRANSFORMA

http://www.rionapocem.com.ec/la-empresa/quienes-somos.html

[2] AGUINAGA, J., BORJA, D., “Estudio de los pozos cerrados para ser rehabilitados a la producción del campo Sacha”. Proyecto de titulación, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador. Ago.2011.

[3] KATES, E., LUCK, W., 1981, Motores diesel y de gas de alta compresión”. 2 ed. Barcelona España, Editorial Reverté.

[4] VILLACÍS, A., ORBEA, O., “Diseño e implementación de un sistema SCADA y sincronismo de una planta de generación eléctrica con tres motores MTU de 1.2MW en el distrito amazónico” Proyecto de Titulación, Escuela Politécnica del Ejercito, Sangolqui. 2012.

[5] FERNANDEZ, J., Msc. “Máquinas térmicas”, Ciclo Brayton turbina a gas.

[6] ABAD, J., GREFA, V., “Diseño e implementación de un tablero para la transferencia automática de energía y sincronización de generadores de emergencia para el centro comercial El Condado” Proyecto de titulación, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador. Ago. 2008.

[7] Especificaciones generales de las centrales de generación asociadas al sistema eléctrico ORNCEM SACHA.

[8] Manual de especificaciones técnicas EASYGEN 3100

[9] Manual de especificaciones técnicas ION6200

[10] Manual de especificaciones técnicas Multilim 750

[11] Manual de especificaciones técnicas EGCP-2

[12] Manual de especificaciones técnicas Micrologix 1100

[13] Manual de especificaciones técnicas MESR -902T

[14] Manual de especificaciones técnicas 1756-A7

[15] Manual de especificaciones técnicas 1756 PA75 B

[16] Manual de especificaciones técnicas PanelView Plus 1500

[17] TELECOMMUNICATIONS INDUSTRY ASSOCIATION. ELECTRONIC INDUSTRIES ALLIANCE. TIA/EIA-485-A. Electrical Characteristics of Generators and Receivers for Use in Balanced Digital Multipoint Systems.

[18] TELECOMMUNICATIONS INDUSTRY ASSOCIATION. ELECTRONIC INDUSTRIES ALLIANCE. TIA/EIA-422-B. Electrical Characteristics of Generators and Receivers for Use in Balanced Digital Multipoint Systems.

ANEXOS

ANEXO A

MANUAL DE USUARIO

MANUAL DE USUARIO

El siguiente manual es una guía donde se expone de forma clara y resumida el funcionamiento del sistema de visualización eléctrica del campo Sacha y los requerimientos de las herramientas computacionales. A continuación se explica el funcionamiento de sus partes y los requerimientos para un correcto desempeño del sistema.

A.1 REQUERIMIENTOS DE SOFTWARE.

A.1.1 RSLOGIX 500

Para poder utilizar este software sin problemas se requiere tener un sistema con los siguientes requerimientos mínimos:

- Intel Pentium II
- 128 MB RAM para Windows NT, Windows2000 o Windows XP
- 45 MB de espacio de disco duro disponible
- Monitor y adaptador gráfico SVGA 256- color con resolución 800x600
- CD-ROM drive
- Puertos USB 2.0

La instalación se la realiza con los siguientes pasos:

- Al iniciar el CD de instalación aparece la siguiente ventana:

Figura A.1 Pantalla de inicio de instalación de RSLogix500

- Se da un click sobre la opción que deseamos instalar, sin embargo si la PC no cuenta con los requerimientos del software, estos se instalarán primero.
- Una vez que empieza la instalación es necesario ingresar el número del serial del producto, y para contar el paquete completo es necesario contar con la llave de activación del producto. Sin embargo este software ofrece 30 días libres con el paquete completo, una vez cumplido este tiempo el software no es posible utilizar.

A.1.2 RSLOGIX5000

Para utilizar el software se requiere tener un sistema con las siguientes características mínimo.

- Pentium II de 450 MHz .
- Windows XP Professional con Service Pack 2, Windows server 2003, windows 2000 Profesional con service pack 4.
- 128 Mbytes de RAM.
- 1.3 Gbytes de espacio libre en el disco duro.
- Adaptador de gráficas VGA de 256 colores.
- Resolución mínima 800x600.

La instalación se la realiza con los siguientes pasos:

- Al iniciar el CD de instalación aparece una ventana similar a la del RSLogix500 donde se selecciona la opción que se desea instalar.
- Para la instalación es necesario contar con el serial, y para el paquete completo se requiere la llave de activación del producto. El software cuenta con 30 dias libres, que al cumplirse deshabilita totalmente el mismo.

Estas licencias son propiedad de Operaciones Río Napo y las maneja el departamento de Automatización y Control

A.1.3 PROSOFT CONFIGURATION BUILDER

Para un correcto funcionamiento del software, el sistema debe cumplir los siguientes requerimientos mínimos:

- Pentium 4 de 2.66 GHz
- Windows 7 Professional, Windows XP Professional service Pack
- 512 MB RAM
- Adaptador de gráficas VGA de 256 colores.
- Resolución mínima 800x600.

La instalación se la realiza con los siguientes pasos.

- Se inicia el CD del instalador que viene con el equipo. Y se da click sobre la opción “Prosoft Configuration Builder”.
- Una vez finalizado se acepta y se finaliza para contar con el software. Este software no requiere de llave de activación ya que es un software libre el cual puede ser conseguido en la página web del fabricante.

A.1.4 FACTORY TALK VIEW MACHINE EDITION

El software requiere las siguientes especificaciones en el sistema para un correcto funcionamiento.

- Microsoft Windows Vista, Windows server2003, 2008, Windows XP, Windows 7 or PanelView Plus
- Microsoft Windows .NET3.5 SPI
- Internet Explorer 6.0, 7.0, 8.0, Google Chrome 10, Safari 5, and Mozilla Firefox 3
- Microsofot Silverlight 4

A.2 DESCRIPCION DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA

Para iniciar el sistema es necesario energizar la pantalla PanelView plus activando el breaker instalado en el armario de conexiones.

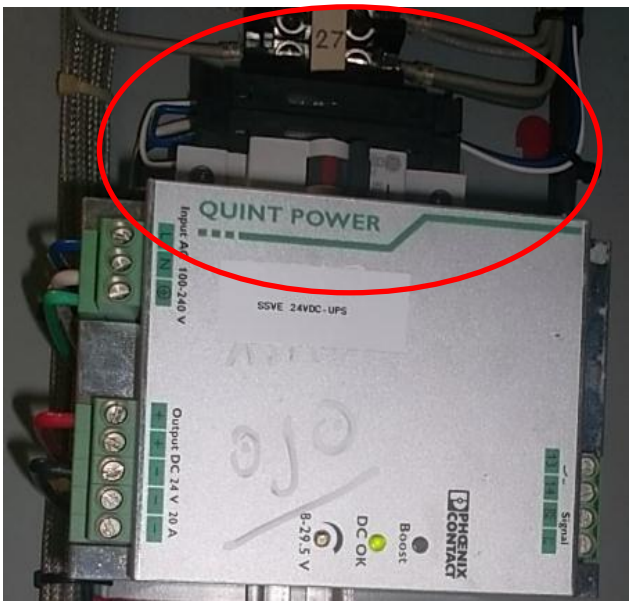


Figura A.2 Breaker para energizar PanelWiev Plus 1500

Una vez encendido la pantalla mostrará la siguiente ventana

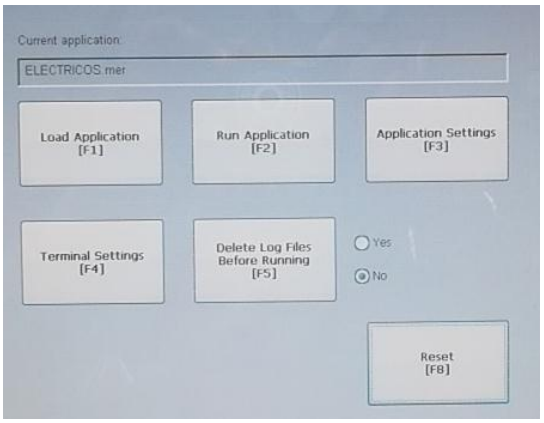


Figura A.3 Pantalla inicial en PanelView Plus 1500

Para cargar la aplicación descargada desde el Factory Talk View Machine Edition se presiona sobre el campo Load Application [F1] y se selecciona la aplicación que deseamos ejecutar, se espera hasta que la opción Run Application [F2] esté disponible y en ese momento la presionamos. Así hemos arrancado el PanelView Plus 1500 con la aplicación del sistema de visualización eléctrico.

Inicialmente se despliega la pantalla de presentación, esta permitir regresar a la pantalla inicial al PanelView Plus 1500, o ingresar al sistema de visualización

Figura A.4 Pantalla inicial

Al presionar en el campo SESA se ingresa a la pantalla principal del sistema mostrada en la Figura A.5

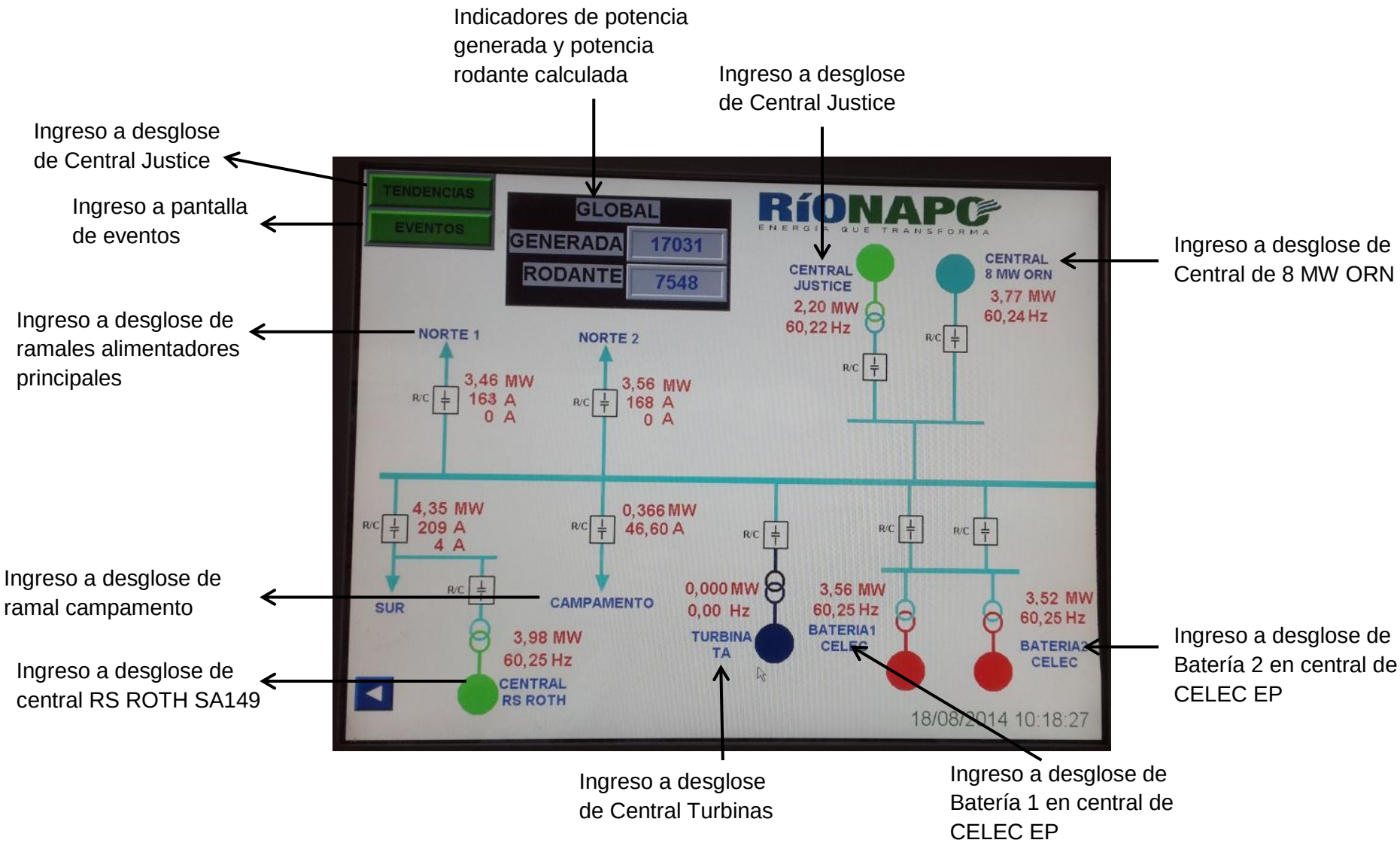


Figura A.5 Pantalla principal

La pantalla principal muestra una diferenciación de los colores que se muestran tanto en la barra como en los indicadores de las centrales de generación como se describe a continuación

- VERDE Elemento energizado a 0.48 kV
- ROJO. Elemento energizado a 4.8 kV
- TURQUESA. Elemento energizado a 13.8 kV
- NEGRO. Elemento desenergizado

En el costado de las centrales de generación se muestra los valores de potencia generada y la frecuencia de la barra. Al costado de los ramales alimentadores se muestra la potencia de la carga, la corriente y la corriente en el neutro del ramal.

La pantalla de desglose de los ramales alimentadores que se puede visualizar en la Figura A.5 muestra los valores de: potencia activa, frecuencia, corriente en el neutro, voltaje, potencia reactiva, factor de potencia y corriente y estado del breaker.

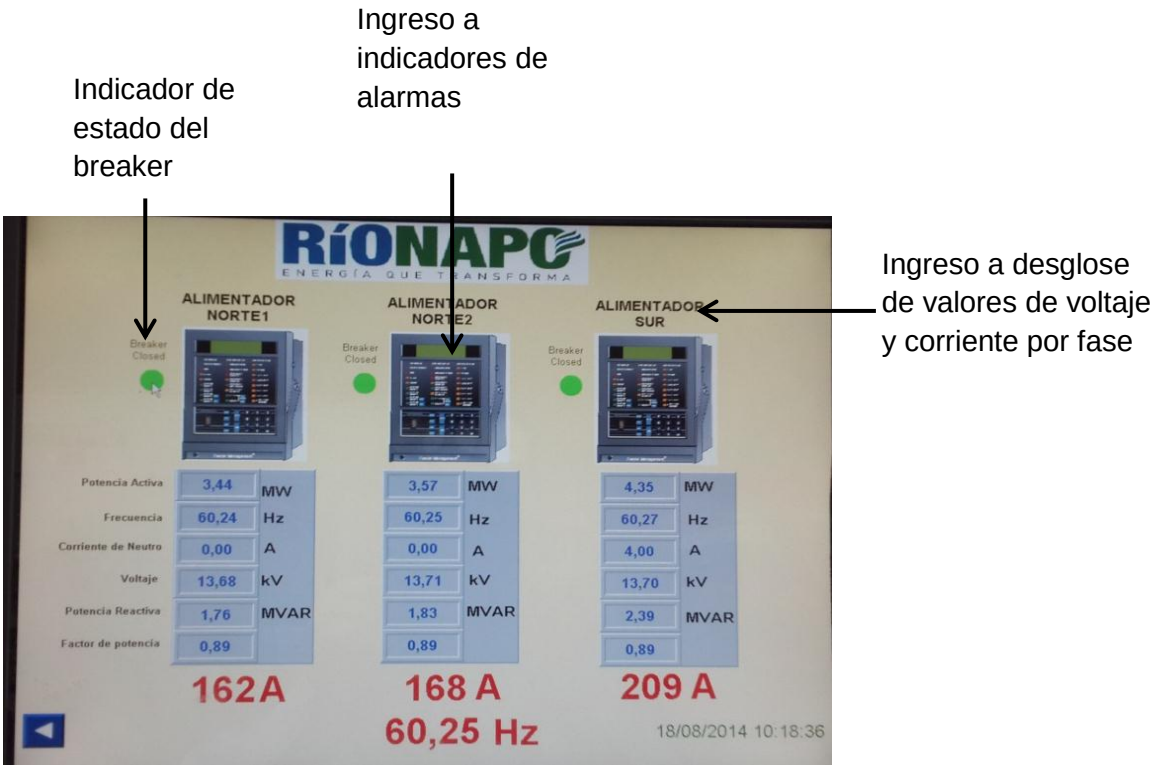


Figura A.6 Pantalla de desglose de ramales alimentadores

Sobresale el valor de la corriente y la frecuencia ya que estos son los valores más considerados para la repartición de carga.

Las pantallas de desglose de las centrales son similares a la pantalla de los ramales alimentadores en funcionamiento.

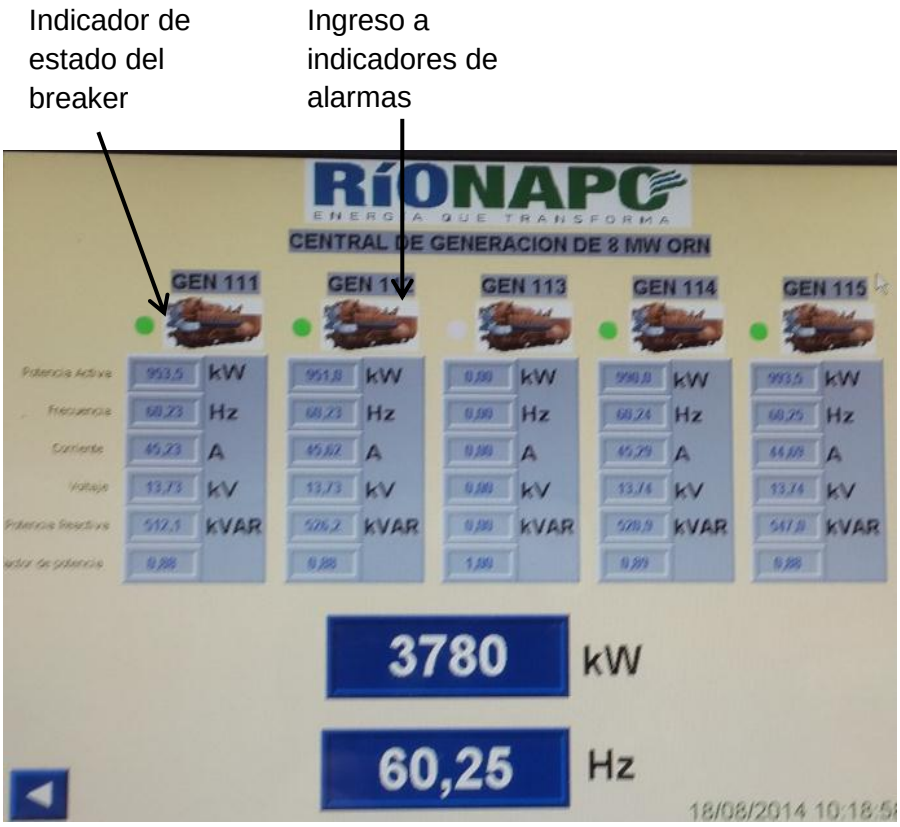


Figura A.7 Pantalla de desglose central

Las otras centrales son similares, solo descartando las señales de alarmas, las cuales no fueron posibles adquirir en la central de RS ROTH SA149, CELEC EP, TURBINAS, ni en ramal de CAMPAMENTO.

Adicional en la central de CELEC EP se considera el tipo de operación en la que se encuentra cada generador: modo droop y modo carga base.

Para el funcionamiento de las pantallas de las gráficas de tendencia consideramos que las gráficas empiezan a dibujarse una vez que las pantallas se han habilitado.

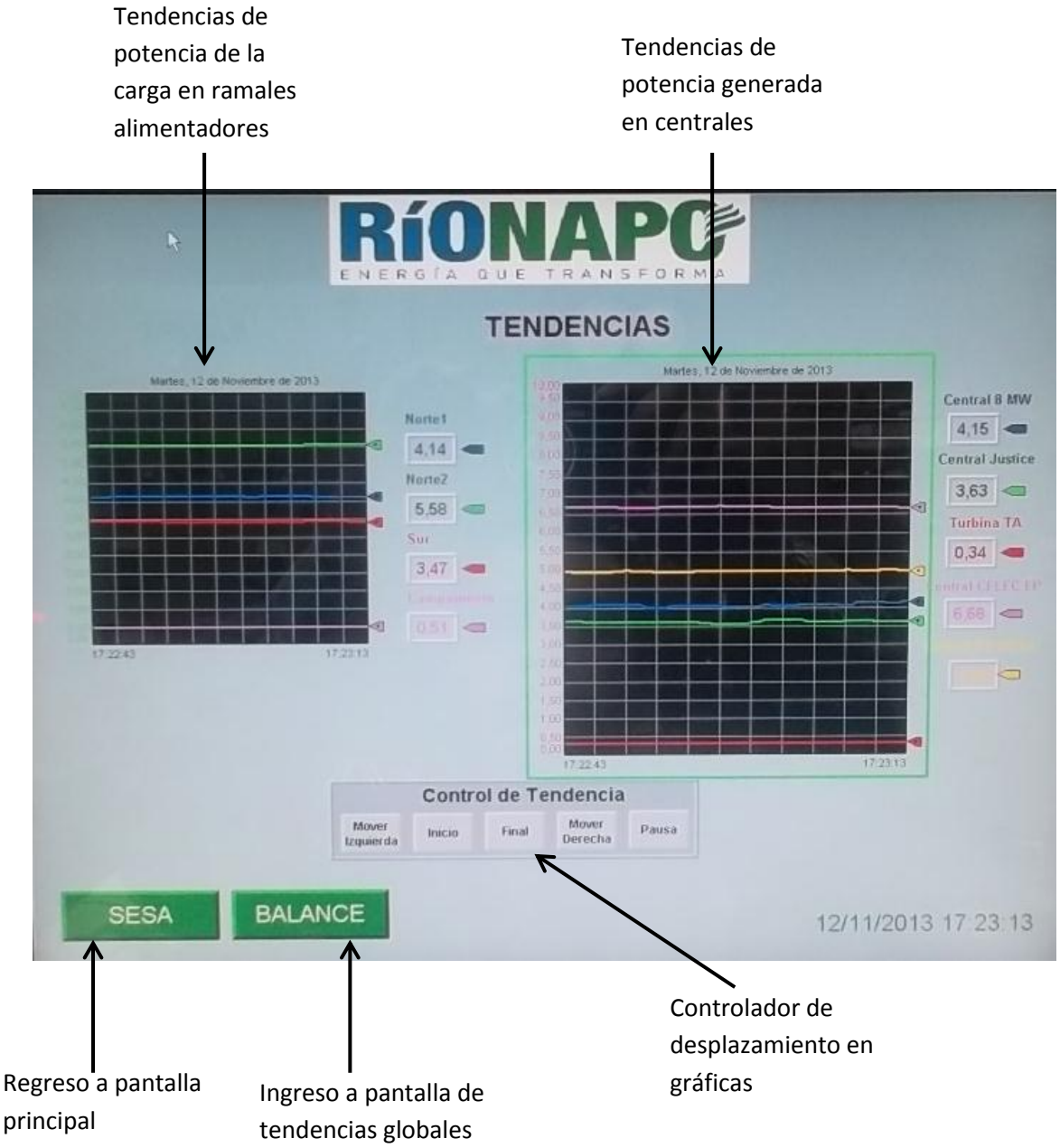


Figura A.8 Pantalla de gráficas de tendencia

Presionando el campo BALANCE, se ingresa la pantalla de tendencias de valores globales, donde se observa una comparación entre la potencia total generada y el consumo que existe en todo el campo.

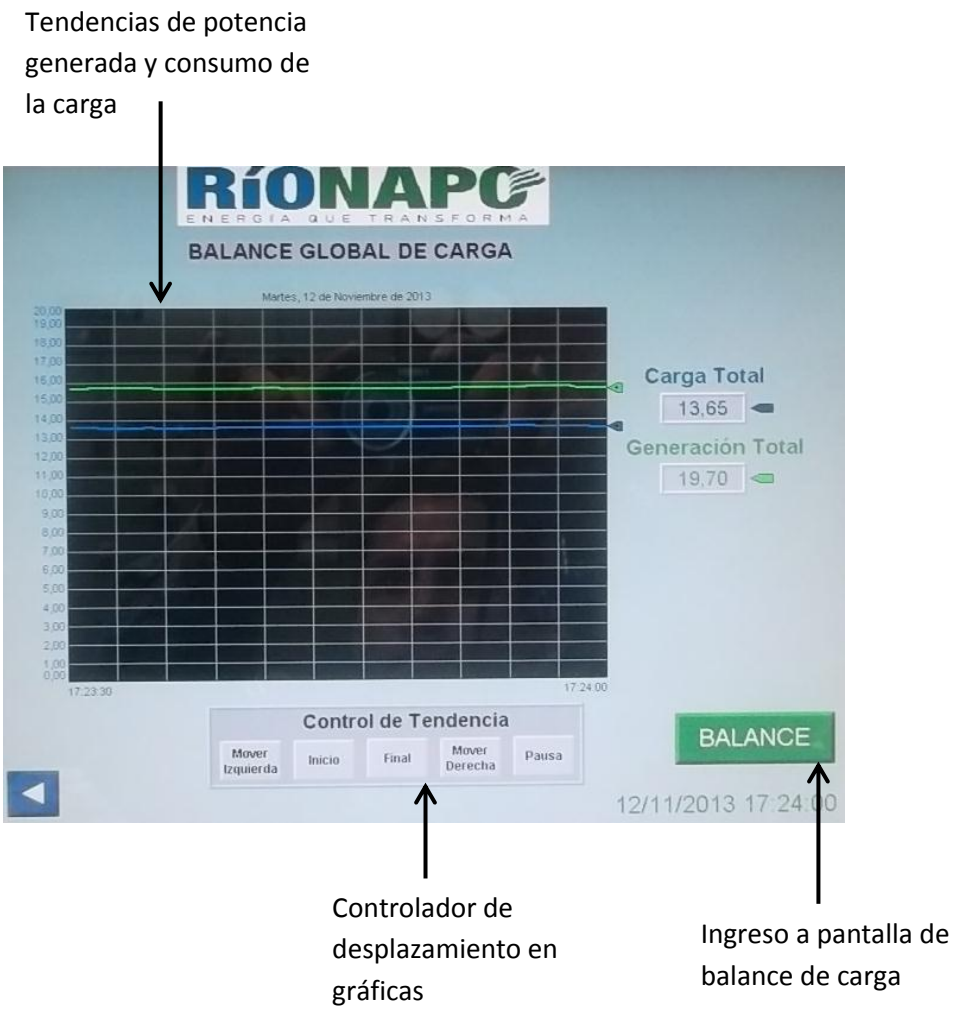


Figura A.9 Pantalla de gráfica de tendencia global

En la pantalla de balance de carga se ve la potencia generada en cada central y la potencia rodante calculada.

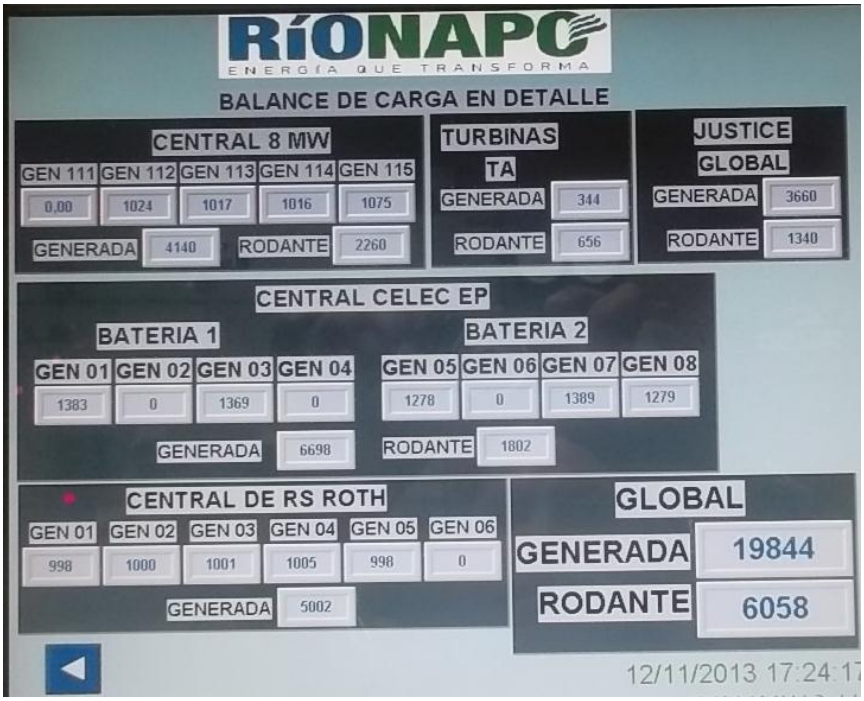


Figura A.10 Pantalla de balance de carga

La pantalla de eventos muestras acciones ocurridas en las centrales de generación, ya sean: encendido y paro de un generador, alarmas, desconexiones de ramales principales. Cuando se inicia el sistema esta pantalla registra todos los eventos existentes en ese momento.

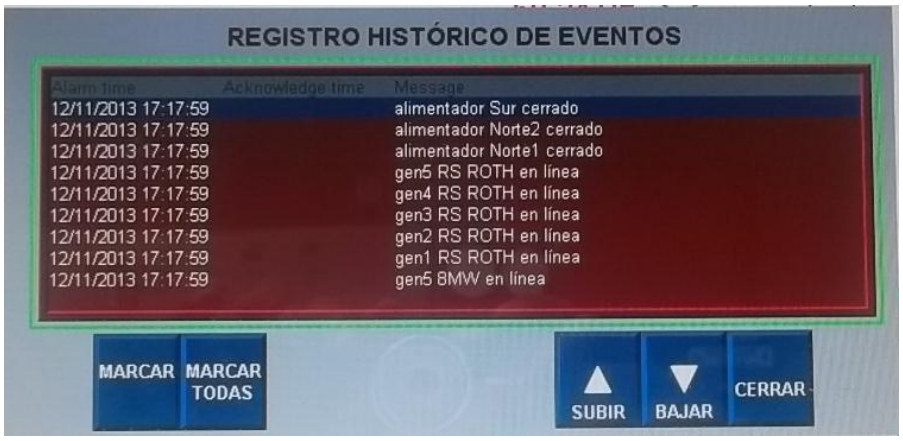


Figura A.11 Pantalla de registro histórico de eventos

ANEXO B

MAPEO DE DIRECCIONES

B.1 Direccionamiento de la Central de Generación Justice

Tabla B.1 Dirección de memoria en PLC Central de Generación Justice

Magnitud Eléctrica	Memoria de entrada	Memoria de salida
Promedio de Corriente	N12:12	N16:1
Promedio de Voltaje	N12:13	N16:3
Potencia Activa	N12:16	N16:0
Potencia Reactiva	N12:17	N16:4
Factor de potencia	N12:19	N16:5
Frecuencia	N12:20	N16:2
Sobrecorriente F1 Temp	N12:21	B20:1/0
Sobrecorriente Neutro F1 temp	N12:26	B20:1/1
Sobrecorriente F2 Temp	N12:27	B20:1/10
Sobrecorriente Neutro F2 Temp	N12:76	B20:1/2
Undervoltaje 1	N12:34	B20:1/3
Undervoltaje 2	N12:35	B20:1/4
Overvoltaje 1	N12:38	B20:1/5
Overvoltaje 2	N12:39	B20:1/6
Underfrequency 1	N10:40	B20:1/7
Underfrequency 2	N10:41	B20:1/8
Overfrequency	N10:55	B20:1/9
Estado del Breaker	N10:77	B20:1/11

B.2 Direccionamiento de la central de Turbinas y Alimentadores

Tabla B.2 Dirección de memoria en PLC de sala de control de Turbinas

Equipo	Magnitud Eléctrica	Memoria de Entrada	Memoria de Salida
Multilim 750 (Norte1)	Promedio de Corriente	N12:12	N16:5
	Promedio de Voltaje	N12:13	N16:2
	Potencia Activa	N12:16	N16:0
	Potencia Reactiva	N12:17	N16:3
	Factor de potencia	N12:19	N16:4
	Frecuencia	N12:20	N16:1
	Sobrecorriente F1 Temp	N12:21	B20:1/0
	Sobrecorriente Neutro F1	N12:26	B20:1/1
	Sobrecorriente F2 Temp	N12:27	B20:1/10
	Sobrecorriente Neutro F2	N12:76	B20:1/2
	Undervoltaje 1	N12:34	B20:1/3
	Undervoltaje 2	N12:35	B20:1/4
	Overvoltaje 1	N12:38	B20:1/5
	Overvoltaje 2	N12:39	B20:1/6
	Underfrequency 1	N12:40	B20:1/7
	Underfrequency 2	N12:41	B20:1/8
	Overfrequency	N12:55	B20:1/9
	Estado del Breaker	N12:77	B20:1/11
Multilim 750 (Norte2)	Promedio de Corriente	N14:12	N16:18
	Promedio de Voltaje	N14:13	N16:15
	Potencia Activa	N14:16	N16:13
	Potencia Reactiva	N14:17	N16:16
	Factor de potencia	N14:19	N16:17
	Frecuencia	N14:20	N16:14
	Sobrecorriente F1 Temp	N14:21	B20:2/0
	Sobrecorriente Neutro F1	N14:26	B20:2/1

CONTINUACION DE LA TABLA ANTERIOR			
I Multilim 750 (Norte2)	Sobrecorriente F2 Temp	N14:27	B20:2/10
	Sobrecorriente Neutro F2	N14:76	B20:2/2
	Undervoltaje 1	N14:34	B20:2/3
	Undervoltaje 2	N14:35	B20:2/4
	Overvoltaje 1	N14:38	B20:2/5
	Overvoltaje 2	N14:39	B20:2/6
	Underfrequency 1	N14:40	B20:2/7
	Underfrequency 2	N14:41	B20:2/8
	Overfrequency	N14:55	B20:2/9
	Estado del Breaker	N14:77	B20:2/11
Multilim 750 (Sur)	Promedio de Corriente	N10:12	N16:31
	Promedio de Voltaje	N10:13	N16:28
	Potencia Activa	N10:16	N16:26
	Potencia Reactiva	N10:17	N16:29
	Factor de potencia	N10:19	N16:30
	Frecuencia	N10:20	N16:27
	Sobrecorriente F1 Temp	N10:21	B20:0/0
	Sobrecorriente Neutro F1	N10:26	B20:0/1
	Sobrecorriente F2 Temp	N10:27	B20:0/10
	Sobrecorriente Neutro F2	N10:76	B20:0/2
	Undervoltaje 1	N10:34	B20:0/3
	Undervoltaje 2	N10:35	B20:0/4
	Overvoltaje 1	N10:38	B20:0/5
	Overvoltaje 2	N10:39	B20:0/6
	Underfrequency 1	N10:40	B20:0/7
	Underfrequency 2	N10:41	B20:0/8
	Overfrequency	N10:55	B20:0/9
	Estado del Breaker	N10:77	B20:0/11
ION 6200 **(Turbina A)**	Potencia Activa	N22:20	N16:39
	Frecuencia	N22:15	N16:40
	Promedio de Corriente	N22:11	N16:41

CONTINUACION DE LA TABLA ANTERIOR			
ION 6200 (Turbina A)	Promedio de Voltaje	N22:7	N16:42
	Potencia Reactiva	N22:21	N16:43
	Factor de potencia	N22:16	N16:44
ION 6200 (Campamento)	Potencia Activa	N24:20	N16:45
	Frecuencia	N24:15	N16:46
	Promedio de Corriente	N24:11	N16:47
	Promedio de Voltaje	N24:7	N16:48
	Potencia Reactiva	N24:21	N16:49
	Factor de potencia	N24:16	N16:50

B.3 Direccionamiento de la central de generación de 8 MW ORN

Tabla B.3 Dirección de memoria de PLCs central de generación de 8 MW ORN

Equipo		**Magnitud Eléctrica**	**Localidad de memoria**
PLC 3	EASYGEN 3000 (Generador 1)	Voltaje fase A	N65:6, N65:7
		Voltaje fase B	N65:8, N65:9
		Voltaje fase C	N65:10, N65:11
		Promedio de Corriente	N65:13, N65:14
		Potencia Activa	N62:0, N62:1
		Frecuencia	N66:4
		Factor de potencia	N66.5
		Overload	N12:6/1
		Overcurrent	N12:6/6
		Undervoltaje	N12:6/8
		Overvoltaje	N12:6/10
		Overfrequency	N12:6/14
		Underfrequency	N12:6/12
	EASYGEN 3000 (Generador 2)	Voltaje fase A	N65:6, N65:7
		Voltaje fase B	N65:8, N65:9

CONTINUACIÓN DE LA TABLA ANTERIOR			
PLC 3	EASYGEN 3000 (Generador 2)	Voltaje fase C	N65:10, N65:11
		Promedio de Corriente	N65:13, N65:14
		Potencia Activa	N62:2, N62:3
		Frecuencia	N66:4
		Factor de potencia	N66.5
		Overload	N20:3/1
		Overcurrent	N20:3/6
		Undervoltaje	N20:3/8
		Overvoltaje	N20:3/10
		Overfrequency	N20:3/14
		Underfrequency	N20:3/12
PLC 1	EASYGEN 3000 (Generador 3)	Voltaje fase A	N67:6, N67:7
		Voltaje fase B	N67:8, N67:9
		Voltaje fase C	N67:10, N67:11
		Promedio de Corriente	N67:13, N67:14
		Potencia Activa	N62:4, N62:5
		Frecuencia	N68:4
		Factor de potencia	N68.5
		Overload	N28:0/1
		Overcurrent	N28:0/6
		Undervoltaje	N28:0/8
		Overvoltaje	N28:0/10
		Overfrequency	N28:0/14
		Underfrequency	N28:0/12
	EASYGEN 3000 (Generador 4)	Voltaje fase A	N65:6, N65:7
		Voltaje fase B	N65:8, N65:9
		Voltaje fase C	N65:10, N65:11
		Promedio de Corriente	N65:13, N65:14
		Potencia Activa	N62:6, N62:7
		Frecuencia	N66:4
		Factor de potencia	N66.5

CONTINUACIÓN DE LA TABLA ANTERIOR			
PLC 1	EASYGEN 3000 (Generador 4)	Overload	N34:6/1
		Overcurrent	N34:6/6
		Undervoltaje	N34:6/8
		Overvoltaje	N34:6/10
		Overfrequency	N34:6/14
		Underfrequency	N34:6/12
PLC 2	EASYGEN 3000 (Generador 5)	Voltaje fase A	N67:6, N67:7
		Voltaje fase B	N67:8, N67:9
		Voltaje fase C	N67:10, N67:11
		Promedio de Corriente	N67:13, N67:14
		Potencia Activa	N62:8, N62:9
		Frecuencia	N68:4
		Factor de potencia	N68.5
		Overload	N42:3/1
		Overcurrent	N42:3/6
		Undervoltaje	N42:3/8
		Overvoltaje	N42:3/10
		Overfrequency	N42:3/14
		Underfrequency	N42:3/12

B.4 Direccionamiento para PLC administrador Logix55560

Tabla B.4 Direccionamiento en PLC Logix5560

EQUIPOS	MAGNITUDES ELECTRICAS	CONTROLOGIX
MULTILIM 750 (NORTE 1)	Potencia activa	lectura_alimentadores(0)
	Frecuencia del sistema	lectura_alimentadores(1)
	Promedio voltaje	lectura_alimentadores(2)
	Potencia reactiva	lectura_alimentadores(3)
	Factor de potencia	lectura_alimentadores(4)
	Promedio corriente	lectura_alimentadores(5)
	Corriente fase A	lectura_alimentadores(6)
	Corriente fase B	lectura_alimentadores(7)
	Corriente fase C	lectura_alimentadores(8)
	Voltaje A-B	lectura_alimentadores(9)
	Voltaje B-C	lectura_alimentadores(10)
	Voltaje C-A	lectura_alimentadores(11)
	Corriente de neutro	lectura_alimentadores(12)
	Sobrecorriente F1 temp	alarmas_alimen[1].0
	Sobrecorriente neutro F1 temp	alarmas_alimen[1].1
	Sobrecorriente F2 temp	alarmas_alimen[1].10
	Sobrecorriente neutro F2 temp	alarmas_alimen[1].2
	Under voltaje 1	alarmas_alimen[1].3
	Undervoltaje2	alarmas_alimen[1].4
	Overvoltaje1	alarmas_alimen[1].5
	Overvoltaje2	alarmas_alimen[1].6
	Underfrequency1	alarmas_alimen[1].7
	Underfrequency2	alarmas_alimen[1].8
	Overfrequency	alarmas_alimen[1].9
	Estado del breaker	alarmas_alimen[1].11
MULTILIM 750 (NORTE 2)	Potencia activa	lectura_alimentadores(13)
	Frecuencia del sistema	lectura_alimentadores(14)
	Promedio voltaje	lectura_alimentadores(15)

CONTINUACION DE LA TABLA ANTERIOR		
MULTILIM 750 (NORTE 2)	Potencia reactiva	lectura_alimentadores(16)
	Factor de potencia	lectura_alimentadores(17)
	Promedio corriente	lectura_alimentadores(18)
	Corriente fase A	lectura_alimentadores(19)
	Corriente fase B	lectura_alimentadores(20)
	Corriente fase C	lectura_alimentadores(21)
	Voltaje A-B	lectura_alimentadores(22)
	Voltaje B-C	lectura_alimentadores(23)
	Voltaje C-A	lectura_alimentadores(14)
	Corriente de neutro	lectura_alimentadores(25)
	Sobrecorriente F1 temp	alarmas_alimen[2].0
	Sobrecorriente neutro F1 temp	alarmas_alimen[2].1
	Sobrecorriente F2 temp	alarmas_alimen[2].10
	Sobrecorriente neutro F2 temp	alarmas_alimen[2].2
	Under voltaje 1	alarmas_alimen[2].3
	Undervoltaje2	alarmas_alimen[2].4
	Overvoltaje1	alarmas_alimen[2].5
	Overvoltaje2	alarmas_alimen[2].6
	Underfrequency1	alarmas_alimen[2].7
	Underfrequency2	alarmas_alimen[2].8
	Overfrequency	alarmas_alimen[2].9
	Estado del breaker	alarmas_alimen[2].11
MULTILIM 750 (SUR)	Potencia activa	lectura_alimentadores(26)
	Frecuencia del sistema	lectura_alimentadores(27)
	Promedio voltaje	lectura_alimentadores(28)
	Potencia reactiva	lectura_alimentadores(29)
	Factor de potencia	lectura_alimentadores(30)
	Promedio corriente	lectura_alimentadores(31)
	Corriente fase A	lectura_alimentadores(32)
	Corriente fase B	lectura_alimentadores(33)
	Corriente fase C	lectura_alimentadores(34)

CONTINUACIÓN DE LA TABLA ANTERIOR		
MULTILIM 750 (SUR)	Voltaje A-B	lectura_alimentadores(35)
	Voltaje B-C	lectura_alimentadores(36)
	Voltaje C-A	lectura_alimentadores(37)
	Corriente de neutro	lectura_alimentadores(38)
	Sobrecorriente F1 temp	alarmas_alimen[0].0
	Sobrecorriente neutro F1 temp	alarmas_alimen[0].1
	Sobrecorriente F2 temp	alarmas_alimen[0].10
	Sobrecorriente neutro F temp	alarmas_alimen[0].2
	Under voltaje 1	alarmas_alimen[0].3
	Undervoltaje2	alarmas_alimen[0].4
	Overvoltaje1	alarmas_alimen[0].5
	Overvoltaje2	alarmas_alimen[0].6
	Underfrequency1	alarmas_alimen[0].7
	Underfrequency2	alarmas_alimen[0].8
	Overfrequency	alarmas_alimen[0].9
	Estado del breaker	alarmas_alimen[0].11
ION6200 TURBINAS	Potencia activa	lectura_alimentadores(39)
	Frecuencia del sistema	lectura_alimentadores(40)
	Promedio de corriente	lectura_alimentadores(41)
	Promedio de voltaje	lectura_alimentadores(42)
	Potencia reactiva	lectura_alimentadores(43)
	Factor de potencia	lectura_alimentadores(44)
ION6200 CAMPAMENTO	Potencia activa	lectura_alimentadores(45)
	Frecuencia del sistema	lectura_alimentadores(46)
	Promedio de corriente	lectura_alimentadores(47)
	Promedio de voltaje	lectura_alimentadores(48)
	Potencia reactiva	lectura_alimentadores(49)
	Factor de potencia	lectura_alimentadores(50)
MULTILIM 750 JUSTICE	Promedio corriente	lectura_hps(7)
	Promedio voltaje	lectura_hps(9)
	Potencia activa	lectura_hps(6)

CONTINUACIÓN DE LA TABLA ANTERIOR		
MULTILIM 750 JUSTICE	Potencia reactiva	lectura_hps(10)
	Factor de potencia	lectura_hps(11)
	Frecuencia del sistema	lectura_hps(8)
	Sobrecorriente F1 temp	alarmas_hps_lectura[0].0
	Sobrecorriente neutro F1 temp	alarmas_hps_lectura[0].1
	Sobrecorriente F2 temp	alarmas_hps_lectura[0].10
	Sobrecorriente neutro F2 temp	alarmas_hps_lectura[0].2
	Under voltaje 1	alarmas_hps_lectura[0].3
	Undervoltaje2	alarmas_hps_lectura[0].4
	Overvoltaje1	alarmas_hps_lectura[0].5
	Overvoltaje2	alarmas_hps_lectura[0].6
	Underfrequency1	alarmas_hps_lectura[0].7
	Underfrequency2	alarmas_hps_lectura[0].8
	Overfrequency	alarmas_hps_lectura[0].9
	Estado del breaker	alarmas_hps_lectura[0].11
MULTILIM 750 CENTRAL 8 MW	Promedio corriente	lectura_hps(1)
	Promedio voltaje	lectura_hps(3)
	Potencia activa	lectura_hps(0)
	Potencia reactiva	lectura_hps(4)
	Factor de potencia	lectura_hps(5)
	Frecuencia del sistema	lectura_hps(2)
	Sobrecorriente F1 temp	alarmas_hps_lectura[1].0
	Sobrecorriente neutro F1 temp	alarmas_hps_lectura[1].1
	Sobrecorriente F2 temp	alarmas_hps_lectura[1].10
	Sobrecorriente neutro F2 temp	alarmas_hps_lectura[1].2
	Under voltaje 1	alarmas_hps_lectura[1].3
	Undervoltaje2	alarmas_hps_lectura[1].4
	Overvoltaje1	alarmas_hps_lectura[1].5
	Overvoltaje2	alarmas_hps_lectura[1].6
	Underfrequency1	alarmas_hps_lectura[1].7
	Underfrequency2	alarmas_hps_lectura[1].8

CONTINUACIÓN DE LA TABLA ANTERIOR		
	Overfrequency	alarmas_hps_lectura[1].9
	Estado del breaker	alarmas_hps_lectura[1].11
MÓDULO MODBUS	Potencia activa gen1	MNET.DATA.ReadData[0]
	Frecuencia del sistema gen1	MNET.DATA.ReadData[1]
	Potencia reactiva gen1	MNET.DATA.ReadData[2]
	Factor de potencia gen1	MNET.DATA.ReadData[3]
	Voltaje gen1	MNET.DATA.ReadData[4]
	Corriente gen1	MNET.DATA.ReadData[5]
	Estado del breaker gen1	MNET.DATA.ReadData[70]
	Potencia activa gen2	MNET.DATA.ReadData[7]
	Frecuencia del sistema gen2	MNET.DATA.ReadData[8]
	Potencia reactiva gen2	MNET.DATA.ReadData[9]
	Factor de potencia gen2	MNET.DATA.ReadData[10]
	Voltaje gen2	MNET.DATA.ReadData[11]
	Corriente gen2	MNET.DATA.ReadData[12]
	Estado del breaker gen2	MNET.DATA.ReadData[75]
	Potencia activa gen3	MNET.DATA.ReadData[14]
	Frecuencia del sistema gen3	MNET.DATA.ReadData[15]
	Potencia reactiva gen3	MNET.DATA.ReadData[16]
	Factor de potencia gen3	MNET.DATA.ReadData[17]
	Voltaje gen3	MNET.DATA.ReadData[18]
	Corriente gen3	MNET.DATA.ReadData[19]
	Estado del breaker	MNET.DATA.ReadData[80]
	Potencia activa gen4	MNET.DATA.ReadData[21]
	Frecuencia del sistema gen4	MNET.DATA.ReadData[22]
	Potencia reactiva gen4	MNET.DATA.ReadData[23]
	Factor de potencia gen4	MNET.DATA.ReadData[24]
	Voltaje gen4	MNET.DATA.ReadData[25]
	Corriente gen4	MNET.DATA.ReadData[26]
	Estado del breaker gen4	MNET.DATA.ReadData[85]
	Potencia activa gen5	MNET.DATA.ReadData[30]

CONTINUACIÓN DE LA TABLA ANTERIOR		
MÓDULO MODBUS	Frecuencia del sistema gen5	MNET.DATA.ReadData[31]
	Potencia reactiva gen5	MNET.DATA.ReadData[32]
	Factor de potencia gen5	MNET.DATA.ReadData[33]
	Voltaje gen5	MNET.DATA.ReadData[34]
	Corriente gen5	MNET.DATA.ReadData[35]
	Estado del breaker gen5	MNET.DATA.ReadData[100]
	Potencia activa gen6	MNET.DATA.ReadData[37]
	Frecuencia del sistema gen6	MNET.DATA.ReadData[38]
	Potencia reactiva gen6	MNET.DATA.ReadData[39]
	Factor de potencia gen6	MNET.DATA.ReadData[40]
	Voltaje gen6	MNET.DATA.ReadData[41]
	Corriente gen6	MNET.DATA.ReadData[42]
	Estado del breaker	MNET.DATA.ReadData[105]
	Potencia activa gen7	MNET.DATA.ReadData[44]
	Frecuencia del sistema gen7	MNET.DATA.ReadData[45]
	Potencia reactiva gen7	MNET.DATA.ReadData[46]
	Factor de potencia gen7	MNET.DATA.ReadData[47]
	Voltaje gen7	MNET.DATA.ReadData[48]
	Corriente gen7	MNET.DATA.ReadData[49]
	Estado del breaker gen7	MNET.DATA.ReadData[110]
	Potencia activa gen8	MNET.DATA.ReadData[51]
	Frecuencia del sistema gen8	MNET.DATA.ReadData[52]
	Potencia reactiva gen8	MNET.DATA.ReadData[53]
	Factor de potencia gen8	MNET.DATA.ReadData[54]
	Voltaje gen8	MNET.DATA.ReadData[55]
	Corriente gen8	MNET.DATA.ReadData[56]
	Estado del breaker gen8	MNET.DATA.ReadData[115]
EASYGEN30002	Voltaje fase a	plc11[0] / plc11[1]
	Voltaje fase b	plc11[2] / plc11[3]
	Voltaje fase c	plc11[4] / plc11[5]
	Corriente	corrientes8MW_RS_ROTH[1]

CONTINUACIÓN DE LA TABLA ANTERIOR		
EASYGEN3000 2	Potencia activa	potencia_gen22[0] / potencia_gen22[1]
	Potencia reactiva	reactiva_8MW[16]
	Frecuencia	plc12[0]
	Factor de potencia	plc12[1]
EASYGEN3000 3	Voltaje fase a	plc13[0] / plc13[1]
	Voltaje fase b	plc13[2] / plc13[3]
	Voltaje fase c	plc13[4] / plc13[5]
	Corriente	corrientes8MW_RS_ROTH[2]
	Potencia activa	potencia_gen33[0] / potencia_gen33[1]
	Potencia reactiva	reactiva_8MW[17]
	Frecuencia	plc14[0]
	Factor de potencia	plc14[1]
EASYGEN3000 4	Voltaje fase a	plc21[0] / plc21[1]
	Voltaje fase b	plc21[2] / plc21[3]
	Voltaje fase c	plc21[4] / plc21[5]
	Corriente	corrientes8MW_RS_ROTH[3]
	Potencia activa	potencia_gen44[0] / potencia_gen44[1]
	Potencia reactiva	reactiva_8MW[18]
	Frecuencia	plc22[0]
	Factor de potencia	plc22[1]
EASYGEN3000 5	Voltaje fase A	plc23[0] / plc23[1]
	Voltaje fase B	plc23[2] / plc23[3]
	Voltaje fase C	plc23[4] / plc23[5]
	Corriente	corrientes8MW_RS_ROTH[4]
	Potencia activa	potencia_gen55[0] / potencia_gen55[1]
	Potencia reactiva	reactiva_8MW[19]
	Frecuencia	plc24[0]

CONTINUACIÓN DE LA TABLA ANTERIOR		
	Factor de potencia	plc24[1]
EASYGEN30001	Voltaje fase A	plc31[0] / plc31[1]
	Voltaje fase B	plc31[2] / plc31[3]
	Voltaje fase C	plc31[4] / plc31[5]
	Corriente	corrientes8MW_RS_ROTH[0]
	Potencia activa	potencia_gen11[0] / potencia_gen11[1]
	Potencia reactiva	reactiva_8MW[15]
	Frecuencia	plc32[0]
	Factor de potencia	plc32[1]
EGCP-2 (5)	Voltaje A L-L	MNET2.DATA.ReadData[0]
	Voltaje B L-L	MNET2.DATA.ReadData[1]
	Voltaje C L-L	MNET2.DATA.ReadData[2]
	Potencia activa	MNET2.DATA.ReadData[3]
	Factor de potencia	MNET2.DATA.ReadData[5]
	Potencia reactiva	MNET2.DATA.ReadData[9]
	Frecuencia del bus	MNET2.DATA.ReadData[10]
	Frecuencia del generador	MNET2.DATA.ReadData[11]
	Corriente fase A	MNET2.DATA.ReadData[12]
	Corriente fase B	MNET2.DATA.ReadData[13]
	Corriente fase C	MNET2.DATA.ReadData[14]
EGCP-2 (4)	Voltaje A L-L	MNET2.DATA.ReadData[20]
	Voltaje B L-L	MNET2.DATA.ReadData[21]
	Voltaje C L-L	MNET2.DATA.ReadData[22]
	Potencia activa	MNET2.DATA.ReadData[23]
	Factor de potencia	MNET2.DATA.ReadData[25]
	Potencia reactiva	MNET2.DATA.ReadData[29]
	Frecuencia del bus	MNET2.DATA.ReadData[30]
	Frecuencia del generador	MNET2.DATA.ReadData[31]
	Corriente fase A	MNET2.DATA.ReadData[32]
	Corriente fase B	MNET2.DATA.ReadData[33]

CONTINUACIÓN DE LA TABLA ANTERIOR		
EGCP-2 (4)	Corriente fase C	MNET2.DATA.ReadData[34]
EGCP-2 (3)	Voltaje A L-L	MNET2.DATA.ReadData[40]
	Voltaje B L-L	MNET2.DATA.ReadData[41]
	Voltaje C L-L	MNET2.DATA.ReadData[42]
	Potencia activa	MNET2.DATA.ReadData[43]
	Factor de potencia	MNET2.DATA.ReadData[45]
	Potencia reactiva	MNET2.DATA.ReadData[49]
	Frecuencia del bus	MNET2.DATA.ReadData[50]
	Frecuencia del generador	MNET2.DATA.ReadData[51]
	Corriente fase A	MNET2.DATA.ReadData[52]
	Corriente fase B	MNET2.DATA.ReadData[53]
	Corriente fase C	MNET2.DATA.ReadData[54]
EGCP-2 (2)	Voltaje A L-L	MNET2.DATA.ReadData[60]
	Voltaje B L-L	MNET2.DATA.ReadData[61]
	Voltaje C L-L	MNET2.DATA.ReadData[62]
	Potencia activa	MNET2.DATA.ReadData[63]
	Factor de potencia	MNET2.DATA.ReadData[65]
	Potencia reactiva	MNET2.DATA.ReadData[69]
	Frecuencia del bus	MNET2.DATA.ReadData[70]
	Frecuencia del generador	MNET2.DATA.ReadData[71]
	Corriente fase A	MNET2.DATA.ReadData[72]
	Corriente fase B	MNET2.DATA.ReadData[73]
	Corriente fase C	MNET2.DATA.ReadData[74]
EGCP-2 (1)	Voltaje A L-L	MNET2.DATA.ReadData[80]
	Voltaje B L-L	MNET2.DATA.ReadData[81]
	Voltaje C L-L	MNET2.DATA.ReadData[82]
	Potencia activa	MNET2.DATA.ReadData[83]
	Factor de potencia	MNET2.DATA.ReadData[85]
	Potencia reactiva	MNET2.DATA.ReadData[89]
	Frecuencia del bus	MNET2.DATA.ReadData[90]

CONTINUACIÓN DE LA TABLA ANTERIOR		
EGCP-2 (1)	Frecuencia del generador	MNET2.DATA.ReadData[91]
	Corriente fase A	MNET2.DATA.ReadData[92]
	Corriente fase B	MNET2.DATA.ReadData[93]
	Corriente fase C	MNET2.DATA.ReadData[94]
EGCP-2 (6)	Voltaje A L-L	MNET2.DATAReadData[100]
	Voltaje B L-L	MNET2.DATAReadData[101]
	Voltaje C L-L	MNET2.DATAReadData[102]
	Potencia activa	MNET2.DATAReadData[103]
	Factor de potencia	MNET2.DATAReadData[105]
	Potencia reactiva	MNET2.DATAReadData[109]
	Frecuencia del bus	MNET2.DATAReadData[110]
	Frecuencia del generador	MNET2.DATAReadData[111]
	Corriente fase A	MNET2.DATAReadData[112]
	Corriente fase B	MNET2.DATAReadData[113]
	Corriente fase C	MNET2.DATAReadData[114]

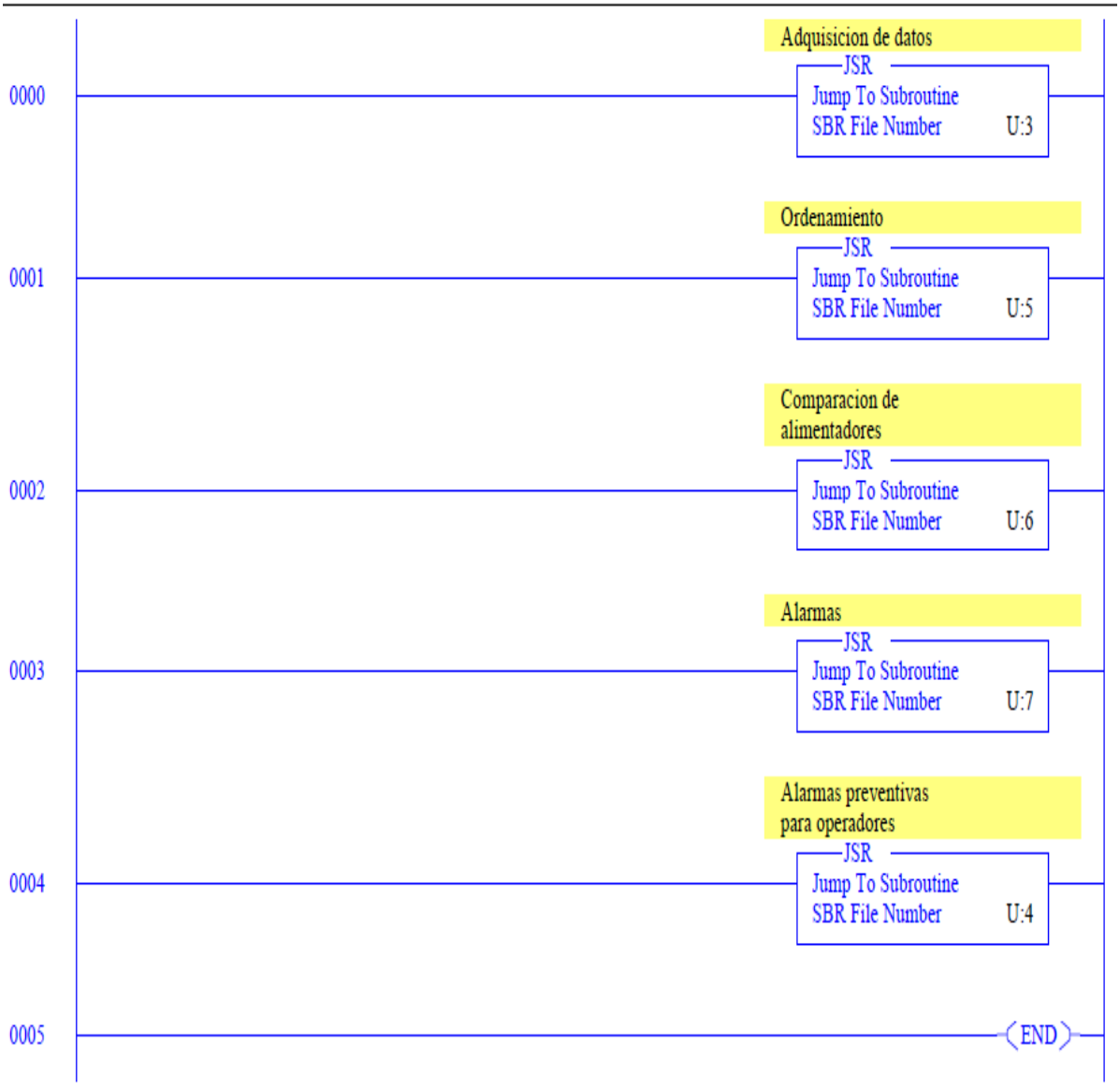
ANEXO C

PROGRAMAS PARA PLCS

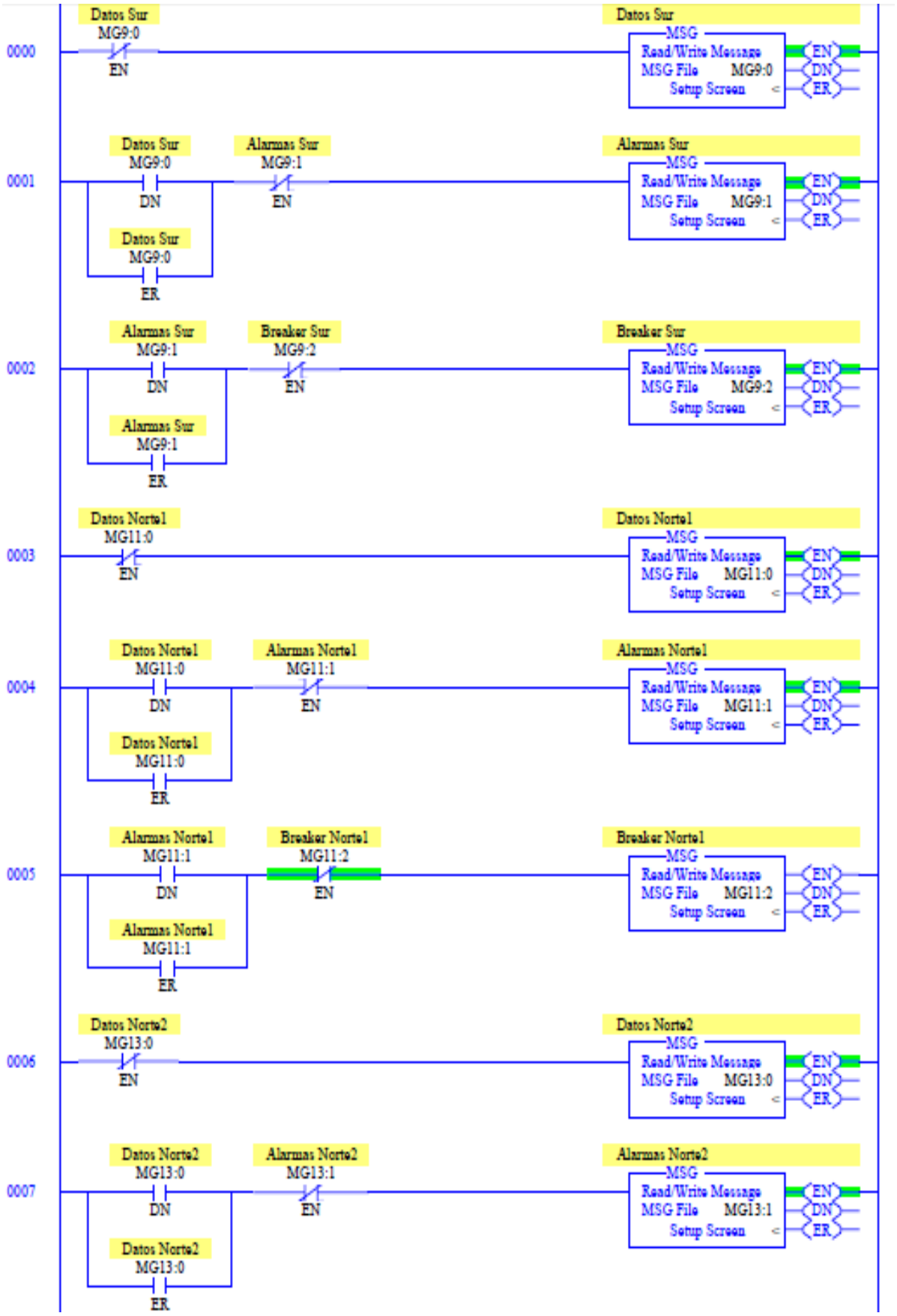
C.1 PROGRAMA REALIZADO EN PLCS MICROLOGIX1100

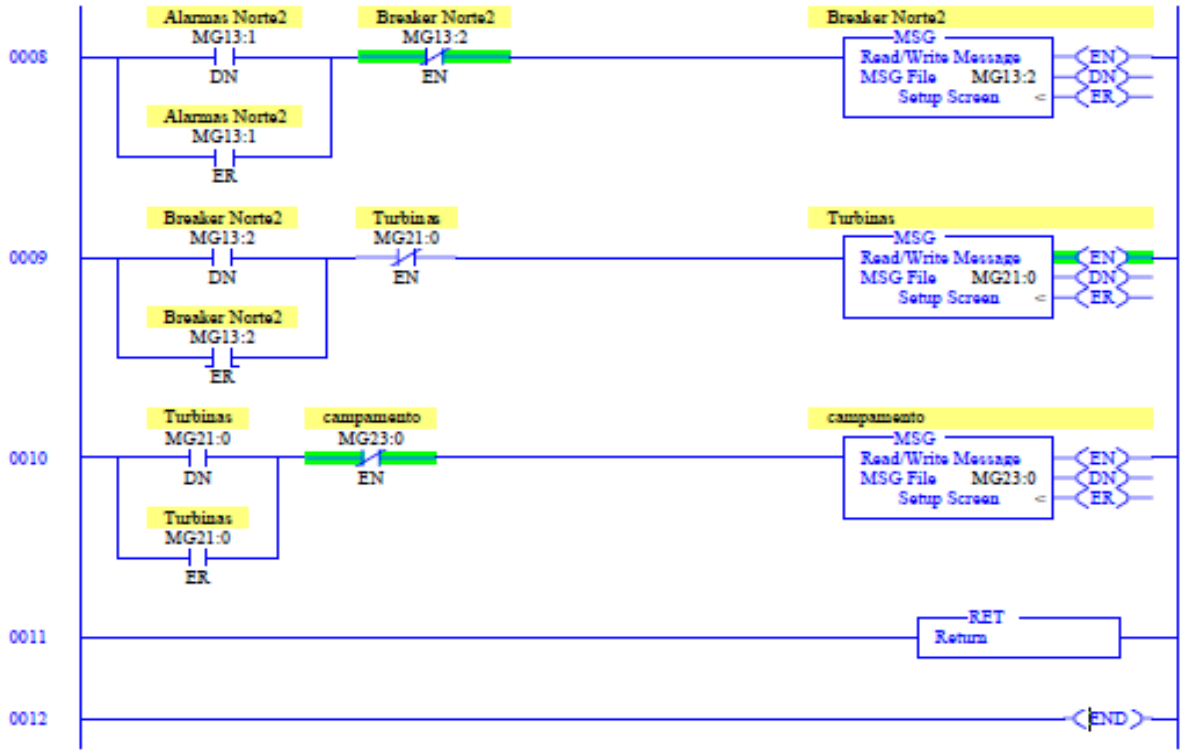
C.1.1 PROGRAMA DEL PLC EN SALA DE CONTROL TURBINAS

C.1.1.1 Subrutina de direccionamiento de subrutinas

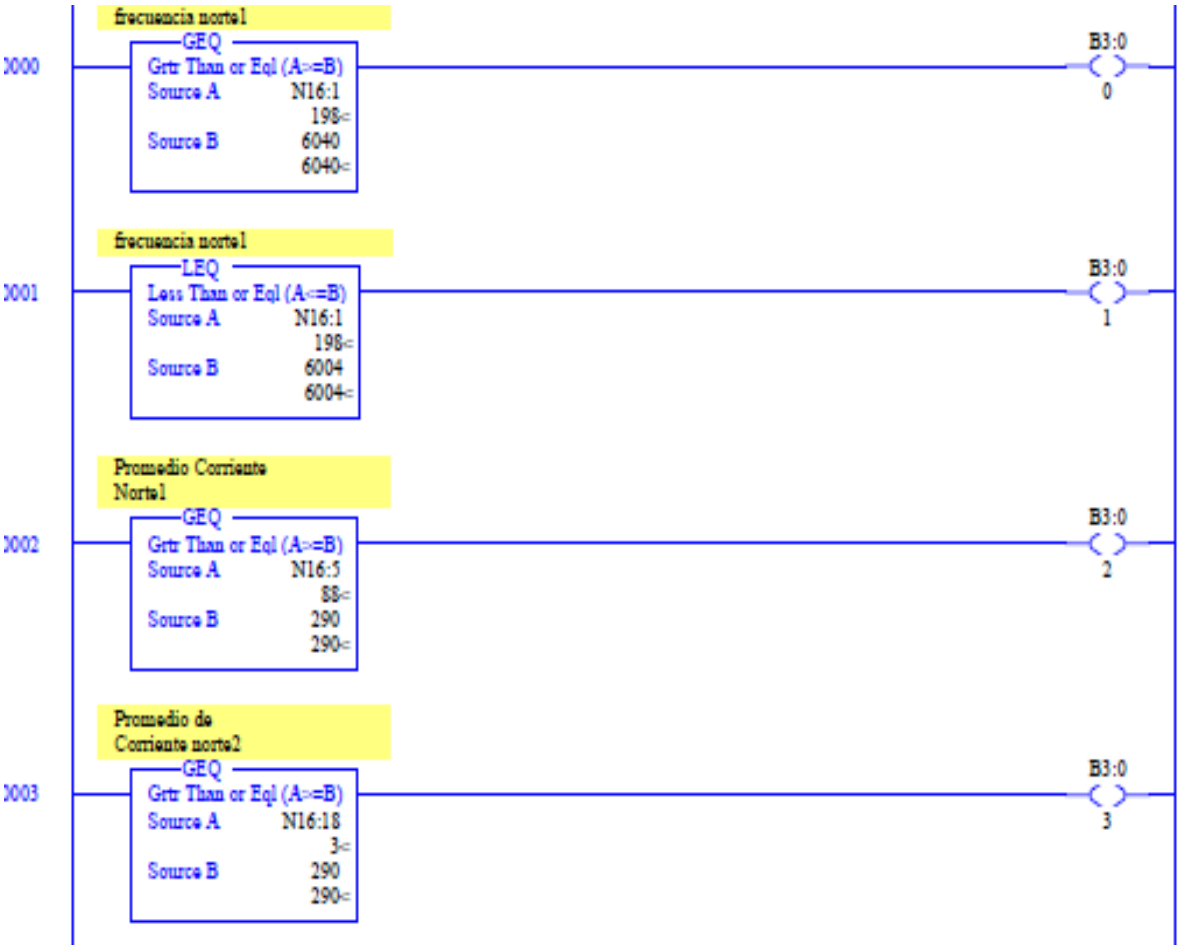


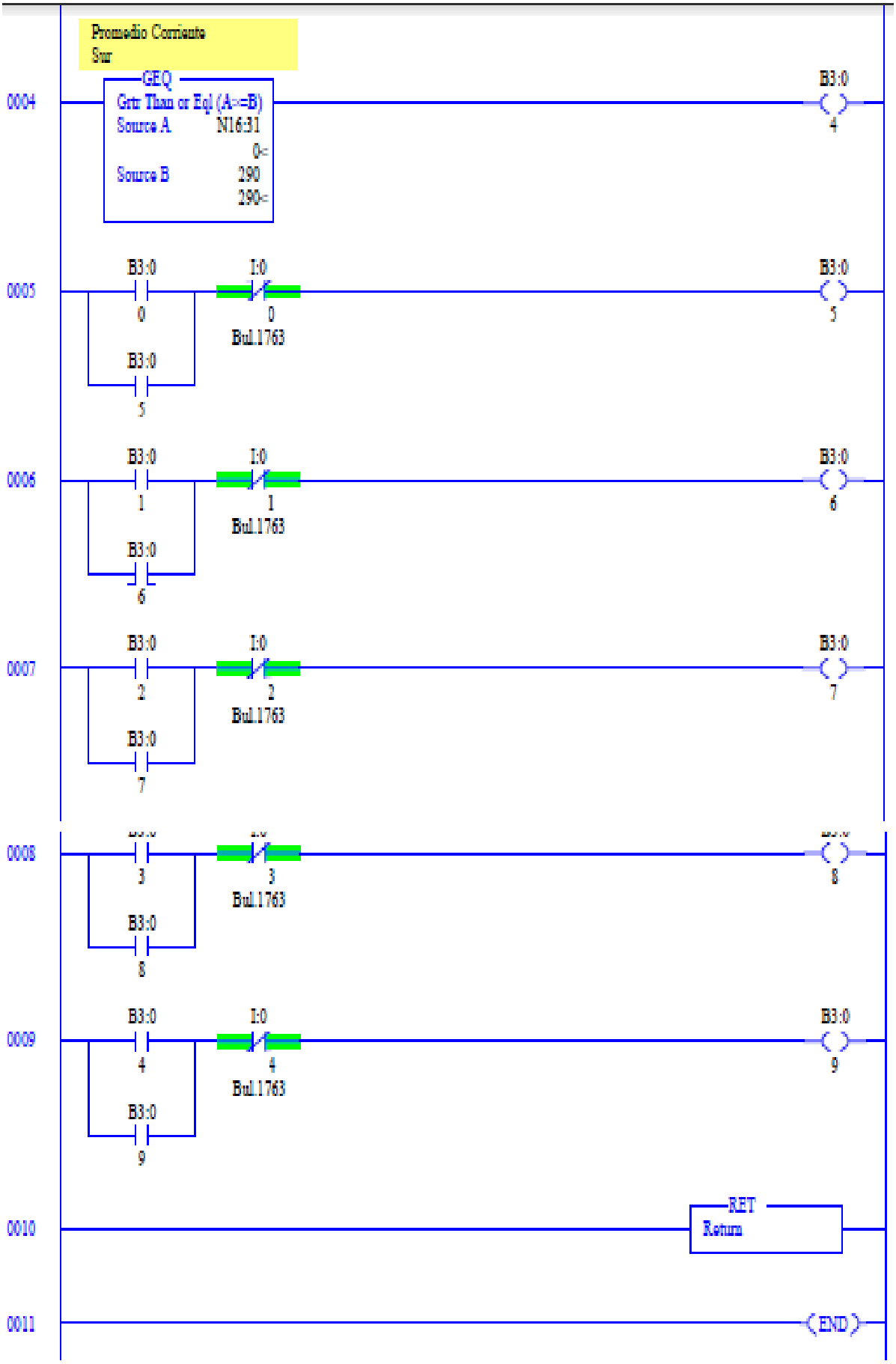
C.1.1.2 Subrutina lectura de datos relés y medidores de los alimentadores



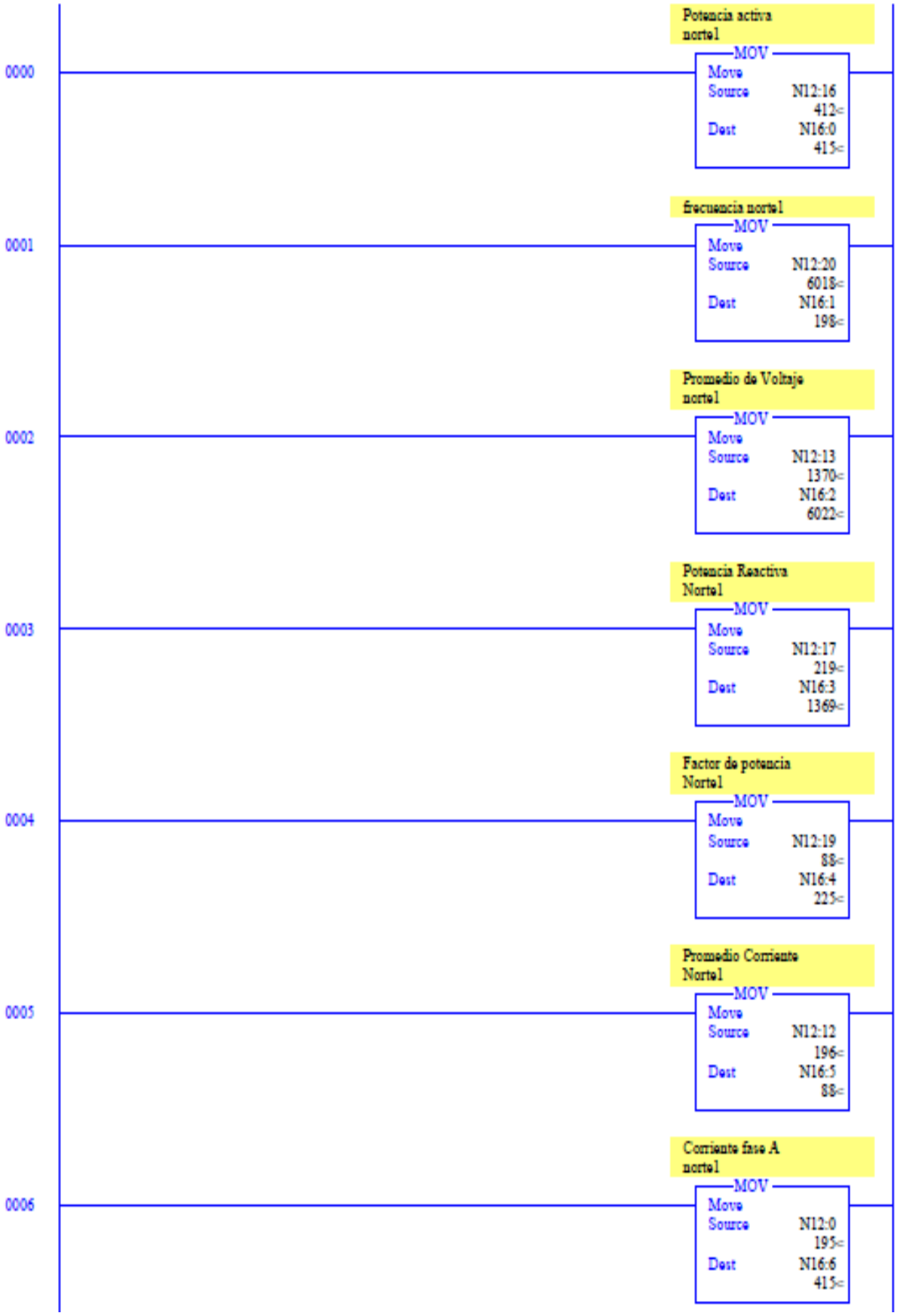


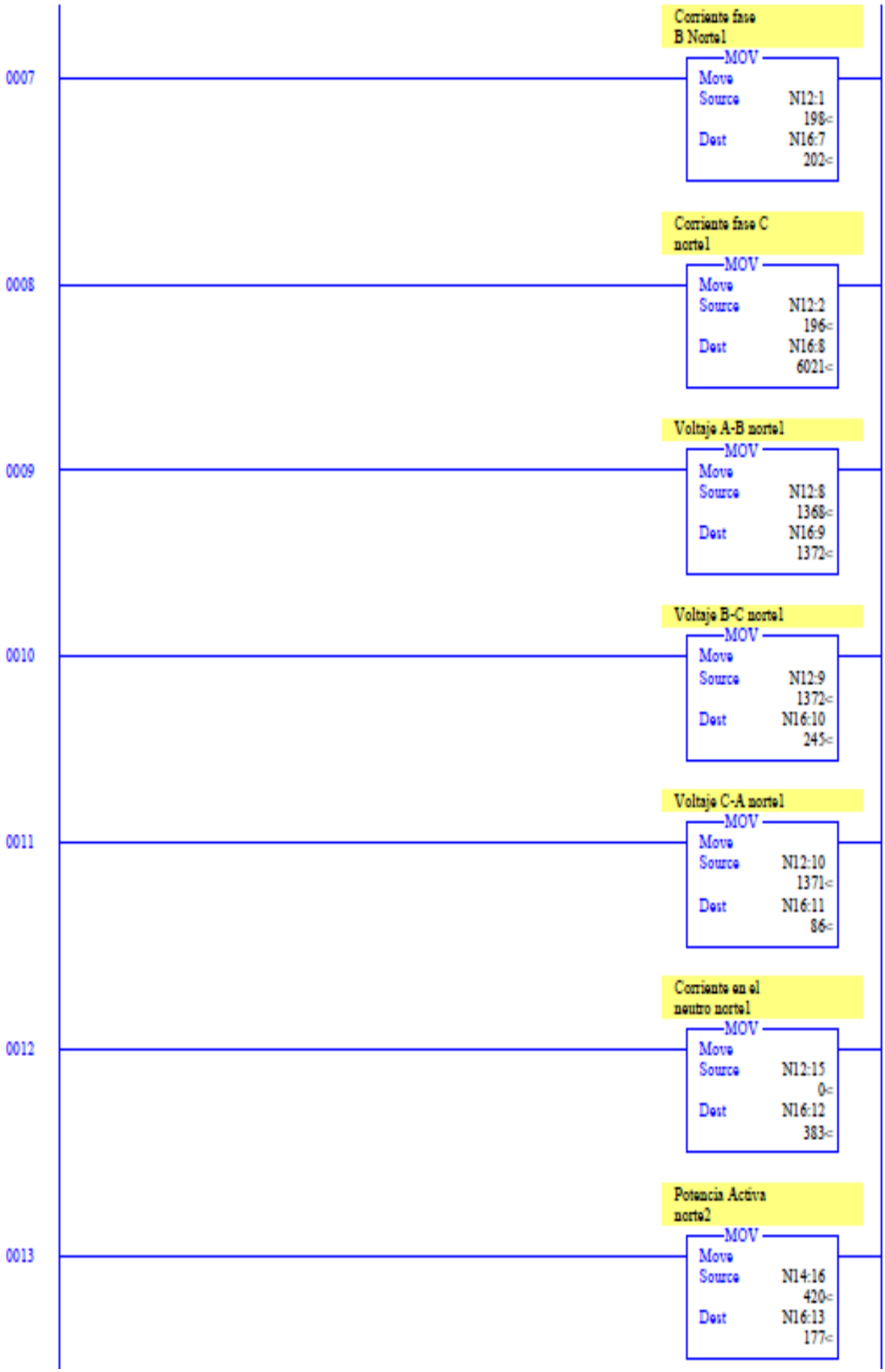
C.1.1.3 Subrutina de cálculos

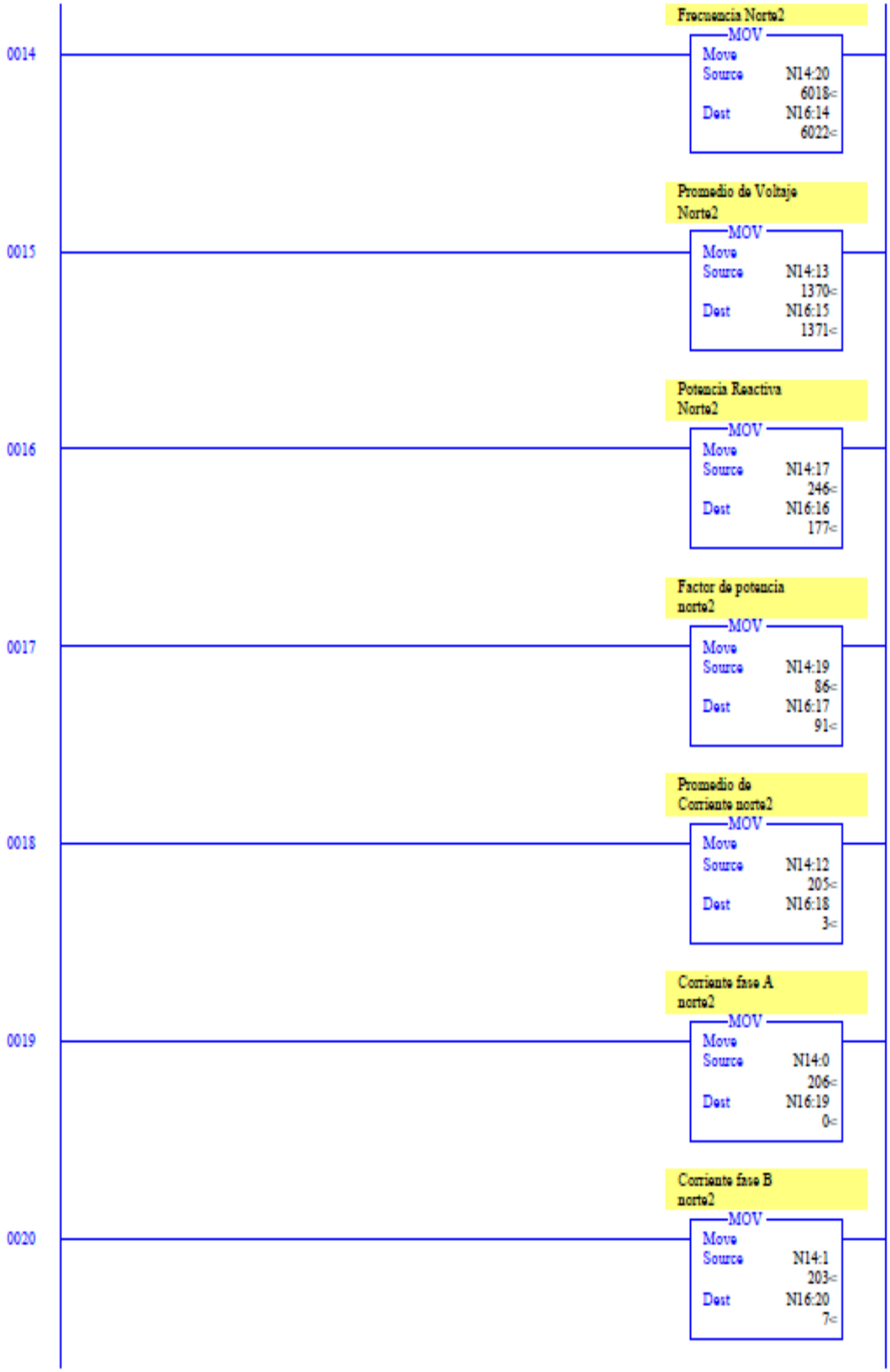


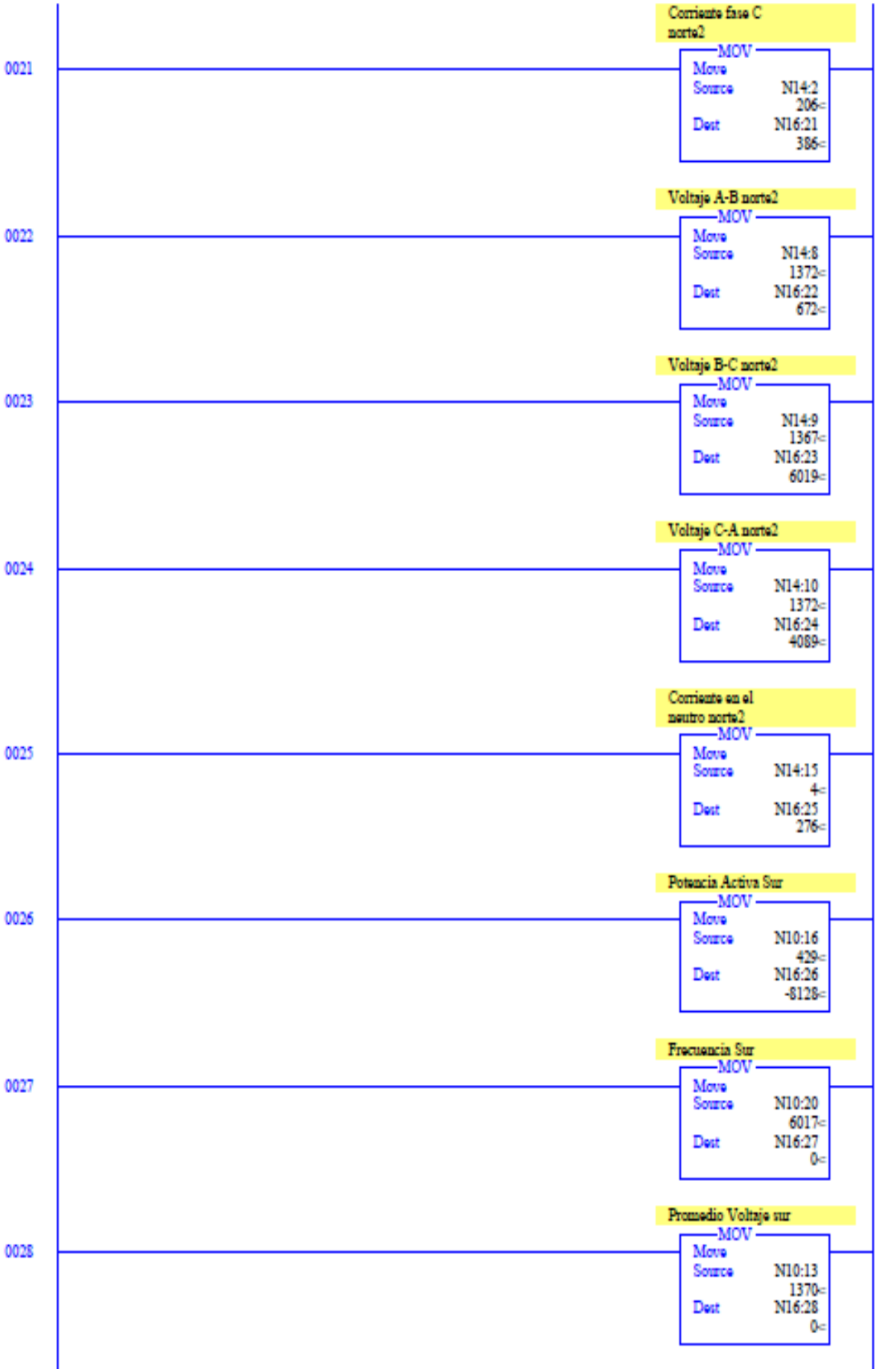

Promedio Corriente
Sur
0004
GEQ
Grtr Than or Eql (A>=B)
Source A N16:31
0<
Source B 290
290<
B3:0
4
0005
B3:0
0
I:0
0
Bul.1763
B3:0
5
B3:0
5
0006
B3:0
1
I:0
1
Bul.1763
B3:0
6
B3:0
6
0007
B3:0
2
I:0
2
Bul.1763
B3:0
7
B3:0
7
0008
3
3
Bul.1763
B3:0
8
B3:0
8
0009
B3:0
4
I:0
4
Bul.1763
B3:0
9
B3:0
9
0010
RET
Return
0011
END

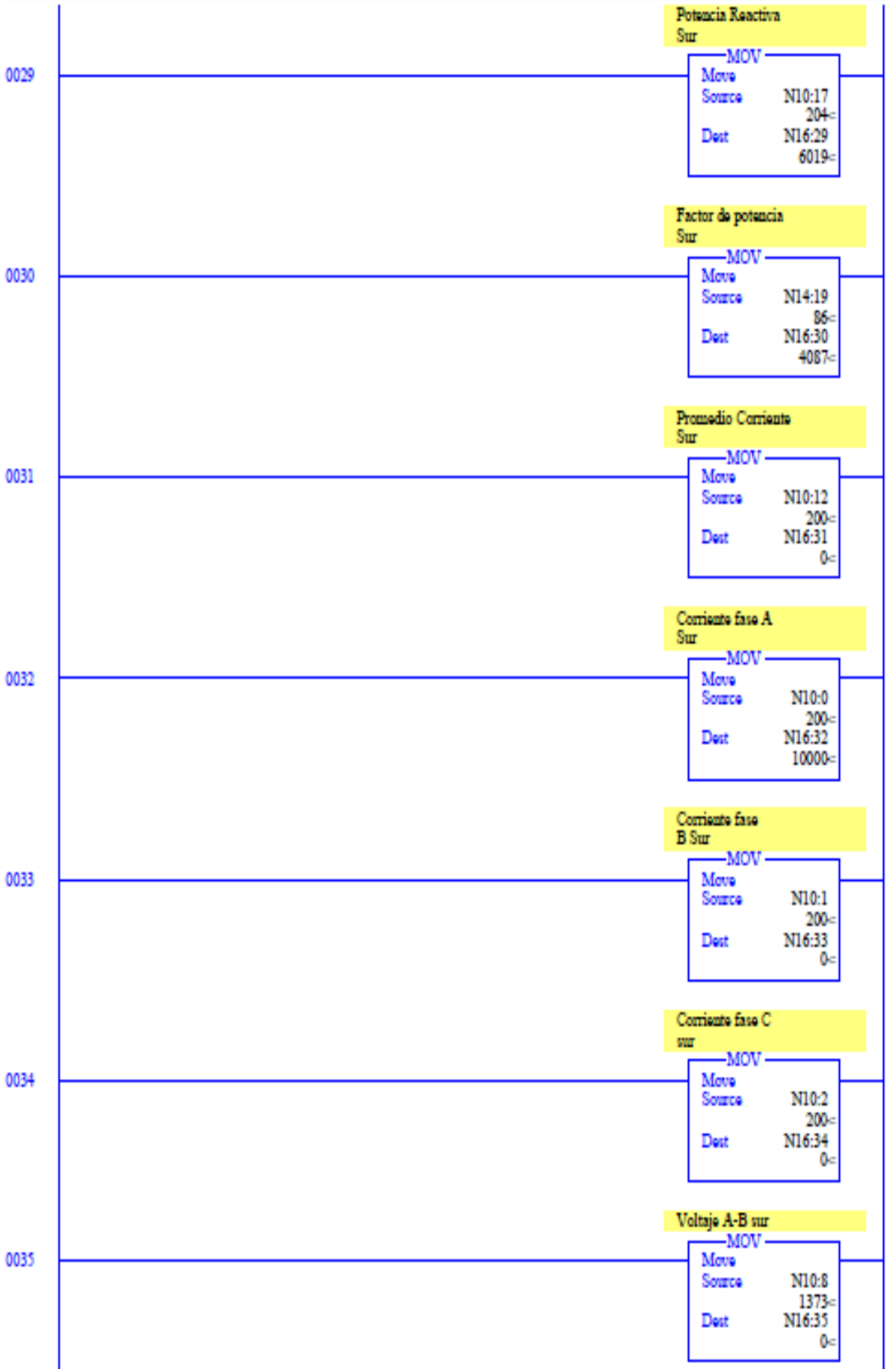
C.1.1.4 Subrutina de ordenamiento de datos

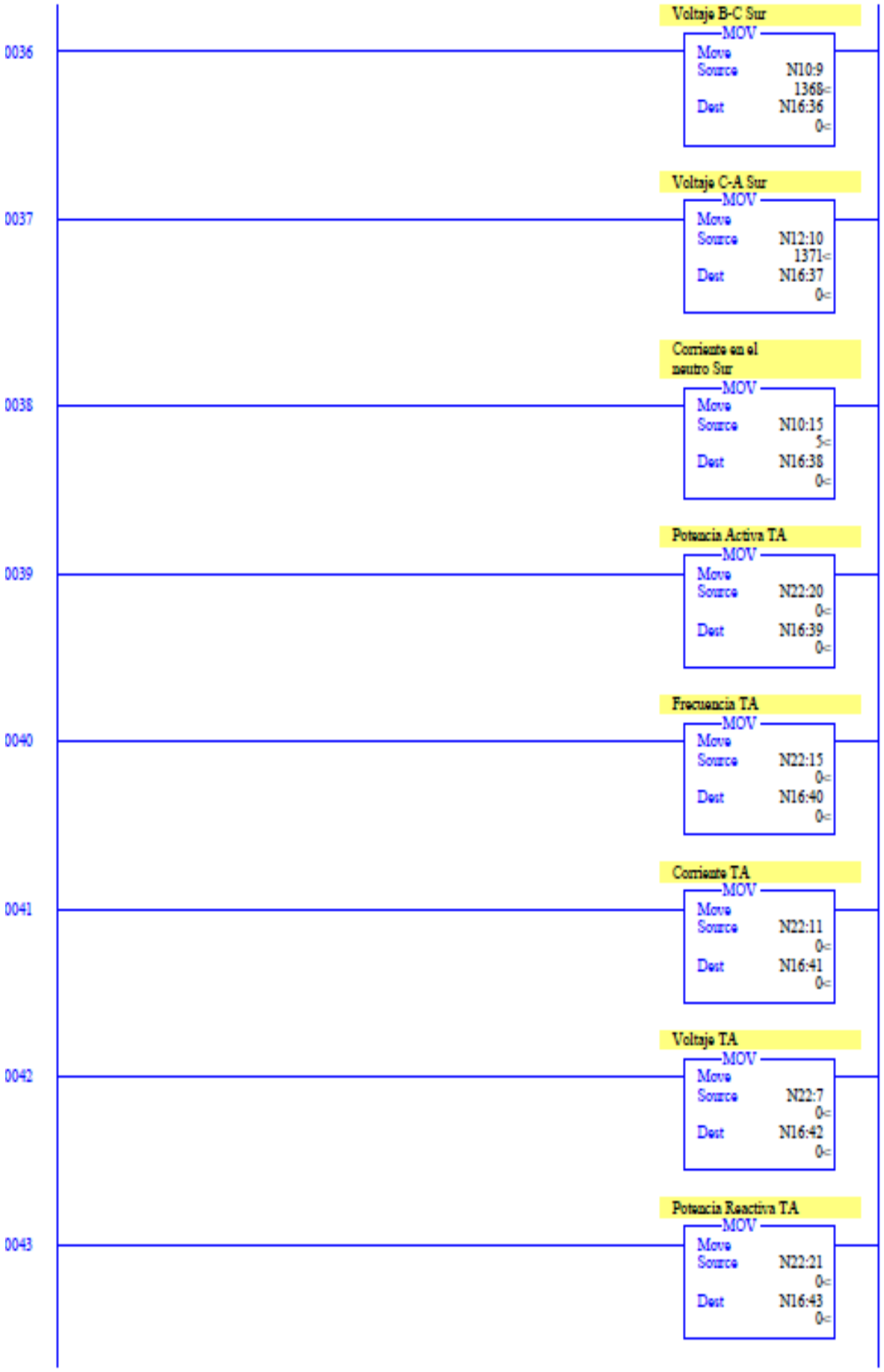


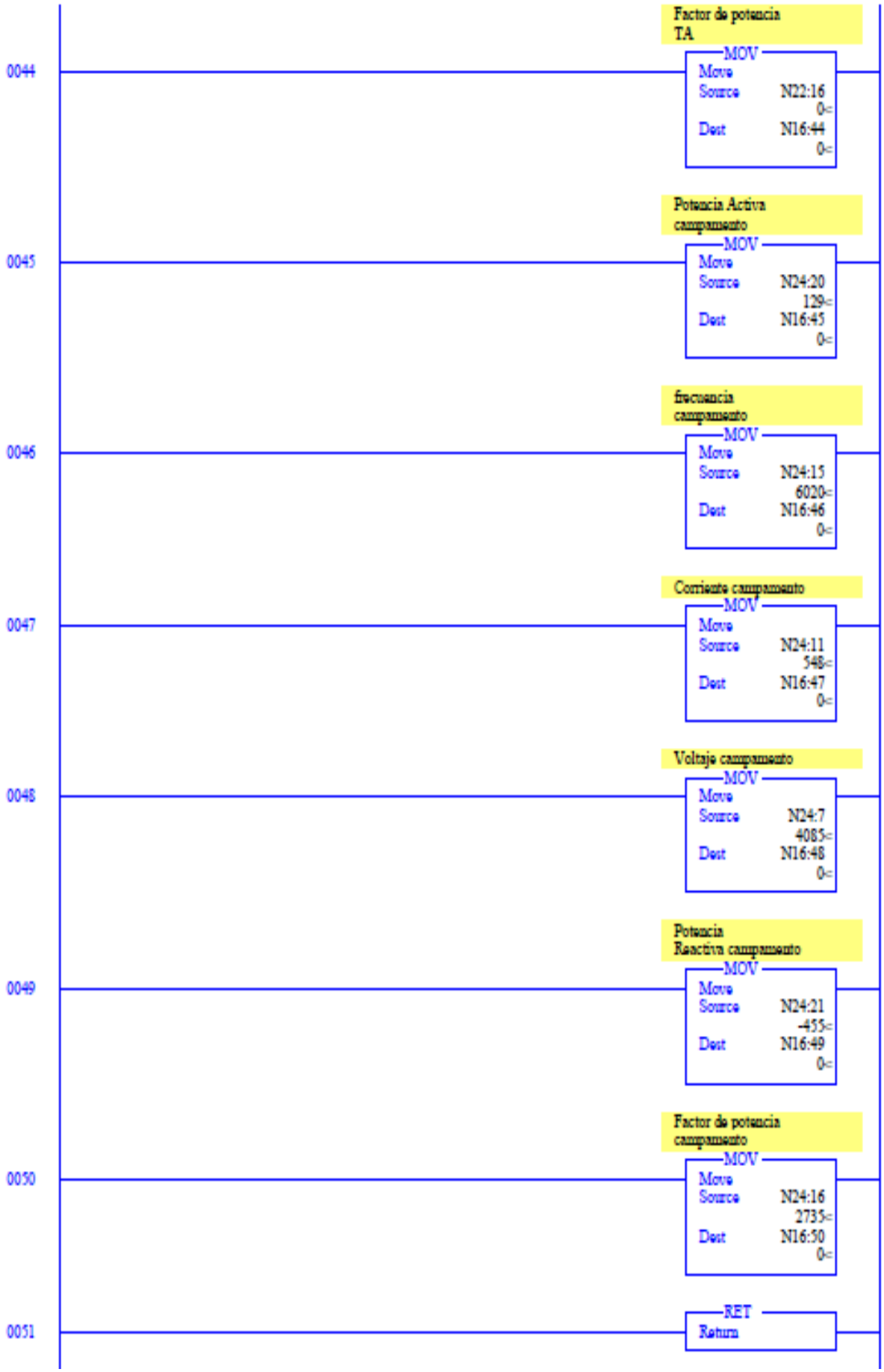

0007
Corriente fase B Norte1
MOV
Move
Source N12:1
198<
Dest N16:7
202<
0008
Corriente fase C norte1
MOV
Move
Source N12:2
196<
Dest N16:8
6021<
0009
Voltaje A-B norte1
MOV
Move
Source N12:8
1368<
Dest N16:9
1372<
0010
Voltaje B-C norte1
MOV
Move
Source N12:9
1372<
Dest N16:10
245<
0011
Voltaje C-A norte1
MOV
Move
Source N12:10
1371<
Dest N16:11
86<
0012
Corriente en el neutro norte1
MOV
Move
Source N12:15
0<
Dest N16:12
383<
0013
Potencia Activa norte2
MOV
Move
Source N14:16
420<
Dest N16:13
177<


0014
Frecuencia Norte2
MOV
Move
Source N14:20
6018<
Dest N16:14
6022<
0015
Promedio de Voltaje Norte2
MOV
Move
Source N14:13
1370<
Dest N16:15
1371<
0016
Potencia Reactiva Norte2
MOV
Move
Source N14:17
246<
Dest N16:16
177<
0017
Factor de potencia norte2
MOV
Move
Source N14:19
86<
Dest N16:17
91<
0018
Promedio de Corriente norte2
MOV
Move
Source N14:12
205<
Dest N16:18
3<
0019
Corriente fase A norte2
MOV
Move
Source N14:0
206<
Dest N16:19
0<
0020
Corriente fase B norte2
MOV
Move
Source N14:1
203<
Dest N16:20
7<

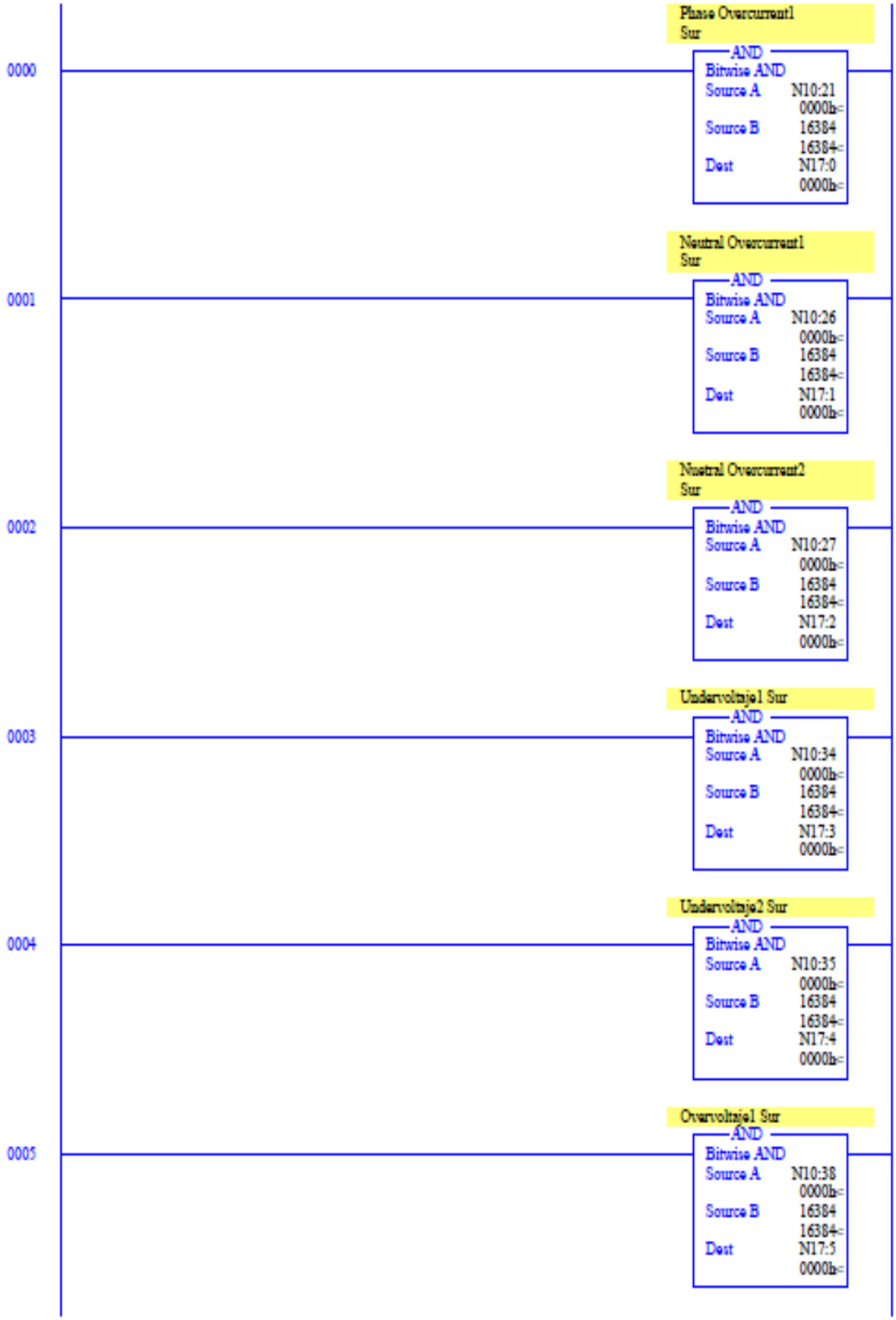

Corriente fase C norte2
0021
MOV
Move
Source N14:2
206<
Dest N16:21
386<
Voltaje A-B norte2
0022
MOV
Move
Source N14:8
1372<
Dest N16:22
672<
Voltaje B-C norte2
0023
MOV
Move
Source N14:9
1367<
Dest N16:23
6019<
Voltaje C-A norte2
0024
MOV
Move
Source N14:10
1372<
Dest N16:24
4089<
Corriente en el neutro norte2
0025
MOV
Move
Source N14:15
4<
Dest N16:25
276<
Potencia Activa Sur
0026
MOV
Move
Source N10:16
429<
Dest N16:26
-8128<
Frecuencia Sur
0027
MOV
Move
Source N10:20
6017<
Dest N16:27
0<
Promedio Voltaje sur
0028
MOV
Move
Source N10:13
1370<
Dest N16:28
0<

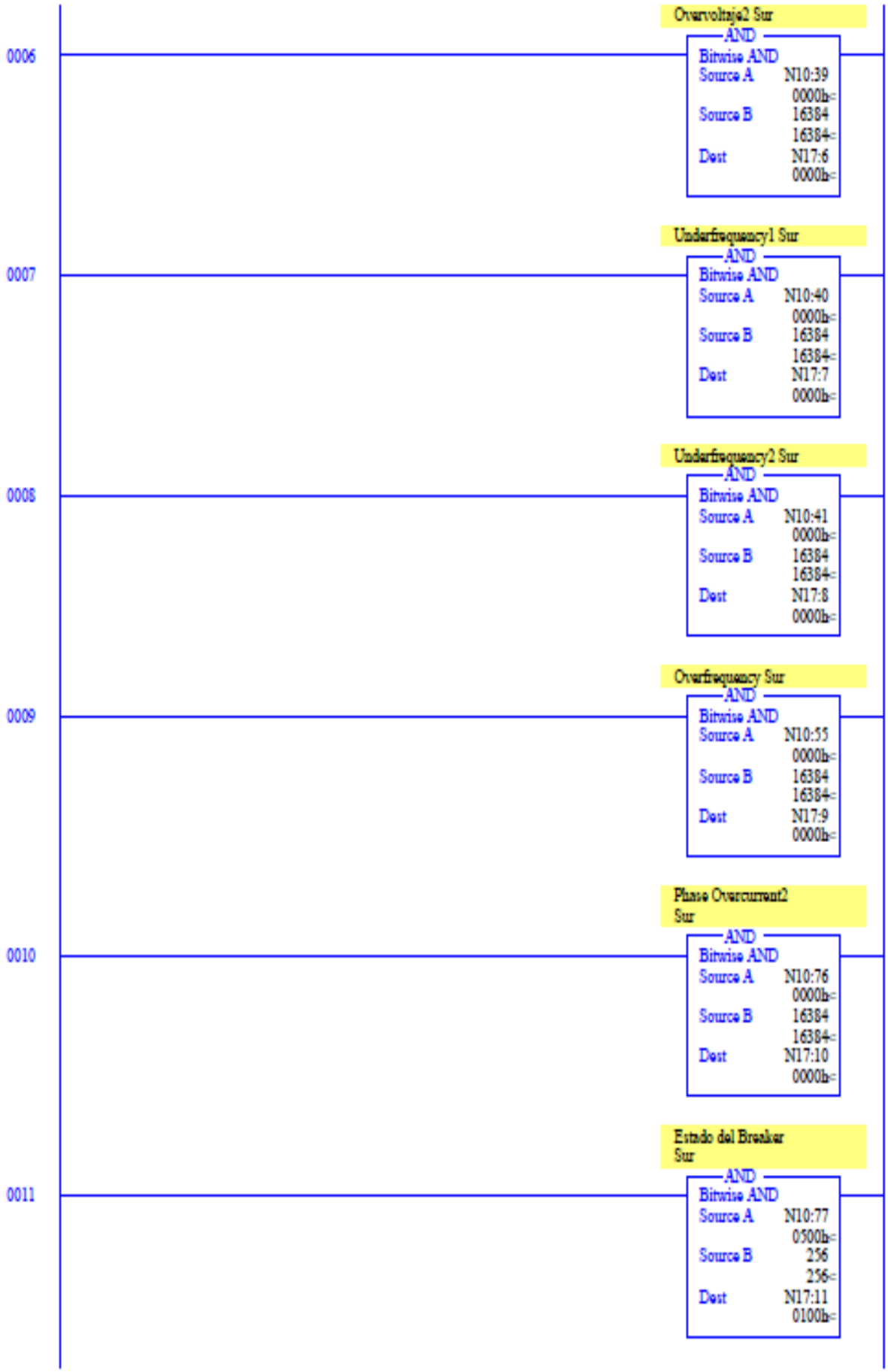

Potencia Reactiva
Sur
0029
MOV
Move
Source N10:17
204<
Dest N16:29
6019<
Factor de potencia
Sur
0030
MOV
Move
Source N14:19
86<
Dest N16:30
4087<
Promedio Corriente
Sur
0031
MOV
Move
Source N10:12
200<
Dest N16:31
0<
Corriente fase A
Sur
0032
MOV
Move
Source N10:0
200<
Dest N16:32
10000<
Corriente fase
B Sur
0033
MOV
Move
Source N10:1
200<
Dest N16:33
0<
Corriente fase C
sur
0034
MOV
Move
Source N10:2
200<
Dest N16:34
0<
Voltaje A-B sur
0035
MOV
Move
Source N10:8
1373<
Dest N16:35
0<

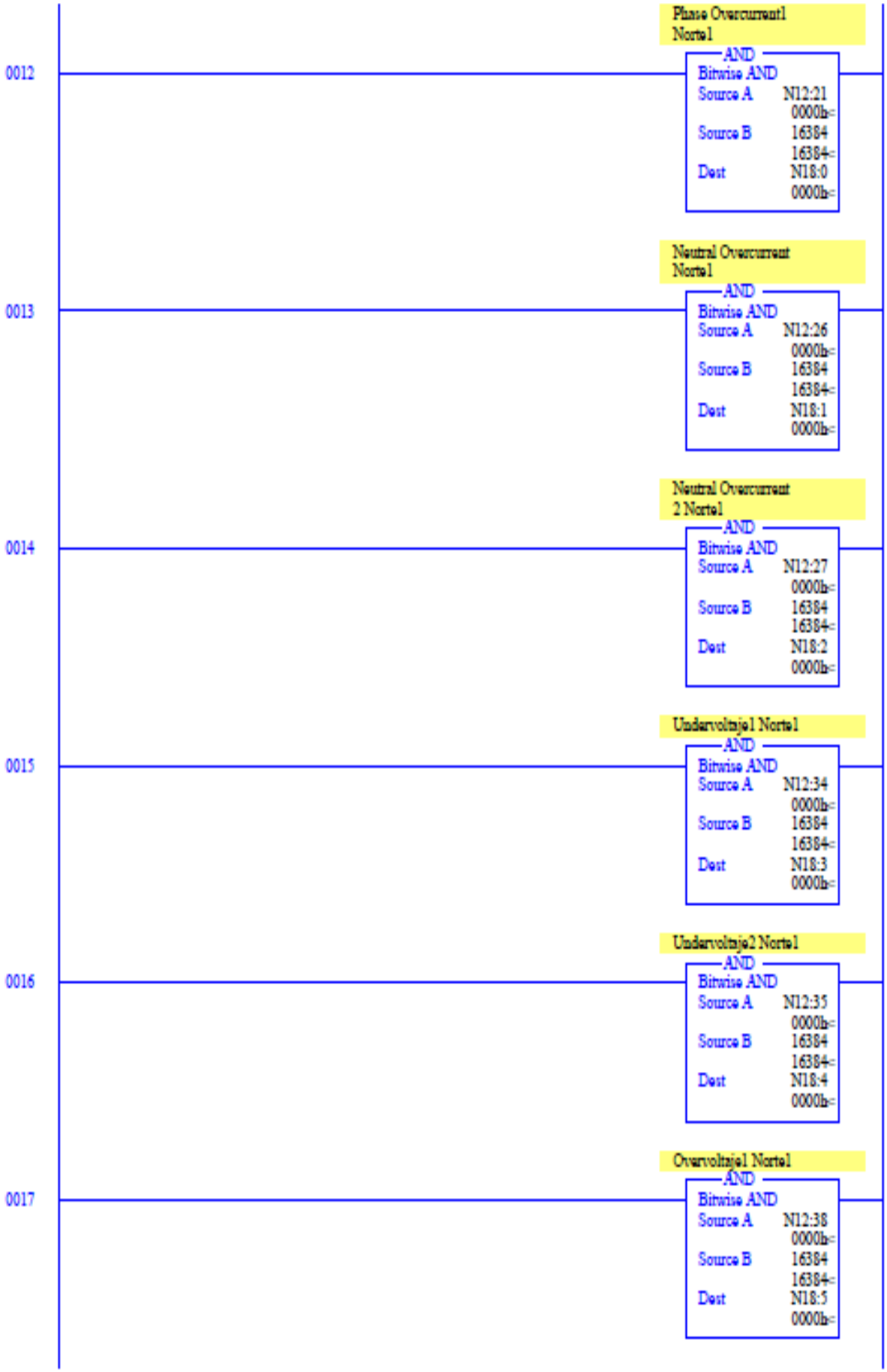

0036
Voltaje B-C Sur
MOV
Move
Source N10:9
1368<
Dest N16:36
0<
0037
Voltaje C-A Sur
MOV
Move
Source N12:10
1371<
Dest N16:37
0<
0038
Corriente en el neutro Sur
MOV
Move
Source N10:15
5<
Dest N16:38
0<
0039
Potencia Activa TA
MOV
Move
Source N22:20
0<
Dest N16:39
0<
0040
Frecuencia TA
MOV
Move
Source N22:15
0<
Dest N16:40
0<
0041
Corriente TA
MOV
Move
Source N22:11
0<
Dest N16:41
0<
0042
Voltaje TA
MOV
Move
Source N22:7
0<
Dest N16:42
0<
0043
Potencia Reactiva TA
MOV
Move
Source N22:21
0<
Dest N16:43
0<

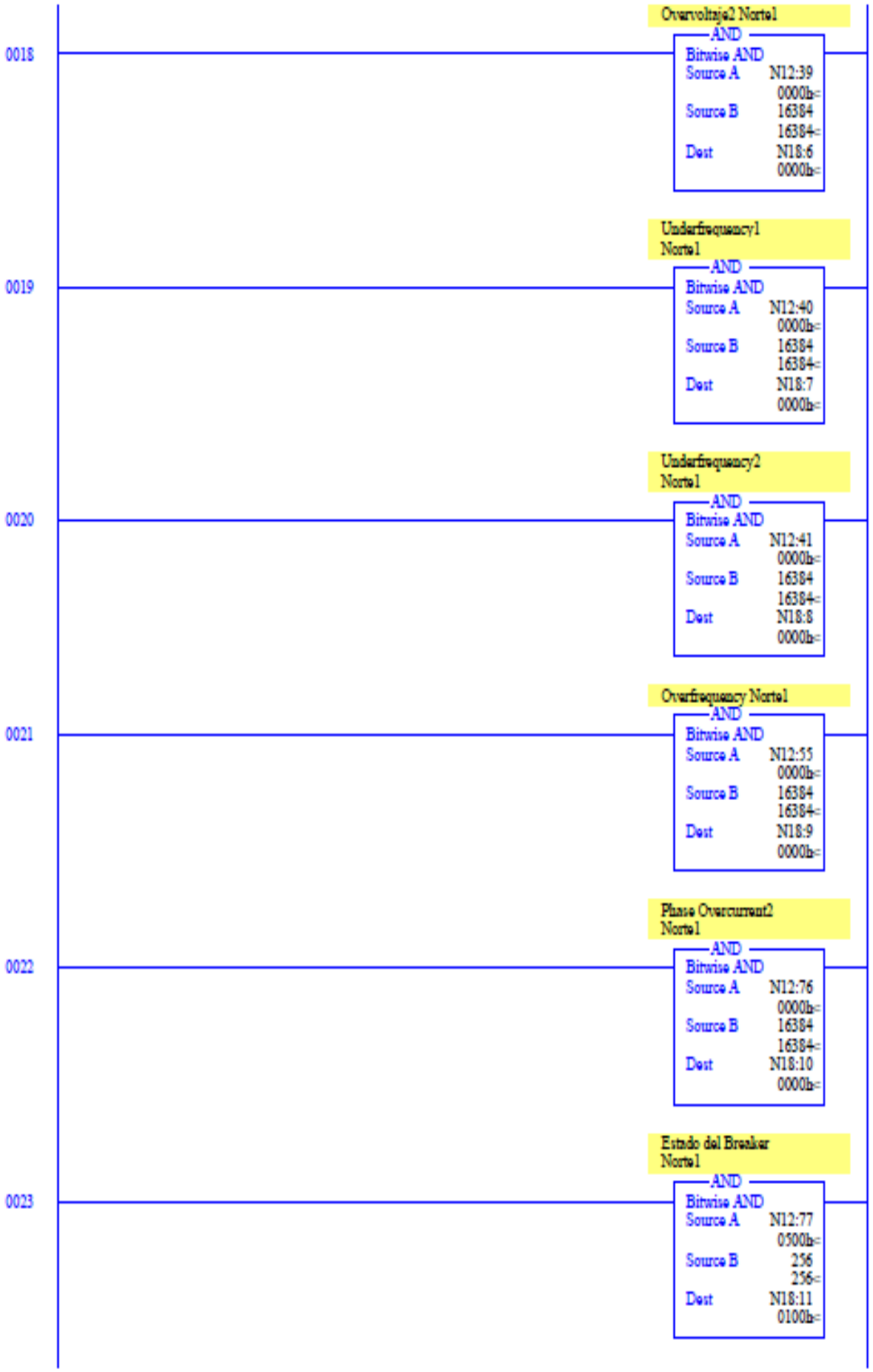

Factor de potencia TA
0044
MOV
Move
Source N22:16
0<
Dest N16:44
0<
Potencia Activa campamento
0045
MOV
Move
Source N24:20
129<
Dest N16:45
0<
frecuencia campamento
0046
MOV
Move
Source N24:15
6020<
Dest N16:46
0<
Corriente campamento
0047
MOV
Move
Source N24:11
548<
Dest N16:47
0<
Voltaje campamento
0048
MOV
Move
Source N24:7
4085<
Dest N16:48
0<
Potencia Reactiva campamento
0049
MOV
Move
Source N24:21
-455<
Dest N16:49
0<
Factor de potencia campamento
0050
MOV
Move
Source N24:16
2735<
Dest N16:50
0<
0051
RET
Return

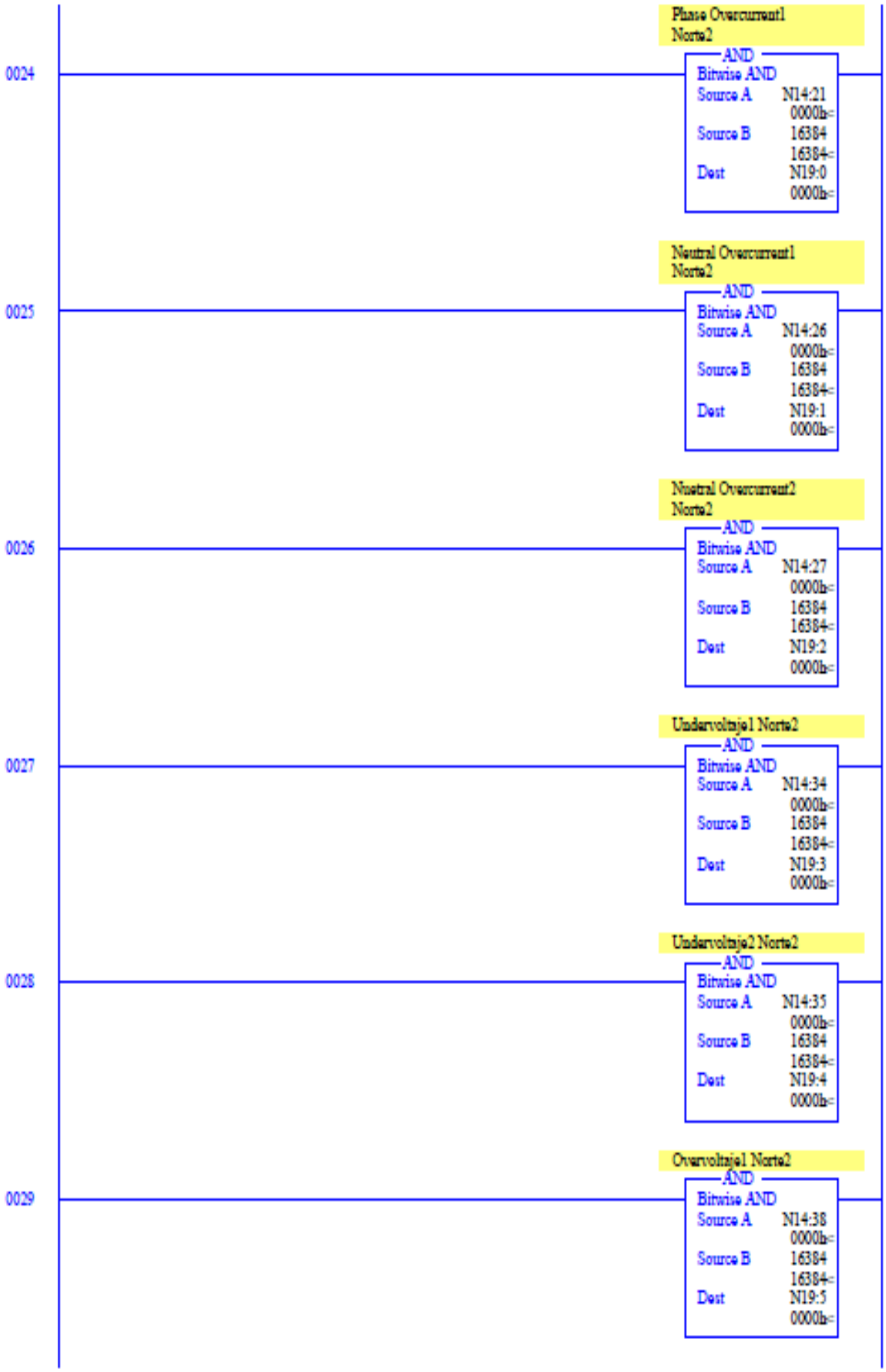
C.1.1.5 Subrutina de registro de alarmas

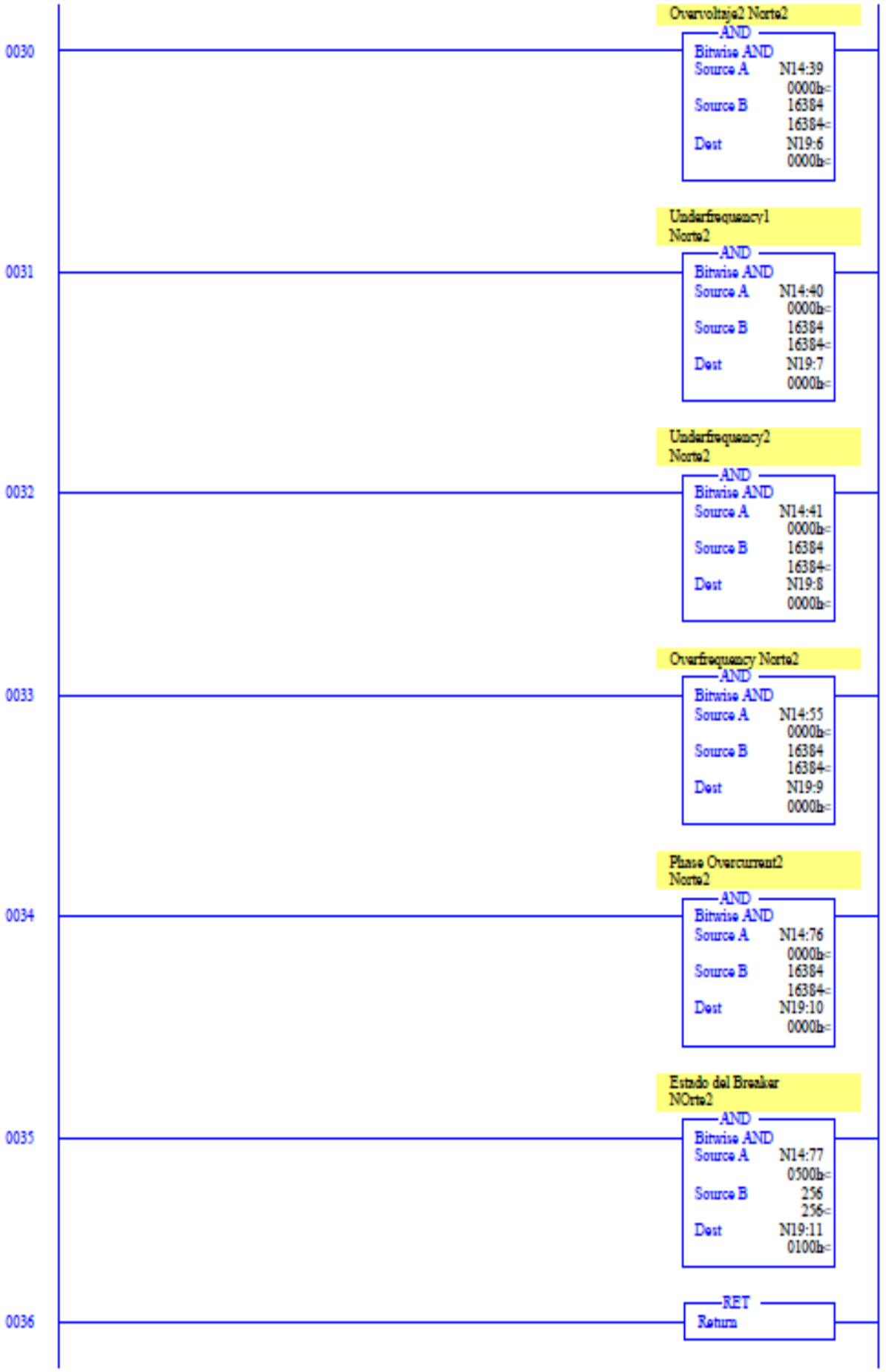



0006
Overvoltaje2 Sur
AND
Bitwise AND
Source A N10:39
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N17:6
0000h<
0007
Underfrequency1 Sur
AND
Bitwise AND
Source A N10:40
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N17:7
0000h<
0008
Underfrequency2 Sur
AND
Bitwise AND
Source A N10:41
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N17:8
0000h<
0009
Overfrequency Sur
AND
Bitwise AND
Source A N10:55
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N17:9
0000h<
0010
Phase Overcurrent2 Sur
AND
Bitwise AND
Source A N10:76
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N17:10
0000h<
0011
Estado del Breaker Sur
AND
Bitwise AND
Source A N10:77
0500h<
Source B 256
256<
Dest N17:11
0100h<

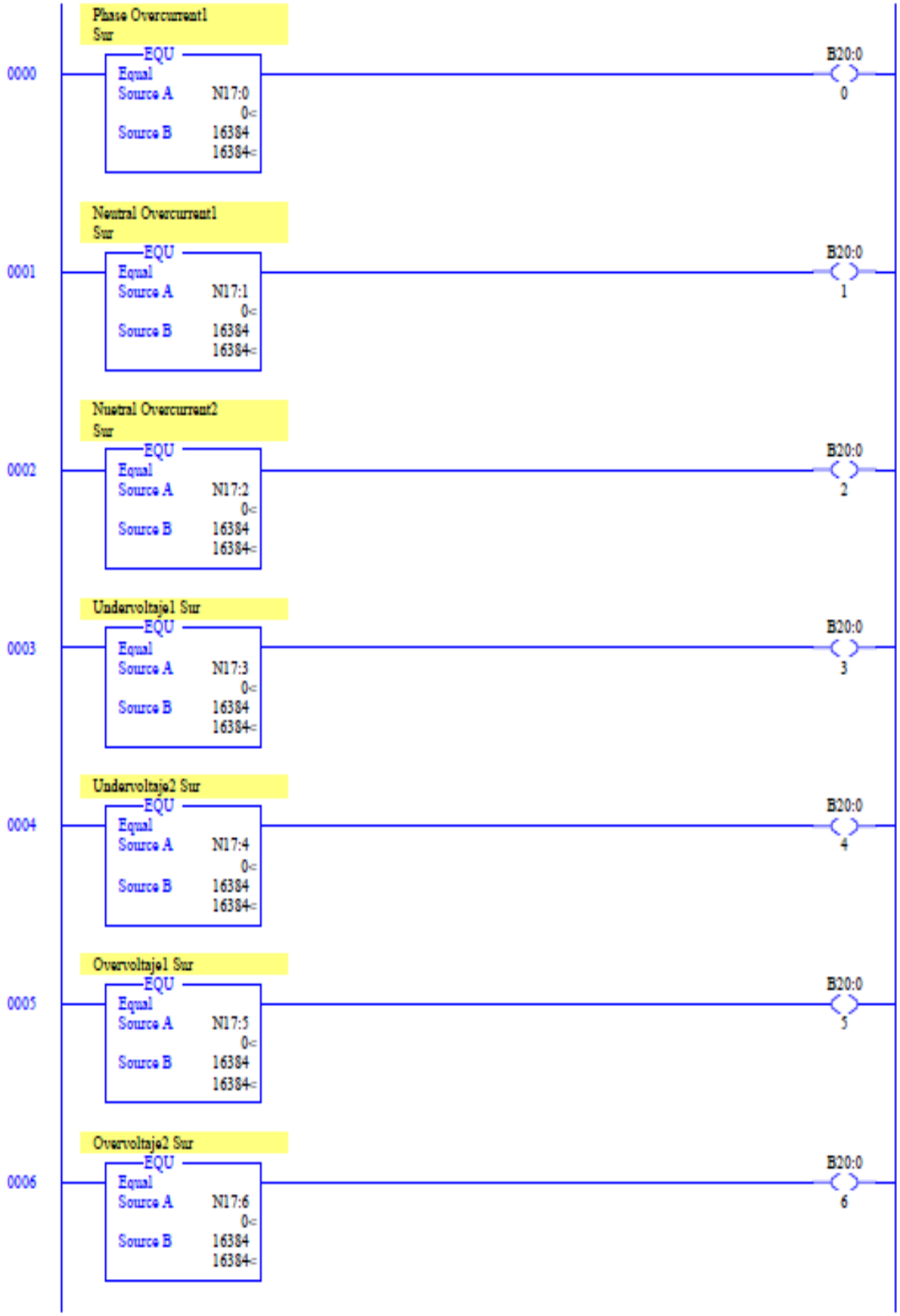

0012
Phase Overcurrent1 Norte1
AND
Bitwise AND
Source A N12:21
0000h=
Source B 16384
16384=
Dest N18:0
0000h=
0013
Neutral Overcurrent Norte1
AND
Bitwise AND
Source A N12:26
0000h=
Source B 16384
16384=
Dest N18:1
0000h=
0014
Neutral Overcurrent 2 Norte1
AND
Bitwise AND
Source A N12:27
0000h=
Source B 16384
16384=
Dest N18:2
0000h=
0015
Undervoltaje1 Norte1
AND
Bitwise AND
Source A N12:34
0000h=
Source B 16384
16384=
Dest N18:3
0000h=
0016
Undervoltaje2 Norte1
AND
Bitwise AND
Source A N12:35
0000h=
Source B 16384
16384=
Dest N18:4
0000h=
0017
Overvoltaje1 Norte1
AND
Bitwise AND
Source A N12:38
0000h=
Source B 16384
16384=
Dest N18:5
0000h=

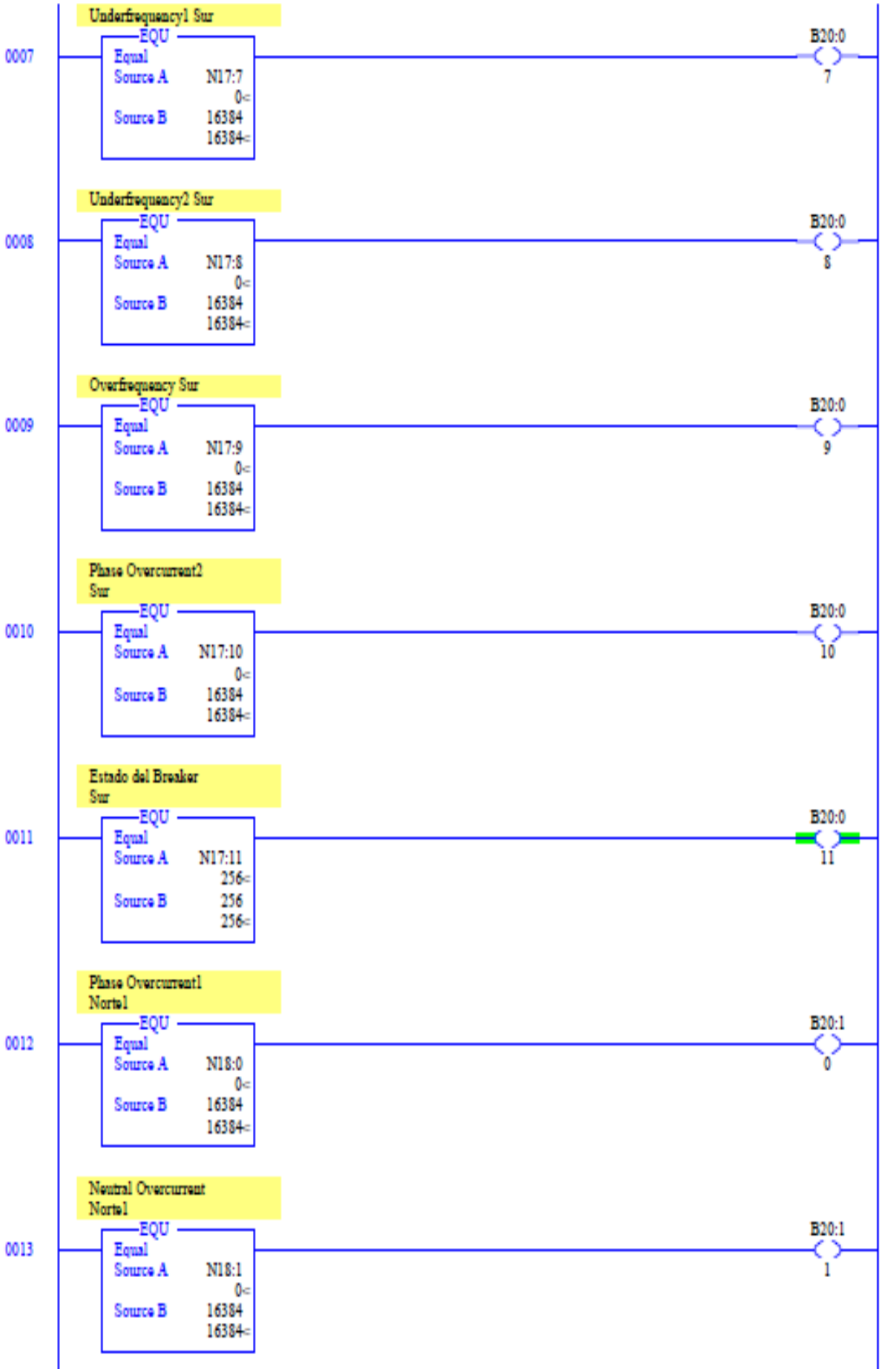

0018
Overvoltaje2 Norte1
AND
Bitwise AND
Source A N12:39
0000h=
Source B 16384
16384=
Dest N18:6
0000h=
0019
Underfrequency1 Norte1
AND
Bitwise AND
Source A N12:40
0000h=
Source B 16384
16384=
Dest N18:7
0000h=
0020
Underfrequency2 Norte1
AND
Bitwise AND
Source A N12:41
0000h=
Source B 16384
16384=
Dest N18:8
0000h=
0021
Overfrequency Norte1
AND
Bitwise AND
Source A N12:55
0000h=
Source B 16384
16384=
Dest N18:9
0000h=
0022
Phase Overcurrent2 Norte1
AND
Bitwise AND
Source A N12:76
0000h=
Source B 16384
16384=
Dest N18:10
0000h=
0023
Estado del Breaker Norte1
AND
Bitwise AND
Source A N12:77
0500h=
Source B 256
256=
Dest N18:11
0100h=

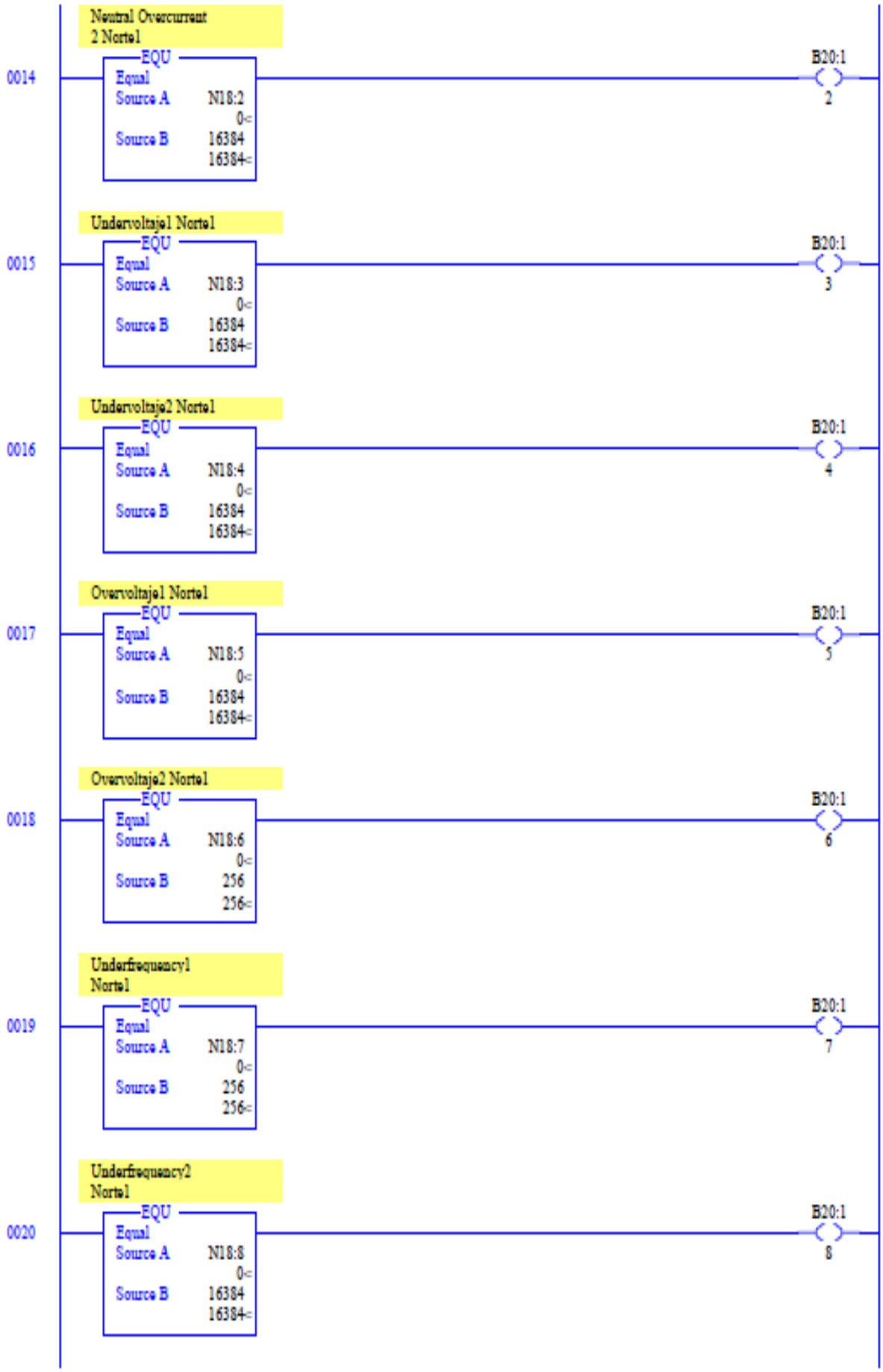

Phase Overcurrent1 Norte2
0024
AND
Bitwise AND
Source A N14:21
0000h=
Source B 16384
16384=
Dest N19:0
0000h=
Neutral Overcurrent1 Norte2
0025
AND
Bitwise AND
Source A N14:26
0000h=
Source B 16384
16384=
Dest N19:1
0000h=
Nuetral Overcurrent2 Norte2
0026
AND
Bitwise AND
Source A N14:27
0000h=
Source B 16384
16384=
Dest N19:2
0000h=
Undervoltaje1 Norte2
0027
AND
Bitwise AND
Source A N14:34
0000h=
Source B 16384
16384=
Dest N19:3
0000h=
Undervoltaje2 Norte2
0028
AND
Bitwise AND
Source A N14:35
0000h=
Source B 16384
16384=
Dest N19:4
0000h=
Overvoltaje1 Norte2
0029
AND
Bitwise AND
Source A N14:38
0000h=
Source B 16384
16384=
Dest N19:5
0000h=

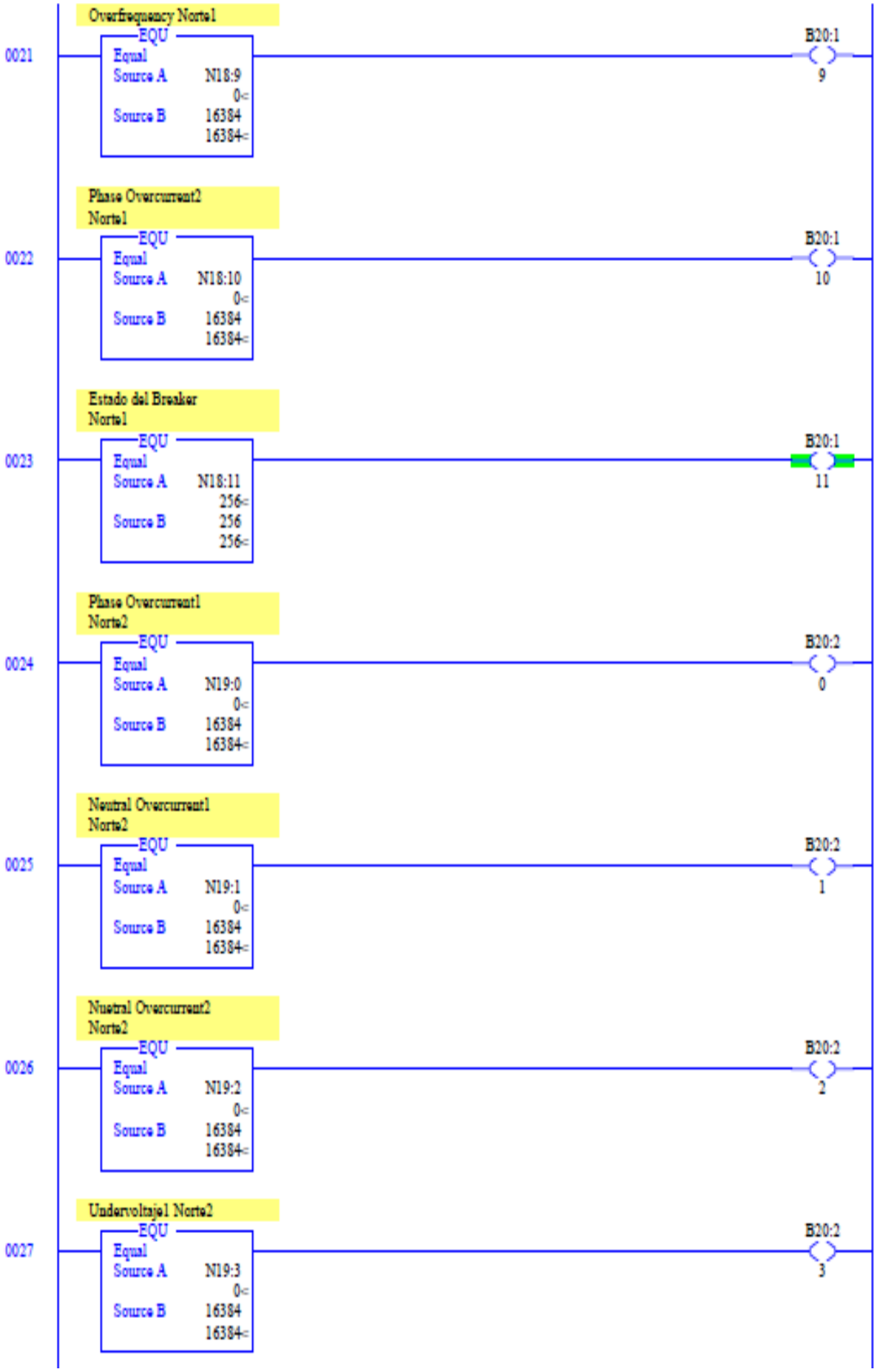

0030
Overvoltaje2 Norte2
AND
Bitwise AND
Source A N14:39
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N19:6
0000h<
0031
Underfrequency1 Norte2
AND
Bitwise AND
Source A N14:40
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N19:7
0000h<
0032
Underfrequency2 Norte2
AND
Bitwise AND
Source A N14:41
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N19:8
0000h<
0033
Overfrequency Norte2
AND
Bitwise AND
Source A N14:55
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N19:9
0000h<
0034
Phase Overcurrent2 Norte2
AND
Bitwise AND
Source A N14:76
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N19:10
0000h<
0035
Estado del Breaker NOrte2
AND
Bitwise AND
Source A N14:77
0500h<
Source B 256
256<
Dest N19:11
0100h<
0036
RET
Return

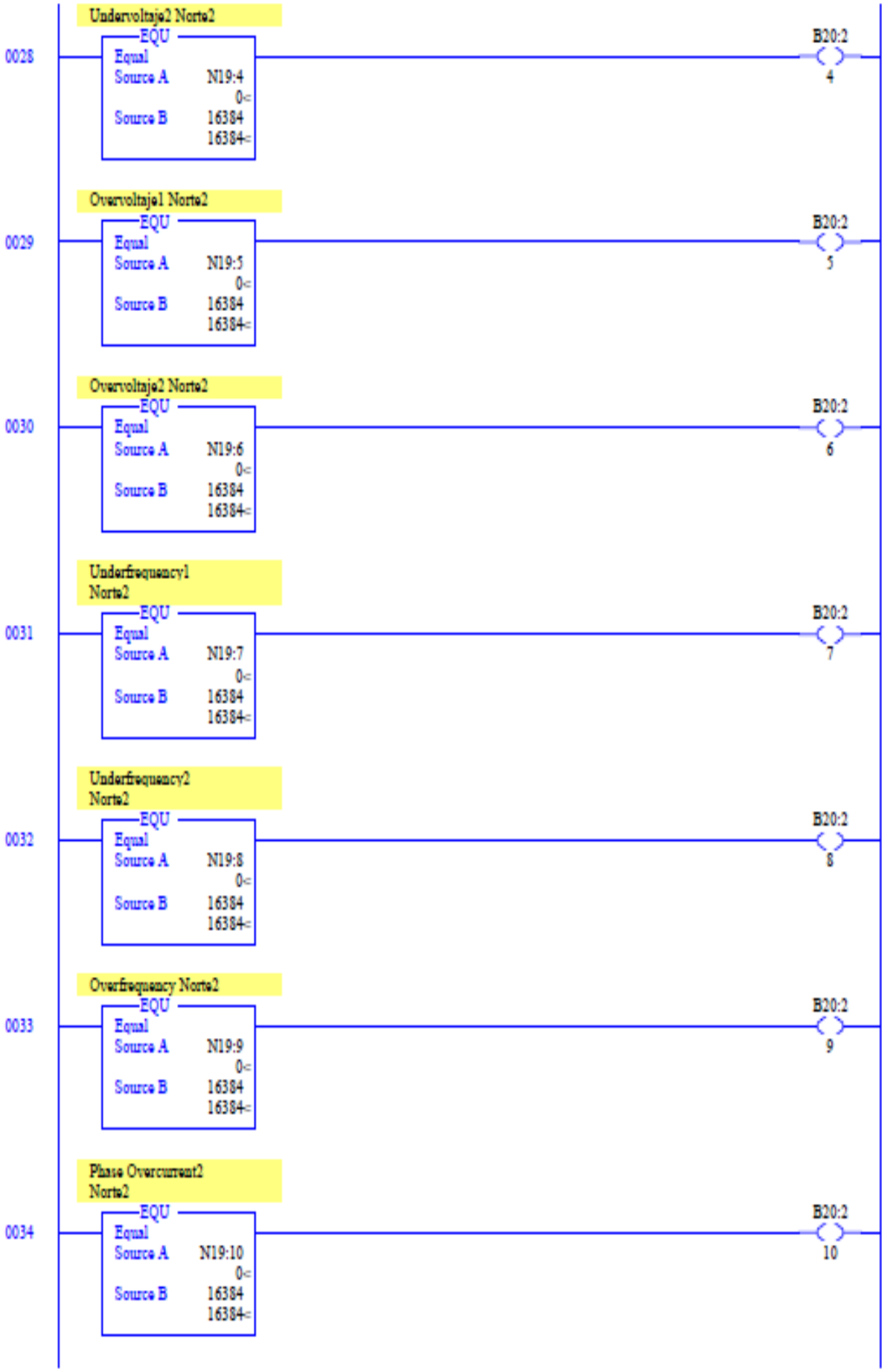
C.1.1.6 Subrutina de ordenamiento de alarmas

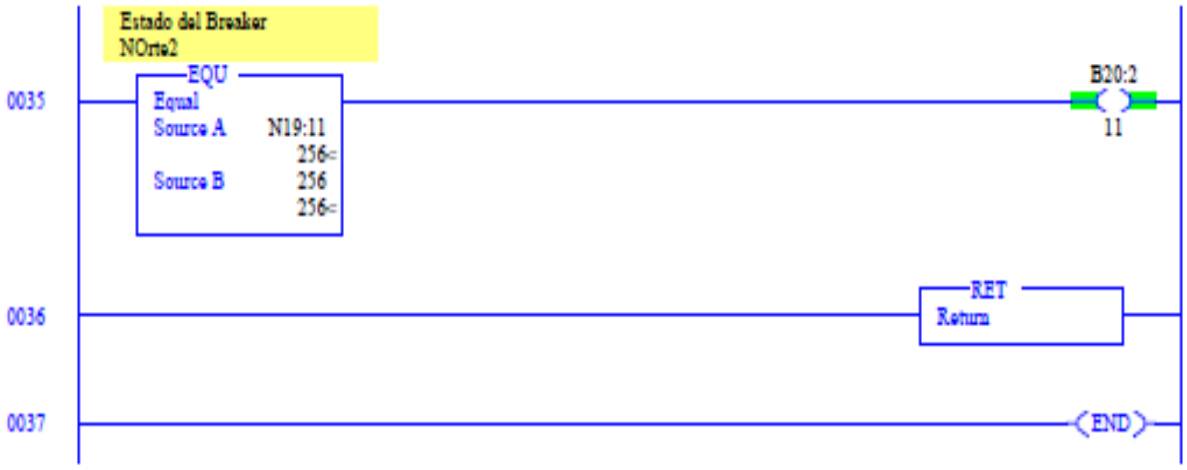



Underfrequency1 Sur
0007
EQU
Equal
Source A N17:7
0<
Source B 16384
16384<
B20:0
7
Underfrequency2 Sur
0008
EQU
Equal
Source A N17:8
0<
Source B 16384
16384<
B20:0
8
Overfrequency Sur
0009
EQU
Equal
Source A N17:9
0<
Source B 16384
16384<
B20:0
9
Phase Overcurrent2
Sur
0010
EQU
Equal
Source A N17:10
0<
Source B 16384
16384<
B20:0
10
Estado del Breaker
Sur
0011
EQU
Equal
Source A N17:11
256<
Source B 256
256<
B20:0
11
Phase Overcurrent1
Norte1
0012
EQU
Equal
Source A N18:0
0<
Source B 16384
16384<
B20:1
0
Neutral Overcurrent
Norte1
0013
EQU
Equal
Source A N18:1
0<
Source B 16384
16384<
B20:1
1


Neutral Overcurrent 2 Norte1
0014
EQU
Equal
Source A N18:2
0<
Source B 16384
16384<
B20:1
2
Undervoltaje1 Norte1
0015
EQU
Equal
Source A N18:3
0<
Source B 16384
16384<
B20:1
3
Undervoltaje2 Norte1
0016
EQU
Equal
Source A N18:4
0<
Source B 16384
16384<
B20:1
4
Overvoltaje1 Norte1
0017
EQU
Equal
Source A N18:5
0<
Source B 16384
16384<
B20:1
5
Overvoltaje2 Norte1
0018
EQU
Equal
Source A N18:6
0<
Source B 256
256<
B20:1
6
Underfrequency1 Norte1
0019
EQU
Equal
Source A N18:7
0<
Source B 256
256<
B20:1
7
Underfrequency2 Norte1
0020
EQU
Equal
Source A N18:8
0<
Source B 16384
16384<
B20:1
8


Overfrequency Norte1
0021
EQU
Equal
Source A N18:9
0<
Source B 16384
16384<
B20:1
9
Phase Overcurrent2 Norte1
0022
EQU
Equal
Source A N18:10
0<
Source B 16384
16384<
B20:1
10
Estado del Breaker Norte1
0023
EQU
Equal
Source A N18:11
256<
Source B 256
256<
B20:1
11
Phase Overcurrent1 Norte2
0024
EQU
Equal
Source A N19:0
0<
Source B 16384
16384<
B20:2
0
Neutral Overcurrent1 Norte2
0025
EQU
Equal
Source A N19:1
0<
Source B 16384
16384<
B20:2
1
Nuetral Overcurrent2 Norte2
0026
EQU
Equal
Source A N19:2
0<
Source B 16384
16384<
B20:2
2
Undervoltaje1 Norte2
0027
EQU
Equal
Source A N19:3
0<
Source B 16384
16384<
B20:2
3

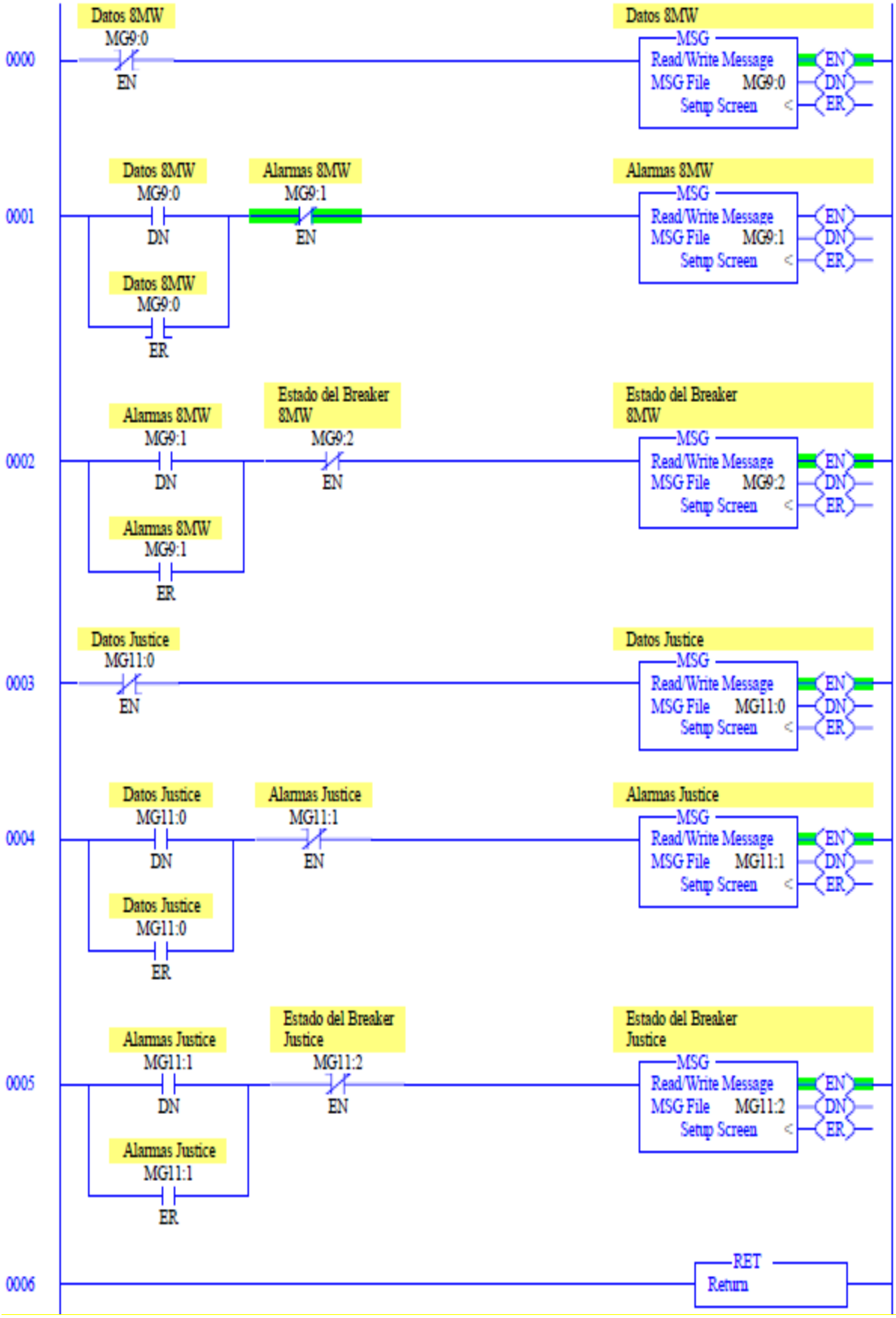

Undervoltaje2 Norte2
0028
EQU
Equal
Source A N19:4
0<
Source B 16384
16384<
B20:2
4
Overvoltaje1 Norte2
0029
EQU
Equal
Source A N19:5
0<
Source B 16384
16384<
B20:2
5
Overvoltaje2 Norte2
0030
EQU
Equal
Source A N19:6
0<
Source B 16384
16384<
B20:2
6
Underfrequency1 Norte2
0031
EQU
Equal
Source A N19:7
0<
Source B 16384
16384<
B20:2
7
Underfrequency2 Norte2
0032
EQU
Equal
Source A N19:8
0<
Source B 16384
16384<
B20:2
8
Overfrequency Norte2
0033
EQU
Equal
Source A N19:9
0<
Source B 16384
16384<
B20:2
9
Phase Overcurrent2 Norte2
0034
EQU
Equal
Source A N19:10
0<
Source B 16384
16384<
B20:2
10



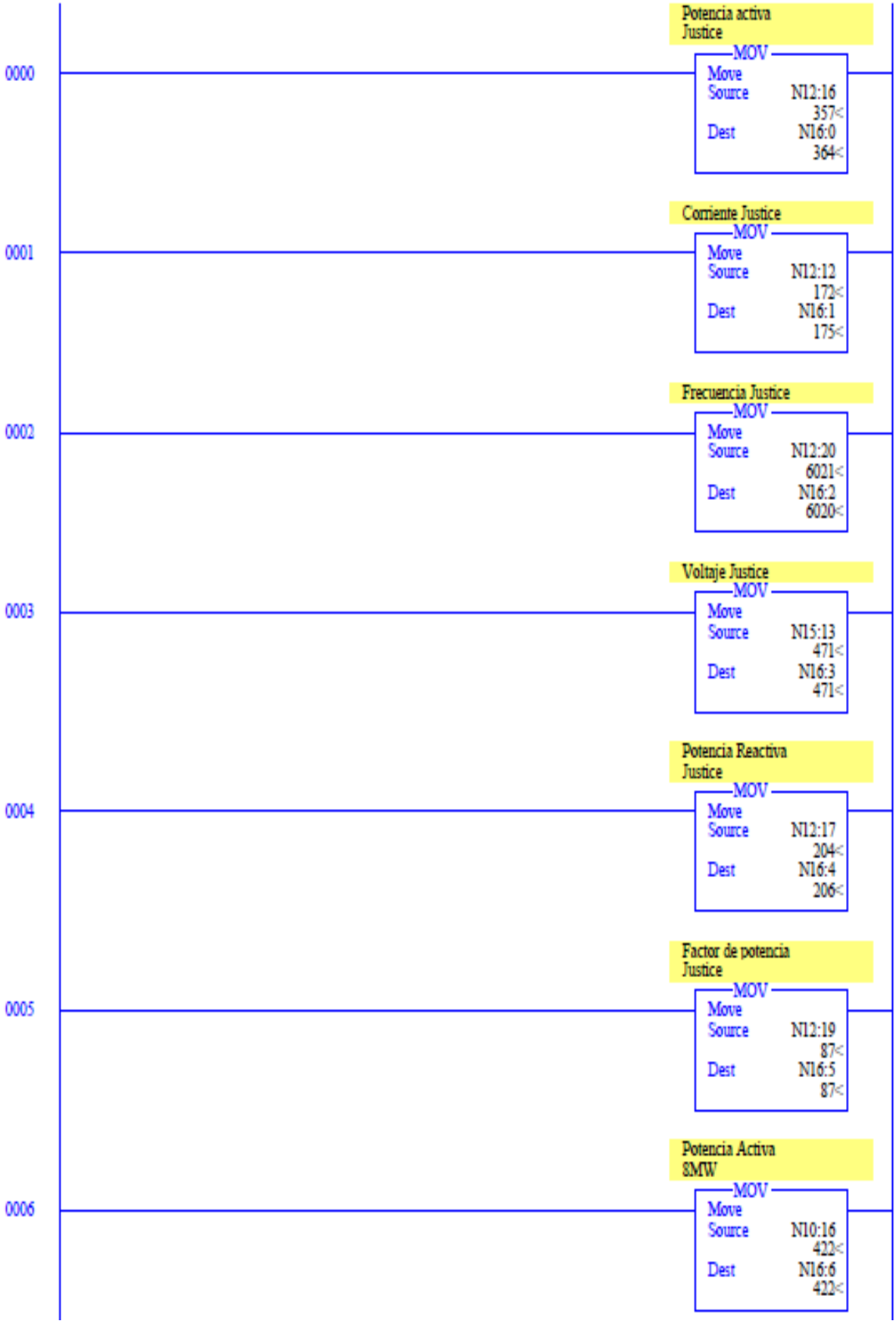
C.1.2 PROGRAMA EN PLC EN SALA DE CONTROL HPS

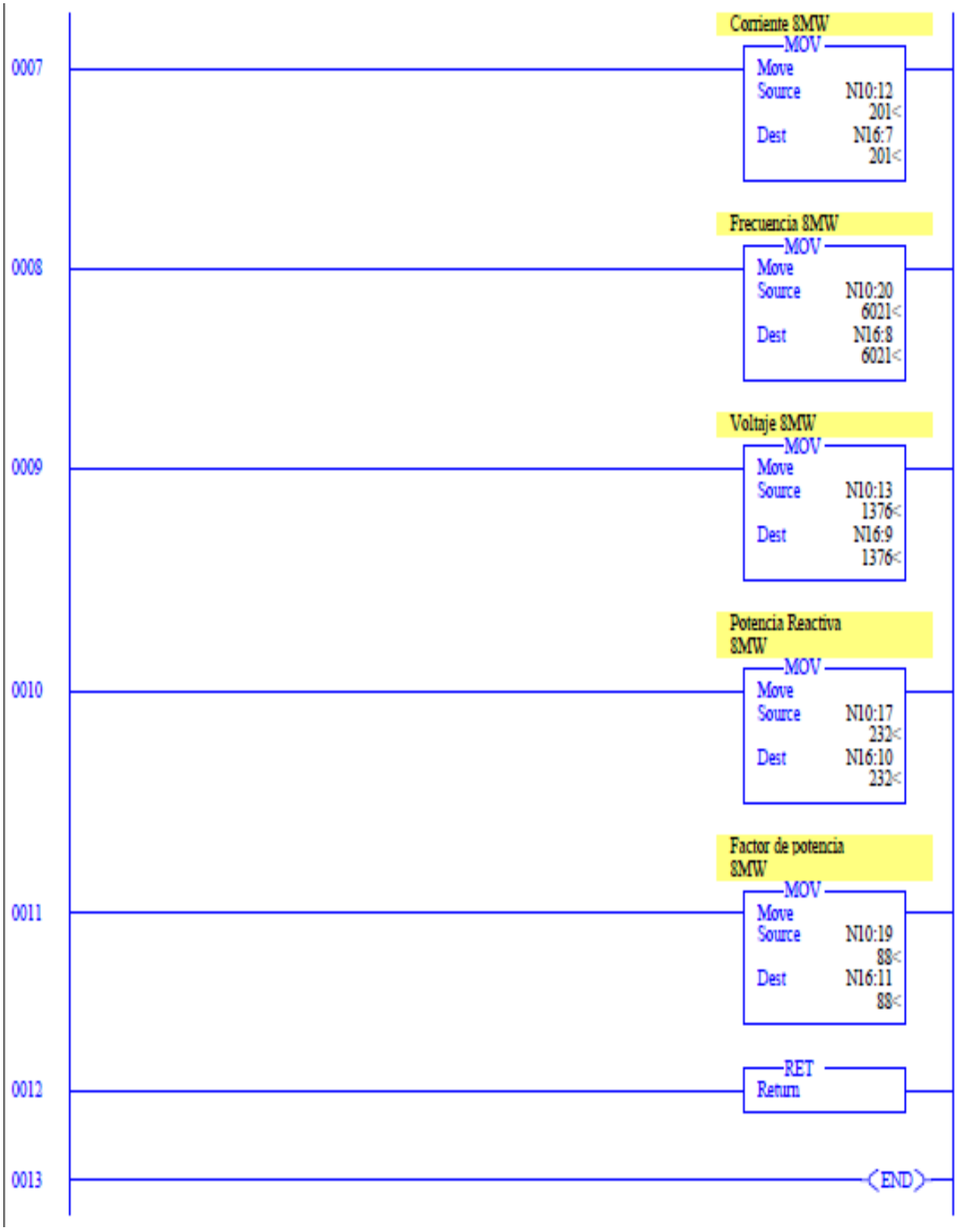
C.1.2.1 Subrutina de direccionamiento de subrutinas

C.1.2.2 Subrutina de lectura de datos de relés Multilim 750 Sala de Control HPs

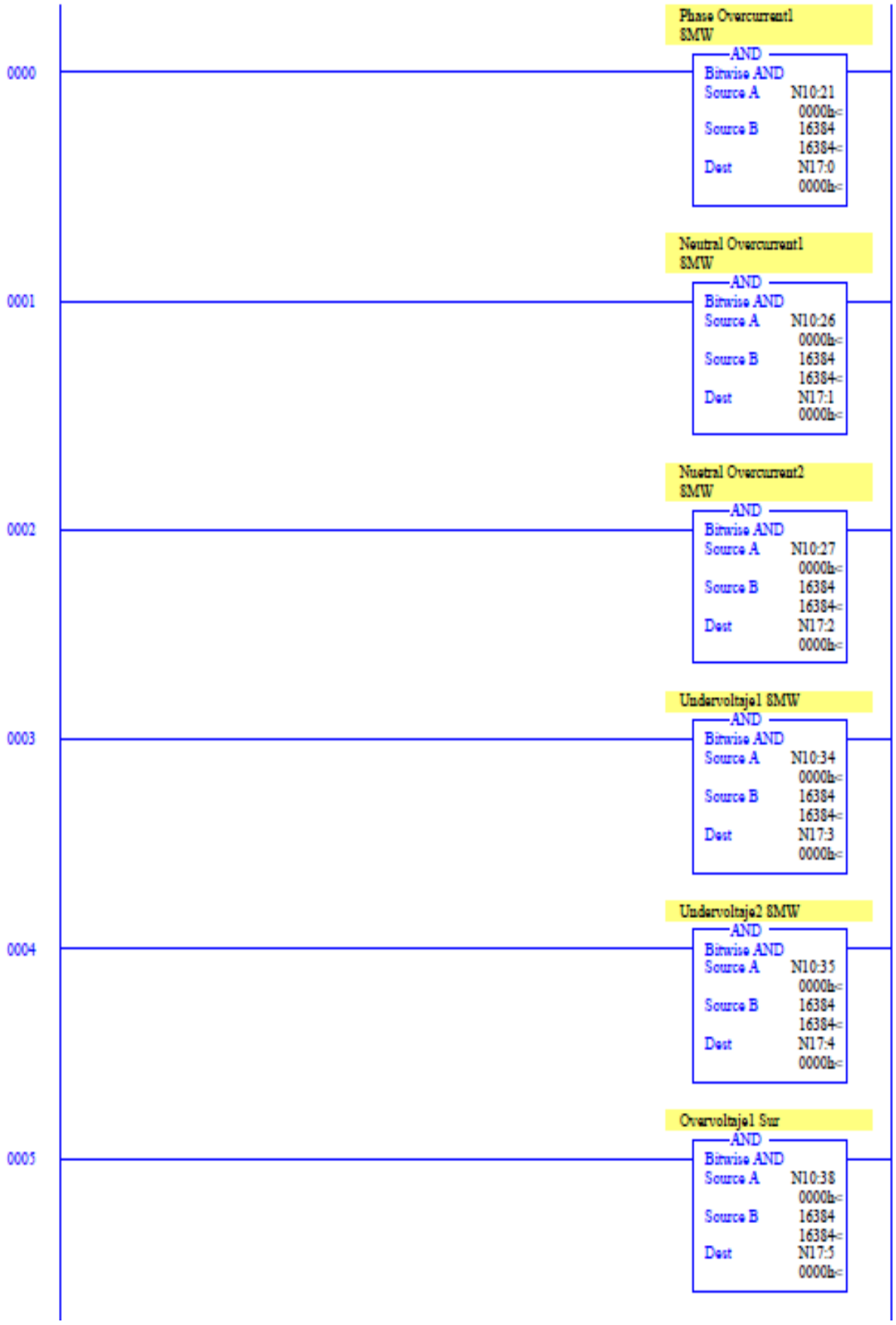


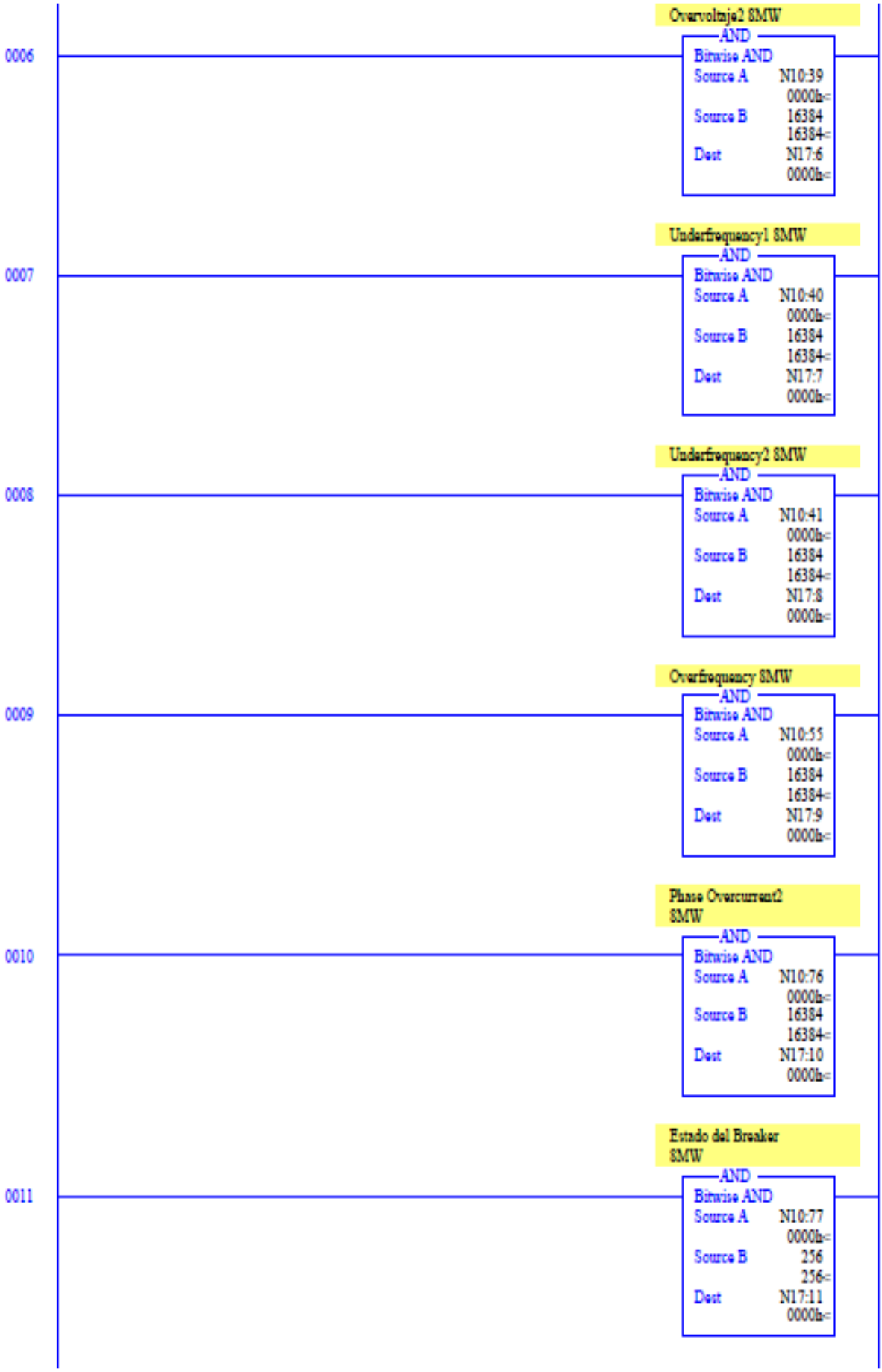
C.1.2.3 Subrutina de ordenamiento de datos en sala de control HPs

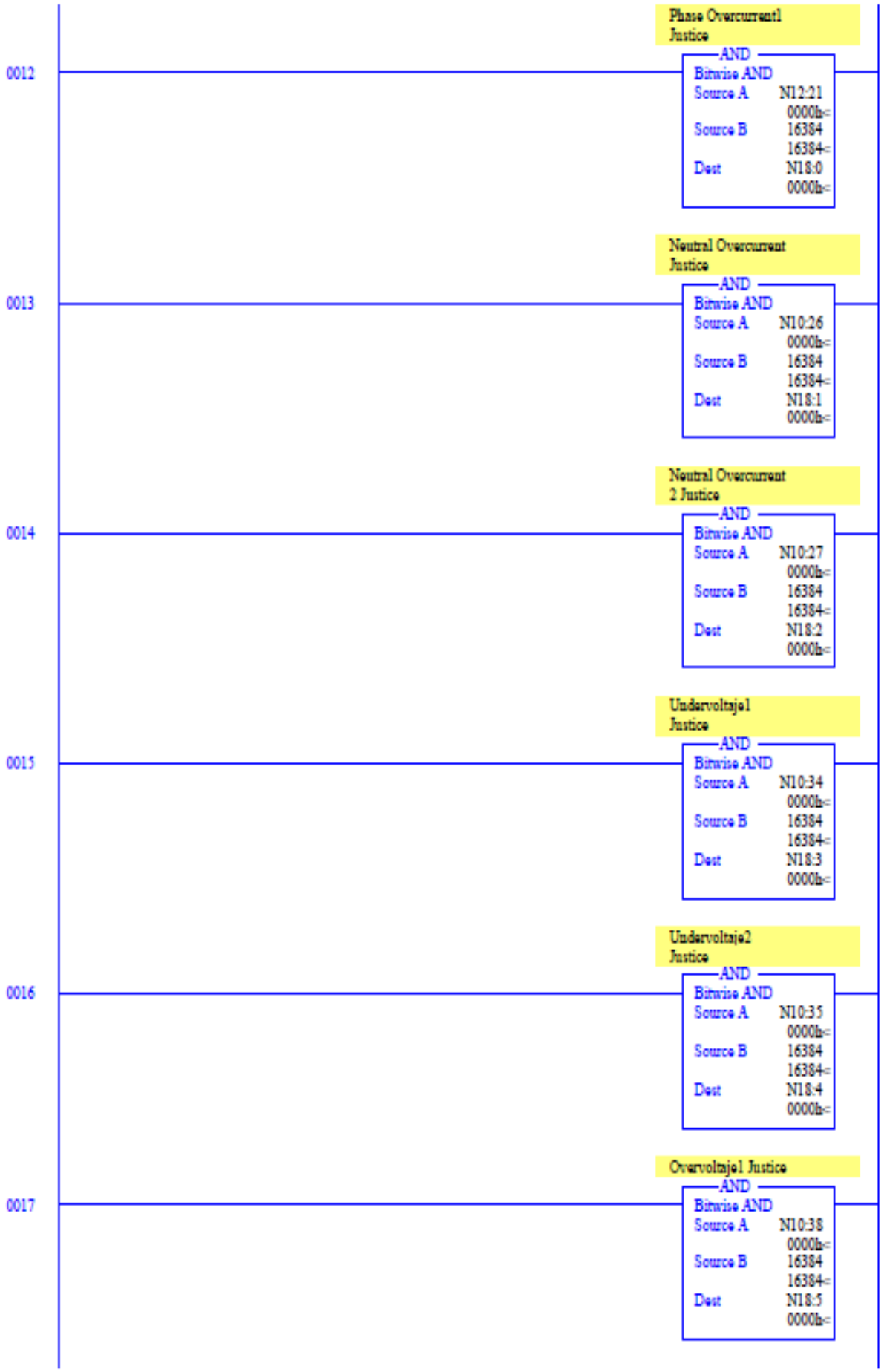


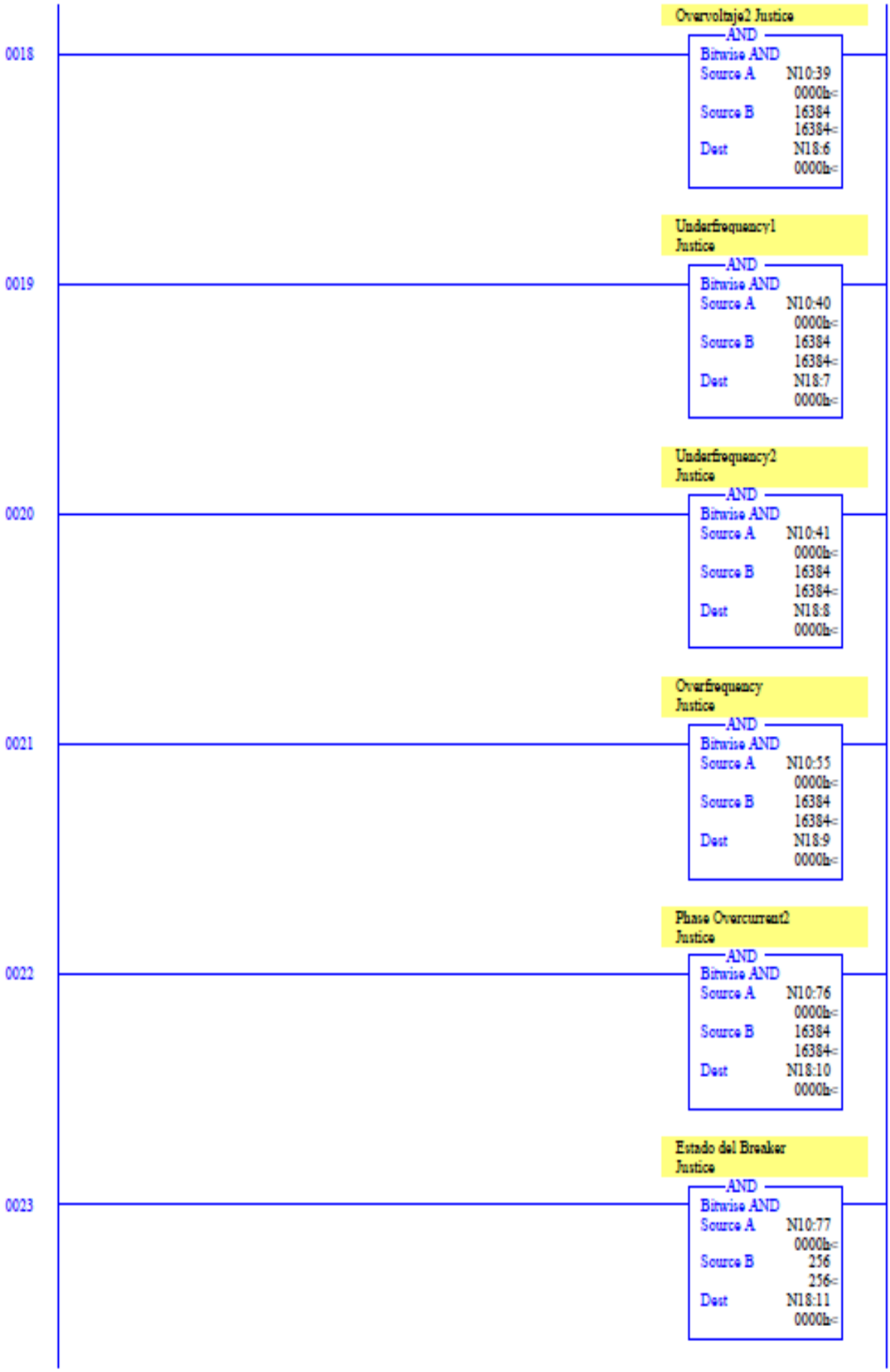

0007
Corriente 8MW
MOV
Move
Source N10:12
201<
Dest N16:7
201<
0008
Frecuencia 8MW
MOV
Move
Source N10:20
6021<
Dest N16:8
6021<
0009
Voltaje 8MW
MOV
Move
Source N10:13
1376<
Dest N16:9
1376<
0010
Potencia Reactiva 8MW
MOV
Move
Source N10:17
232<
Dest N16:10
232<
0011
Factor de potencia 8MW
MOV
Move
Source N10:19
88<
Dest N16:11
88<
0012
RET
Return
0013
END

C.1.2.4 Subrutina de registro de alarmas en sala de control HPs

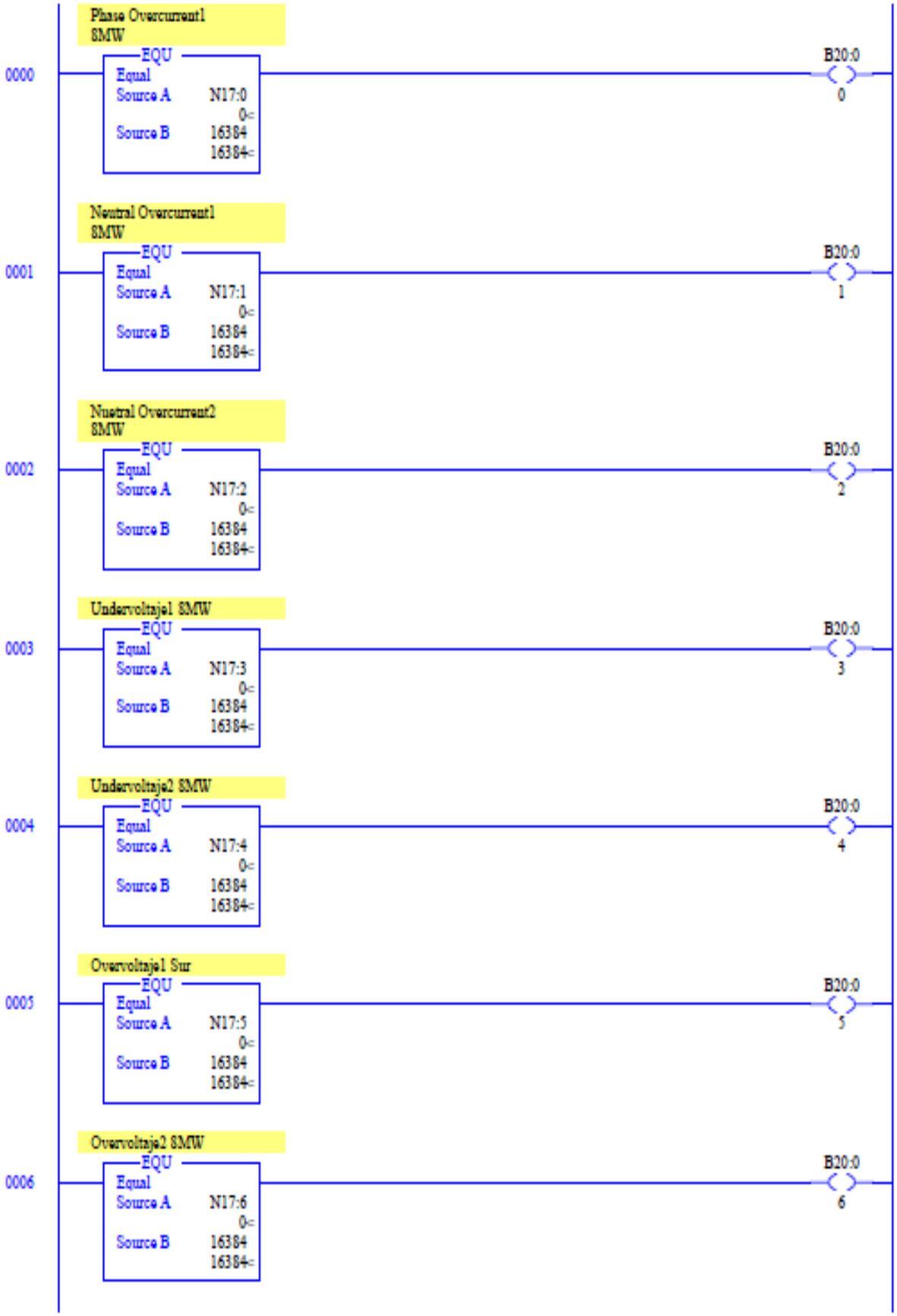


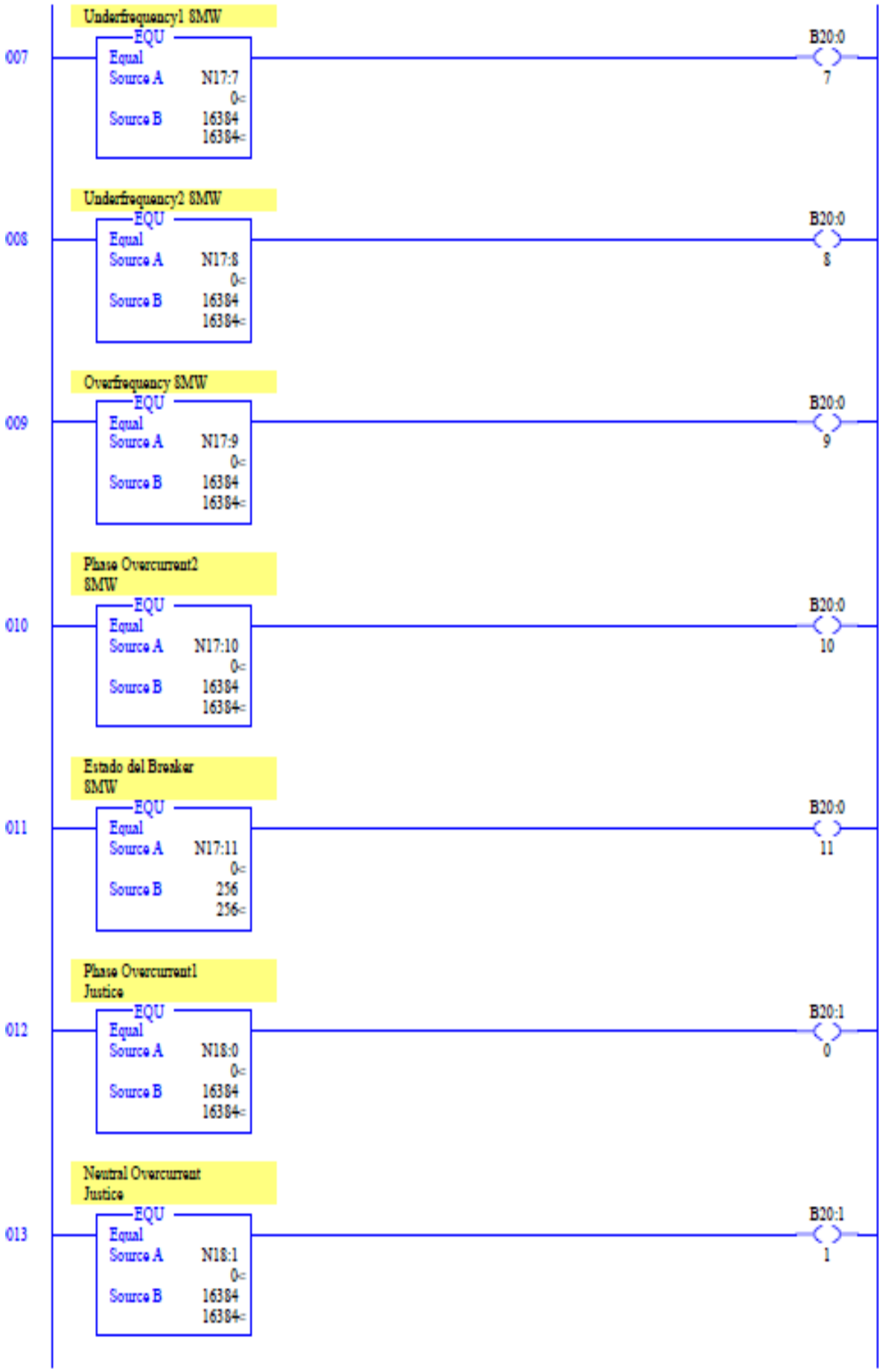

0006
Overvoltaje2 8MW
AND
Bitwise AND
Source A N10:39
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N17:6
0000h<
0007
Underfrequency1 8MW
AND
Bitwise AND
Source A N10:40
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N17:7
0000h<
0008
Underfrequency2 8MW
AND
Bitwise AND
Source A N10:41
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N17:8
0000h<
0009
Overfrequency 8MW
AND
Bitwise AND
Source A N10:55
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N17:9
0000h<
0010
Phase Overcurrent2 8MW
AND
Bitwise AND
Source A N10:76
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N17:10
0000h<
0011
Estado del Breaker 8MW
AND
Bitwise AND
Source A N10:77
0000h<
Source B 256
256<
Dest N17:11
0000h<

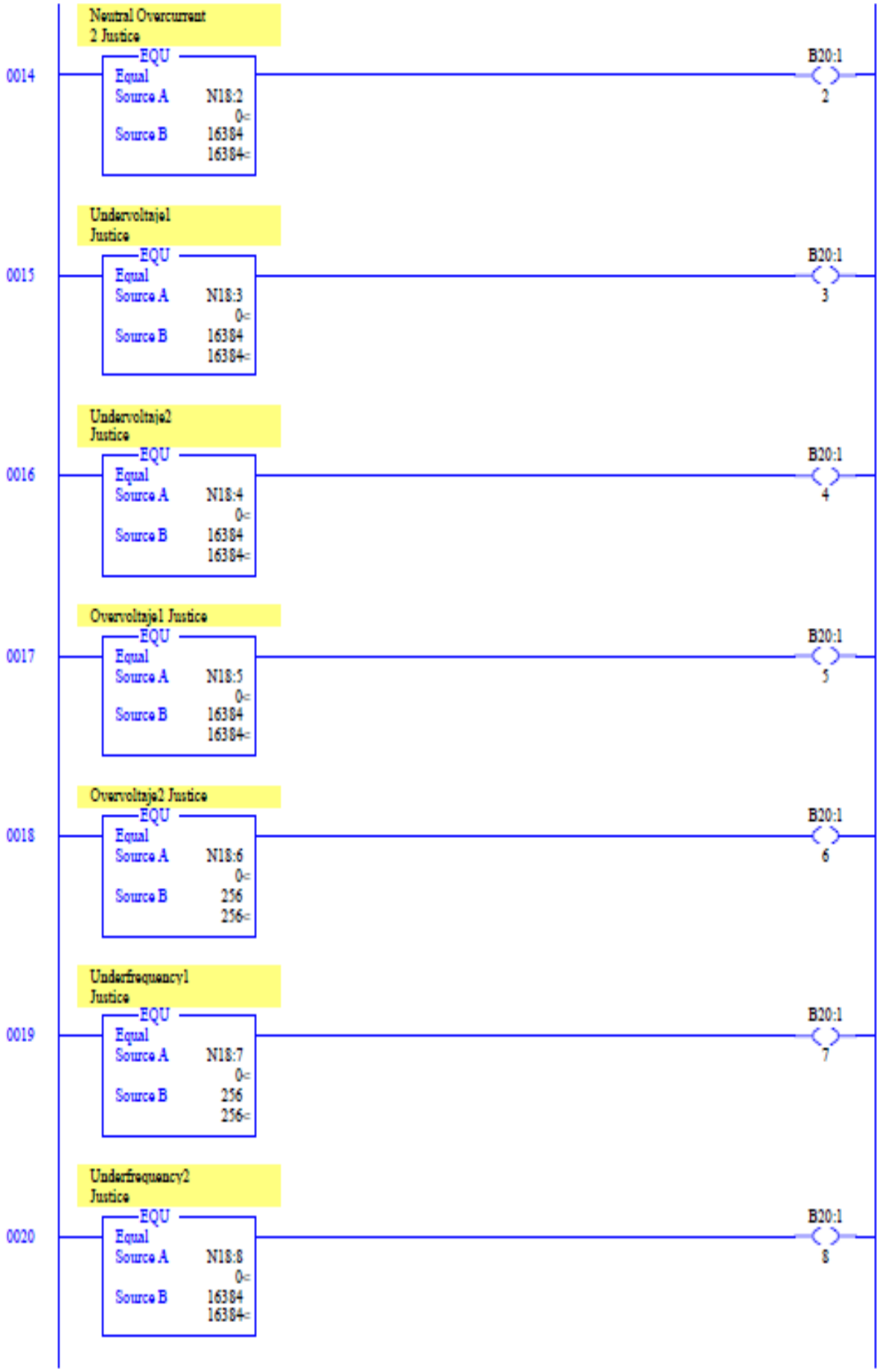

Phase Overcurrent1 Justice
0012
AND
Bitwise AND
Source A N12:21
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N18:0
0000h<
Neutral Overcurrent Justice
0013
AND
Bitwise AND
Source A N10:26
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N18:1
0000h<
Neutral Overcurrent 2 Justice
0014
AND
Bitwise AND
Source A N10:27
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N18:2
0000h<
Undervoltaje1 Justice
0015
AND
Bitwise AND
Source A N10:34
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N18:3
0000h<
Undervoltaje2 Justice
0016
AND
Bitwise AND
Source A N10:35
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N18:4
0000h<
Overvoltaje1 Justice
0017
AND
Bitwise AND
Source A N10:38
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N18:5
0000h<

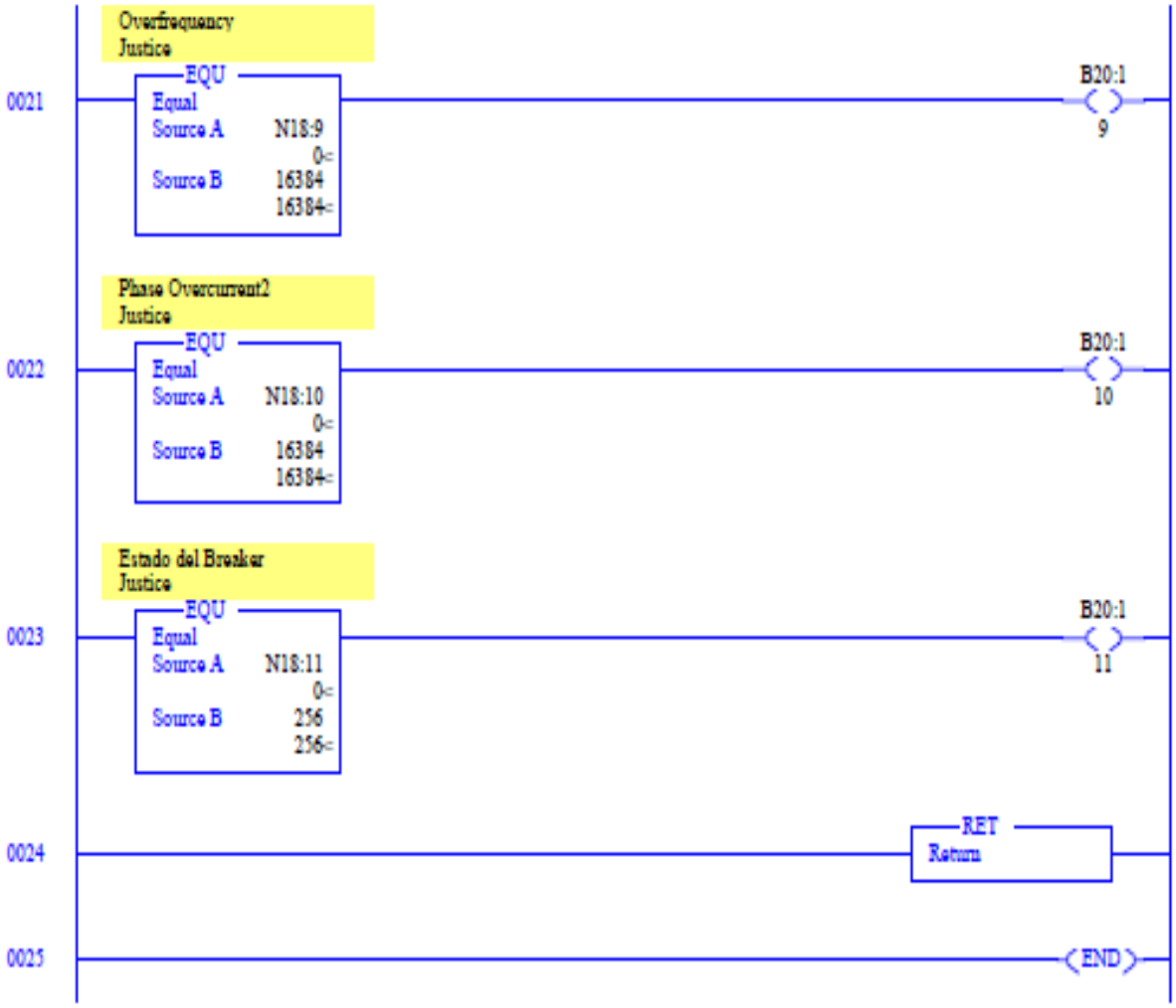

0018
Overvoltaje2 Justice
AND
Bitwise AND
Source A N10:39
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N18:6
0000h<
0019
Underfrequency1 Justice
AND
Bitwise AND
Source A N10:40
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N18:7
0000h<
0020
Underfrequency2 Justice
AND
Bitwise AND
Source A N10:41
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N18:8
0000h<
0021
Overfrequency Justice
AND
Bitwise AND
Source A N10:55
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N18:9
0000h<
0022
Phase Overcurrent2 Justice
AND
Bitwise AND
Source A N10:76
0000h<
Source B 16384
16384<
Dest N18:10
0000h<
0023
Estado del Breaker Justice
AND
Bitwise AND
Source A N10:77
0000h<
Source B 256
256<
Dest N18:11
0000h<

C.1.2.5 Subrutina de ordenamiento de valores de alarmas en sala de control HPS



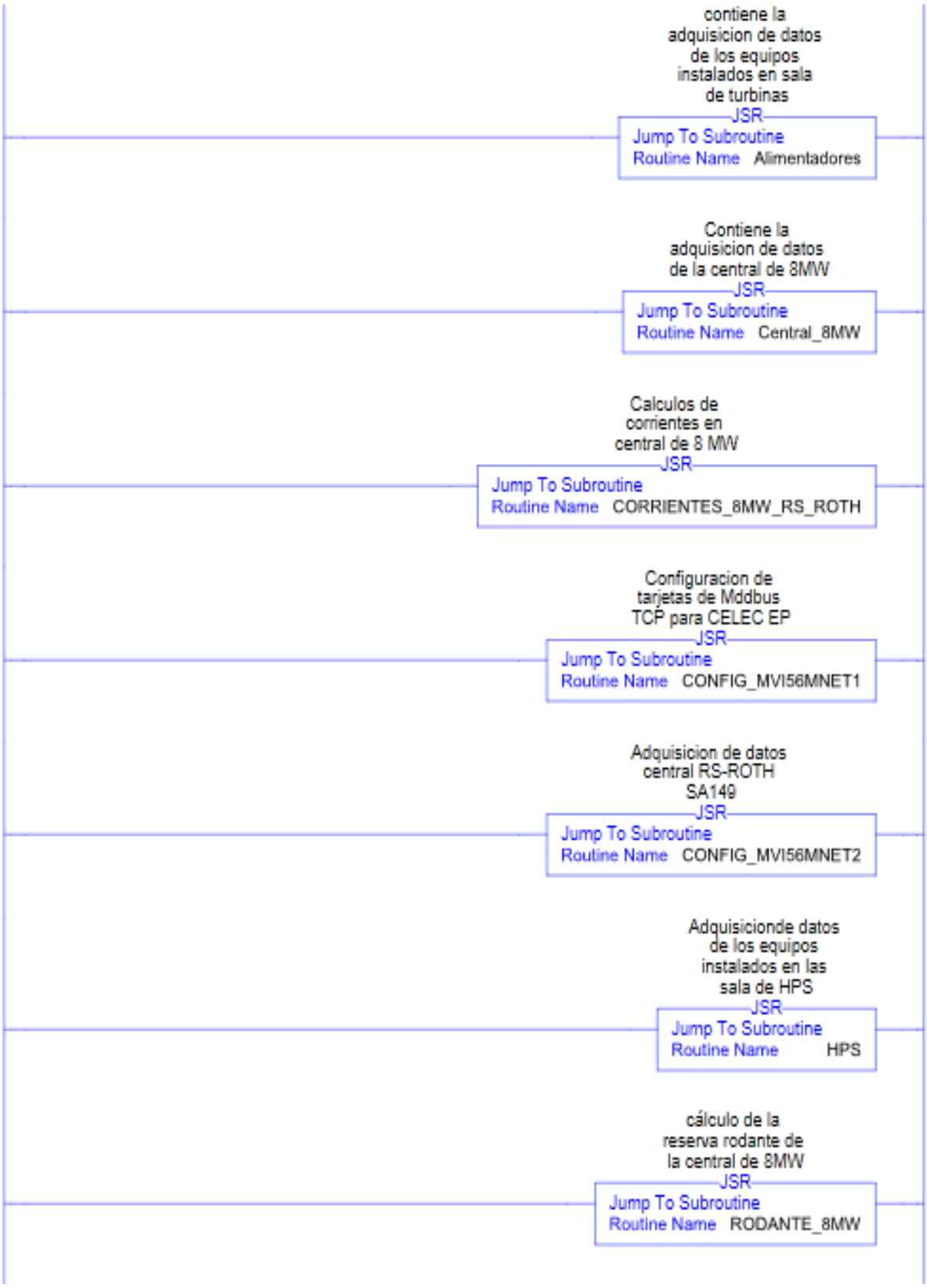

Underfrequency1 8MW
007
EQU
Equal
Source A N17:7
0<
Source B 16384
16384<
B20:0
7
Underfrequency2 8MW
008
EQU
Equal
Source A N17:8
0<
Source B 16384
16384<
B20:0
8
Overfrequency 8MW
009
EQU
Equal
Source A N17:9
0<
Source B 16384
16384<
B20:0
9
Phase Overcurrent2
8MW
010
EQU
Equal
Source A N17:10
0<
Source B 16384
16384<
B20:0
10
Estado del Breaker
8MW
011
EQU
Equal
Source A N17:11
0<
Source B 256
256<
B20:0
11
Phase Overcurrent1
Justice
012
EQU
Equal
Source A N18:0
0<
Source B 16384
16384<
B20:1
0
Neutral Overcurrent
Justice
013
EQU
Equal
Source A N18:1
0<
Source B 16384
16384<
B20:1
1

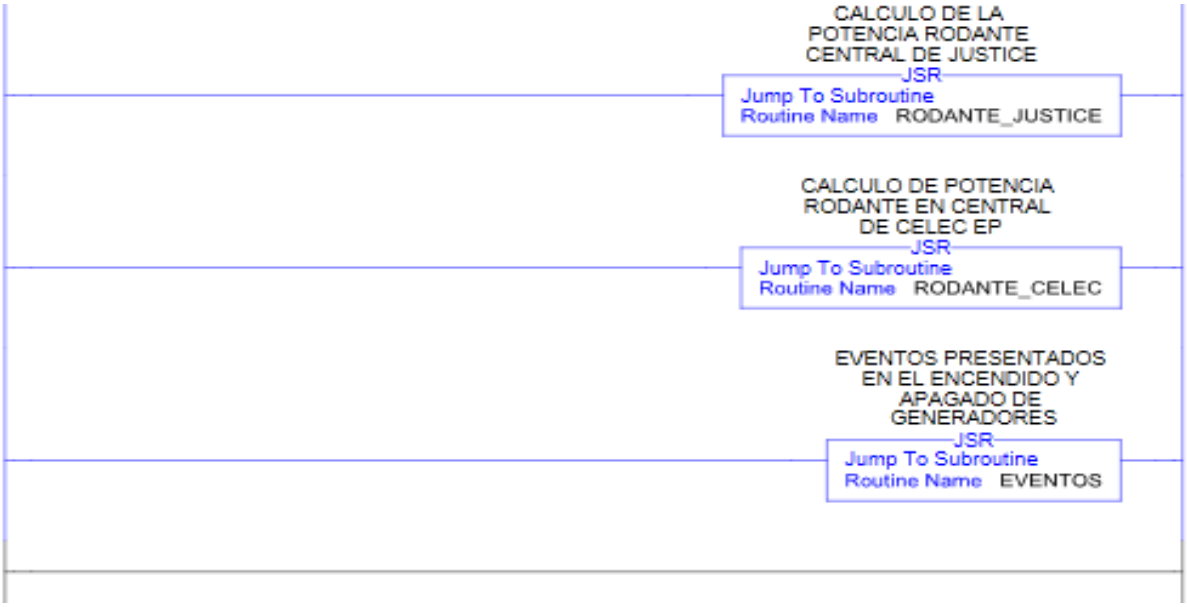

Neutral Overcurrent 2 Justice
0014
EQU
Equal
Source A N18:2
0<
Source B 16384
16384<
B20:1
2
Undervoltaje1 Justice
0015
EQU
Equal
Source A N18:3
0<
Source B 16384
16384<
B20:1
3
Undervoltaje2 Justice
0016
EQU
Equal
Source A N18:4
0<
Source B 16384
16384<
B20:1
4
Overvoltaje1 Justice
0017
EQU
Equal
Source A N18:5
0<
Source B 16384
16384<
B20:1
5
Overvoltaje2 Justice
0018
EQU
Equal
Source A N18:6
0<
Source B 256
256<
B20:1
6
Underfrequency1 Justice
0019
EQU
Equal
Source A N18:7
0<
Source B 256
256<
B20:1
7
Underfrequency2 Justice
0020
EQU
Equal
Source A N18:8
0<
Source B 16384
16384<
B20:1
8


Overfrequency
Justice
0021
EQU
Equal
Source A N18:9
0<
Source B 16384
16384<
B20:1
9
Phase Overcurrent2
Justice
0022
EQU
Equal
Source A N18:10
0<
Source B 16384
16384<
B20:1
10
Estado del Breaker
Justice
0023
EQU
Equal
Source A N18:11
0<
Source B 256
256<
B20:1
11
0024
RET
Return
0025
END

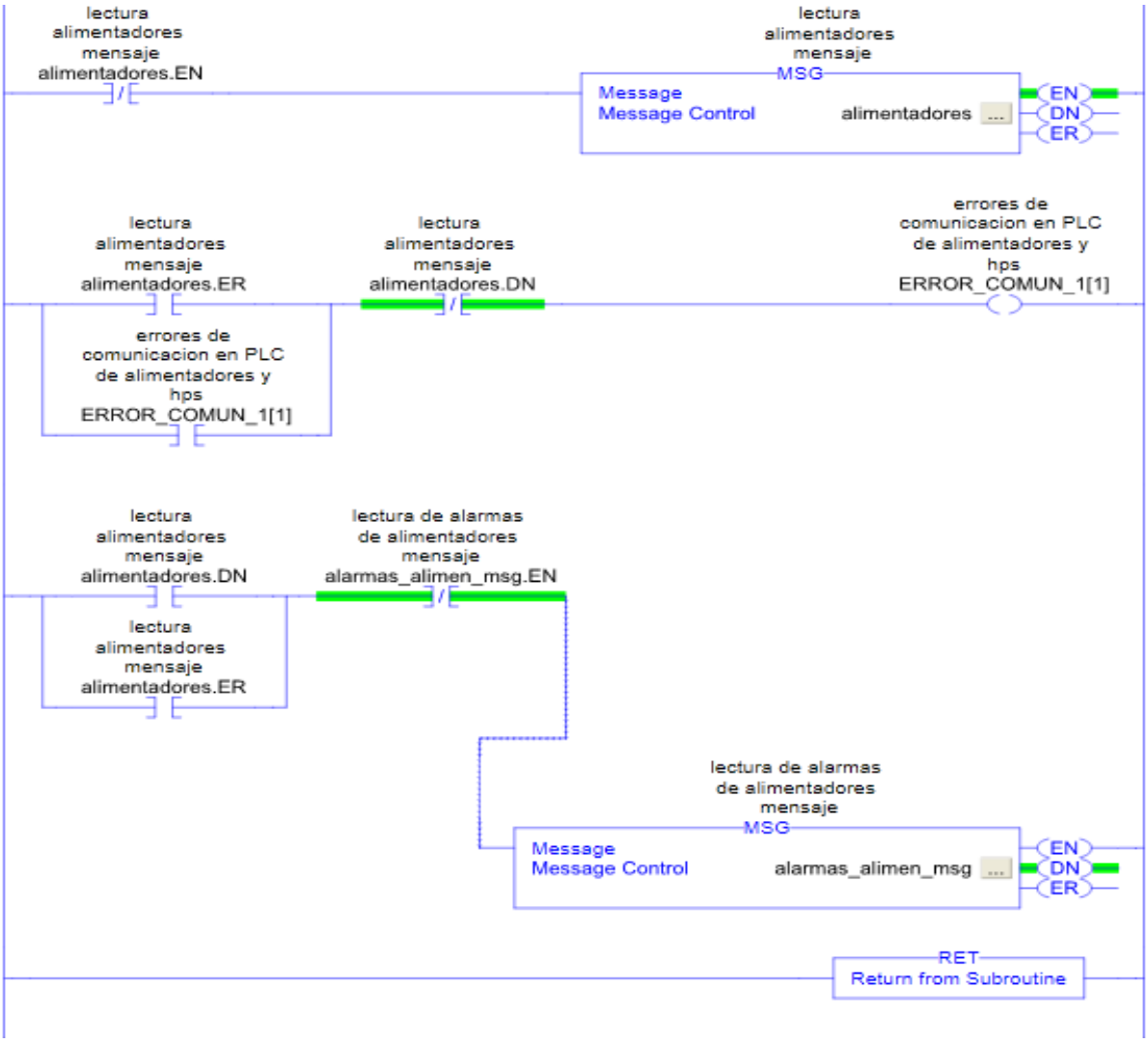
C.2 PROGRAMA REALIZADO EN PLC LOGIX5561

C.2.1 Subrutina de direccionamiento de subrutinas

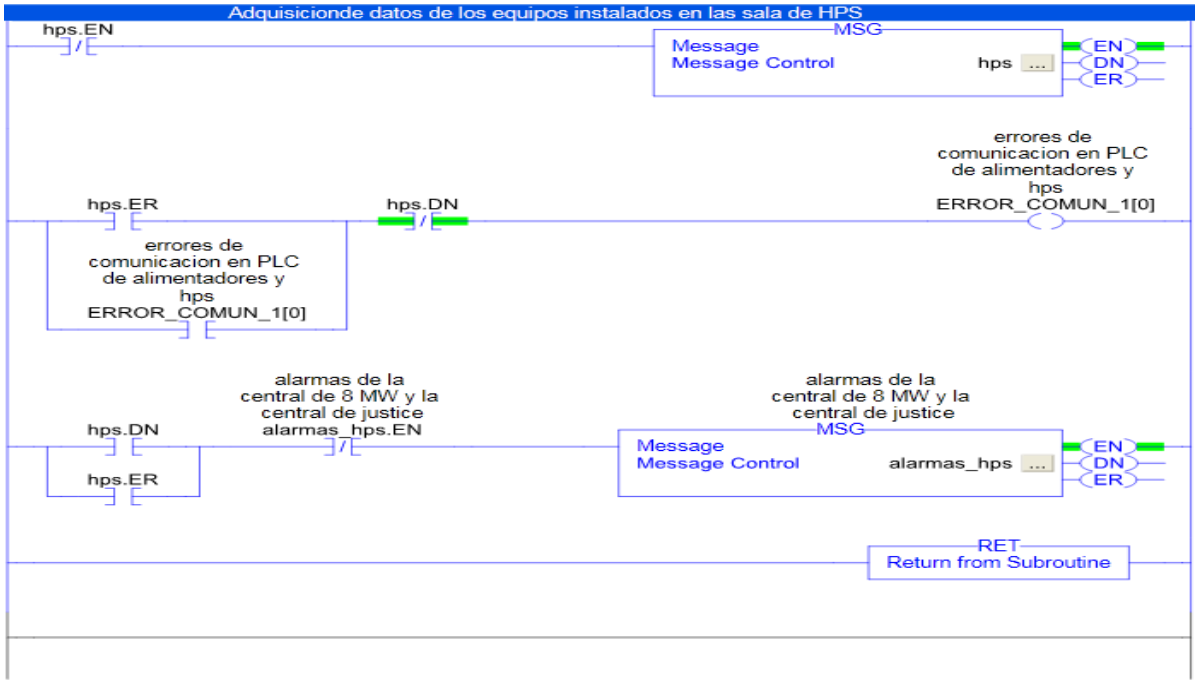




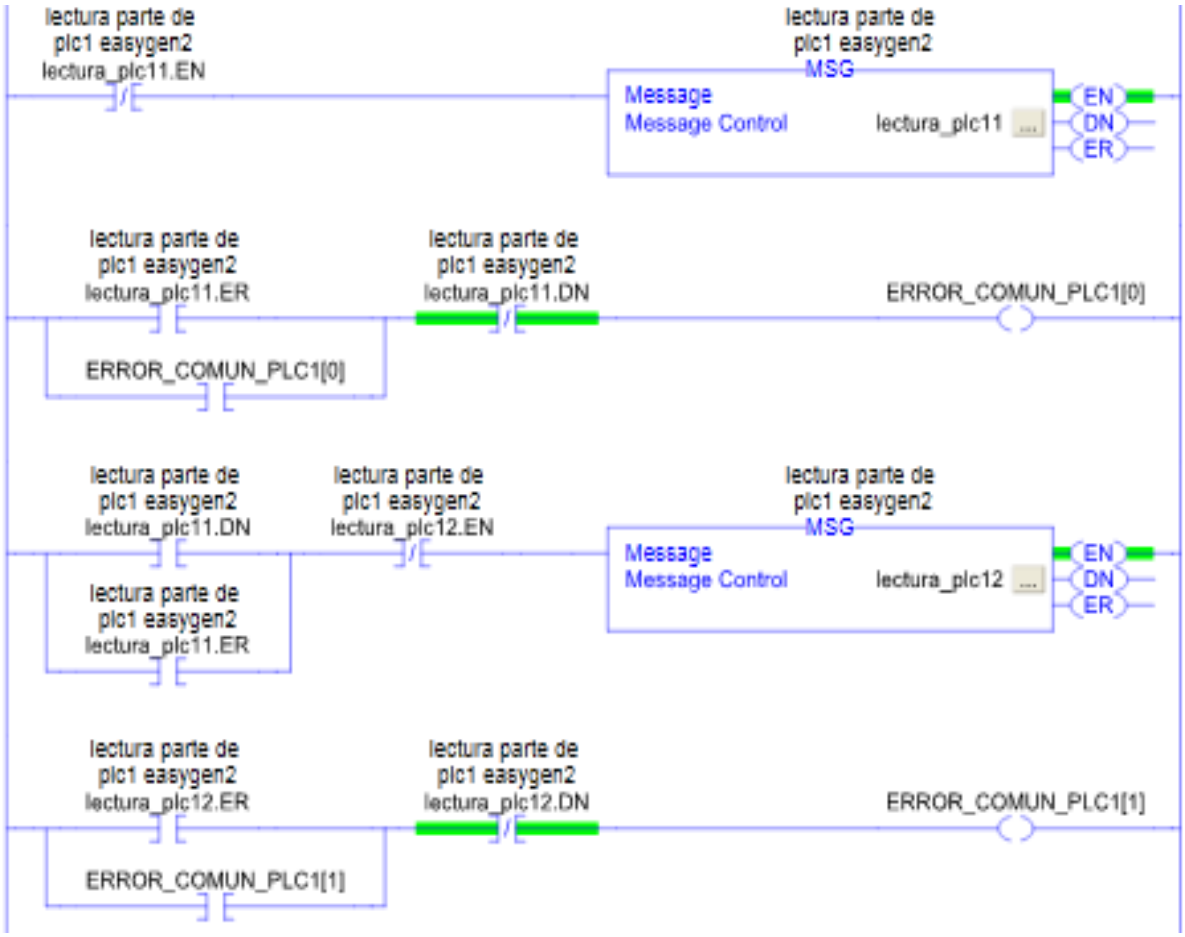
C.2.2 Subrutinas de lectura del PLC de la sala de control de turbinas

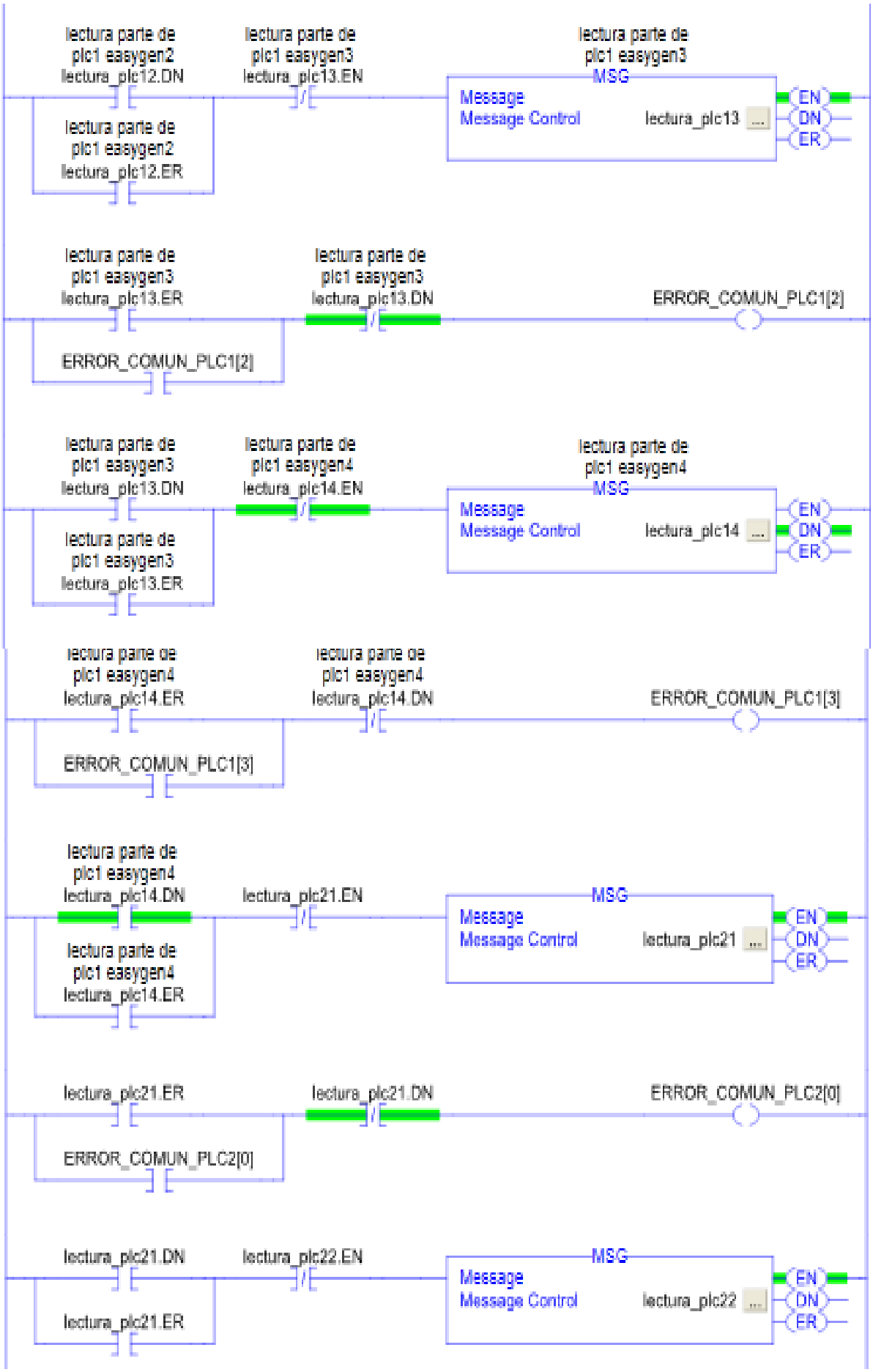


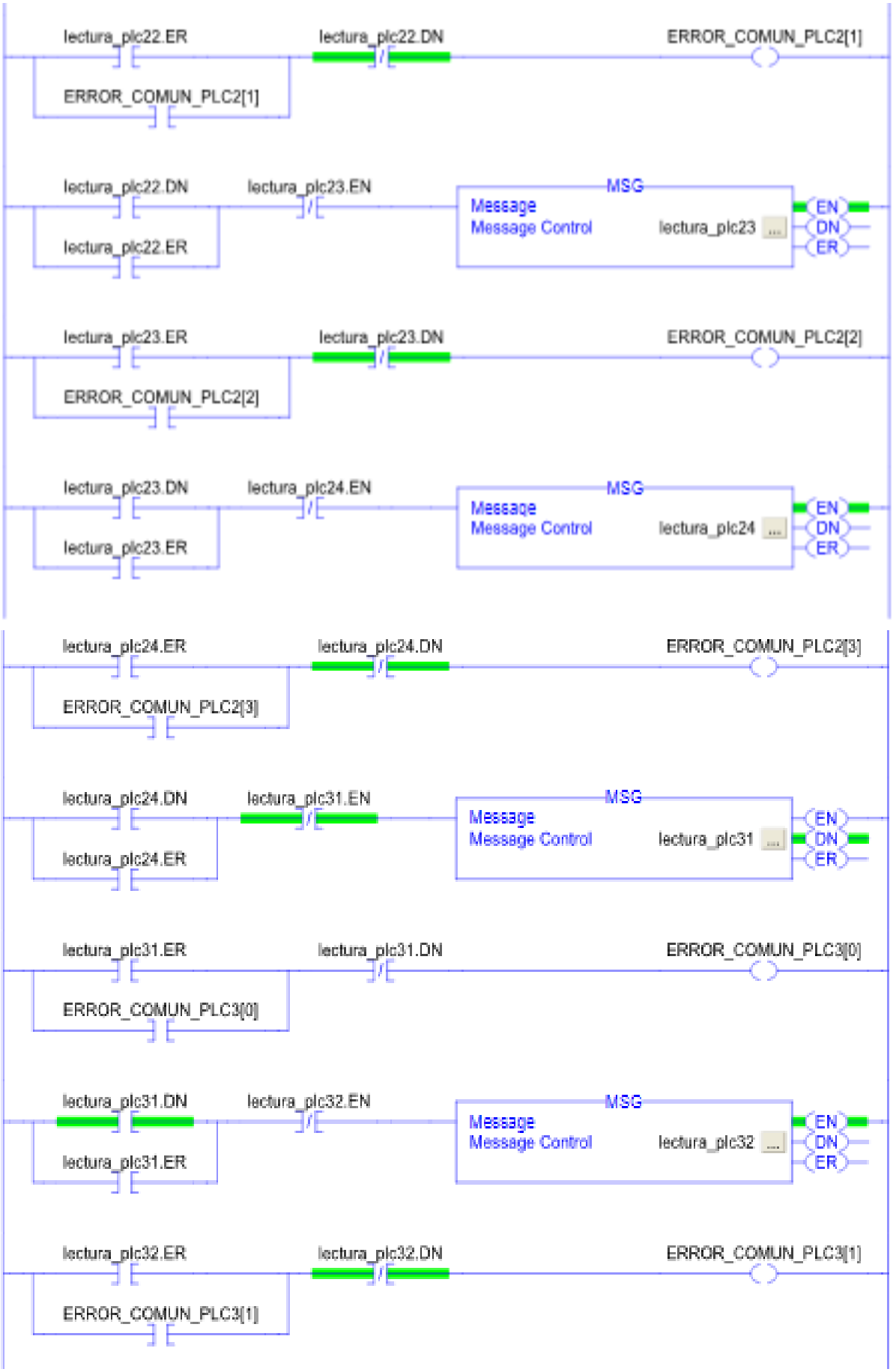
C.2.3 Subrutina de lectura del PLC de la sala de control HPS

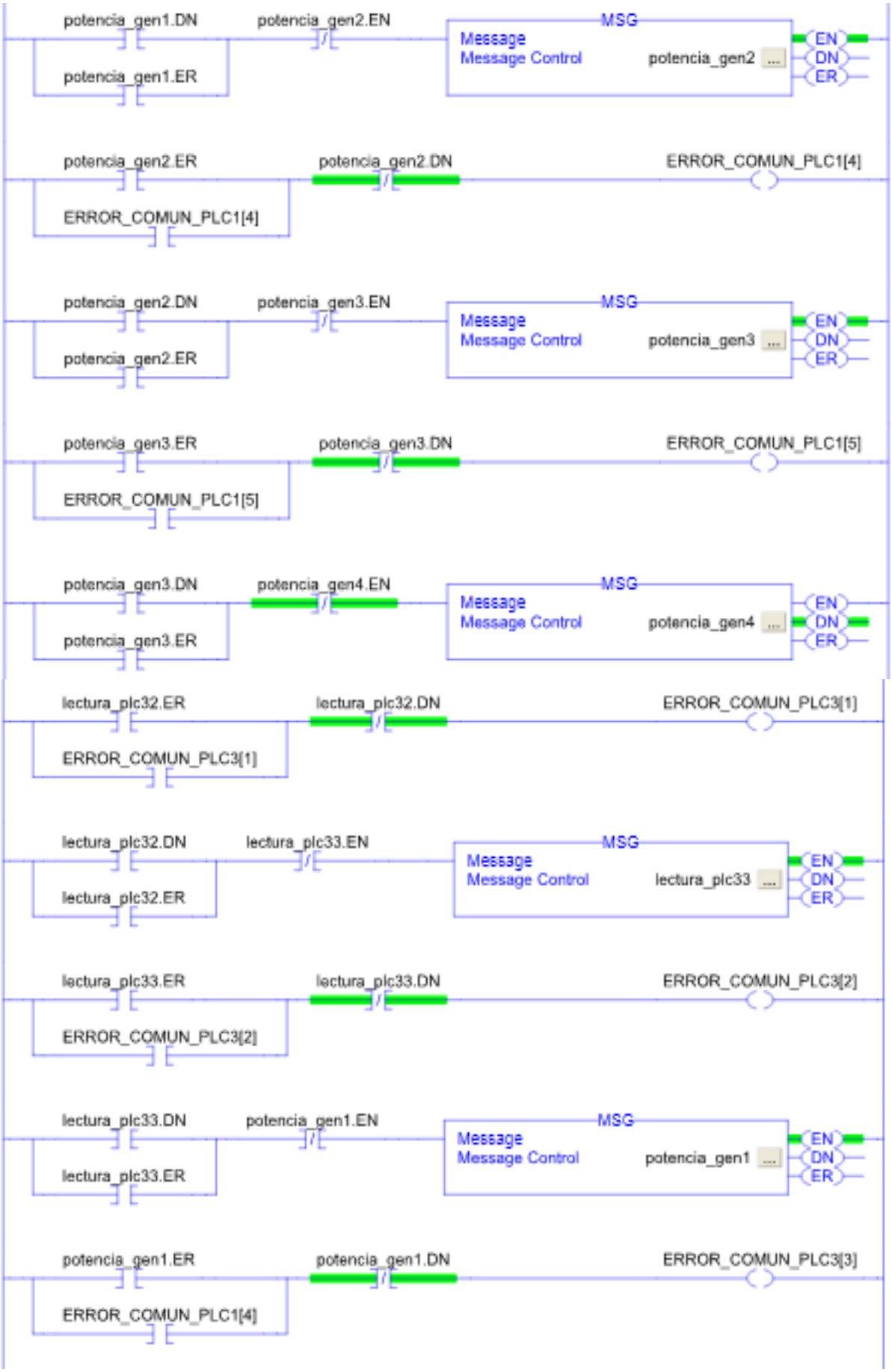


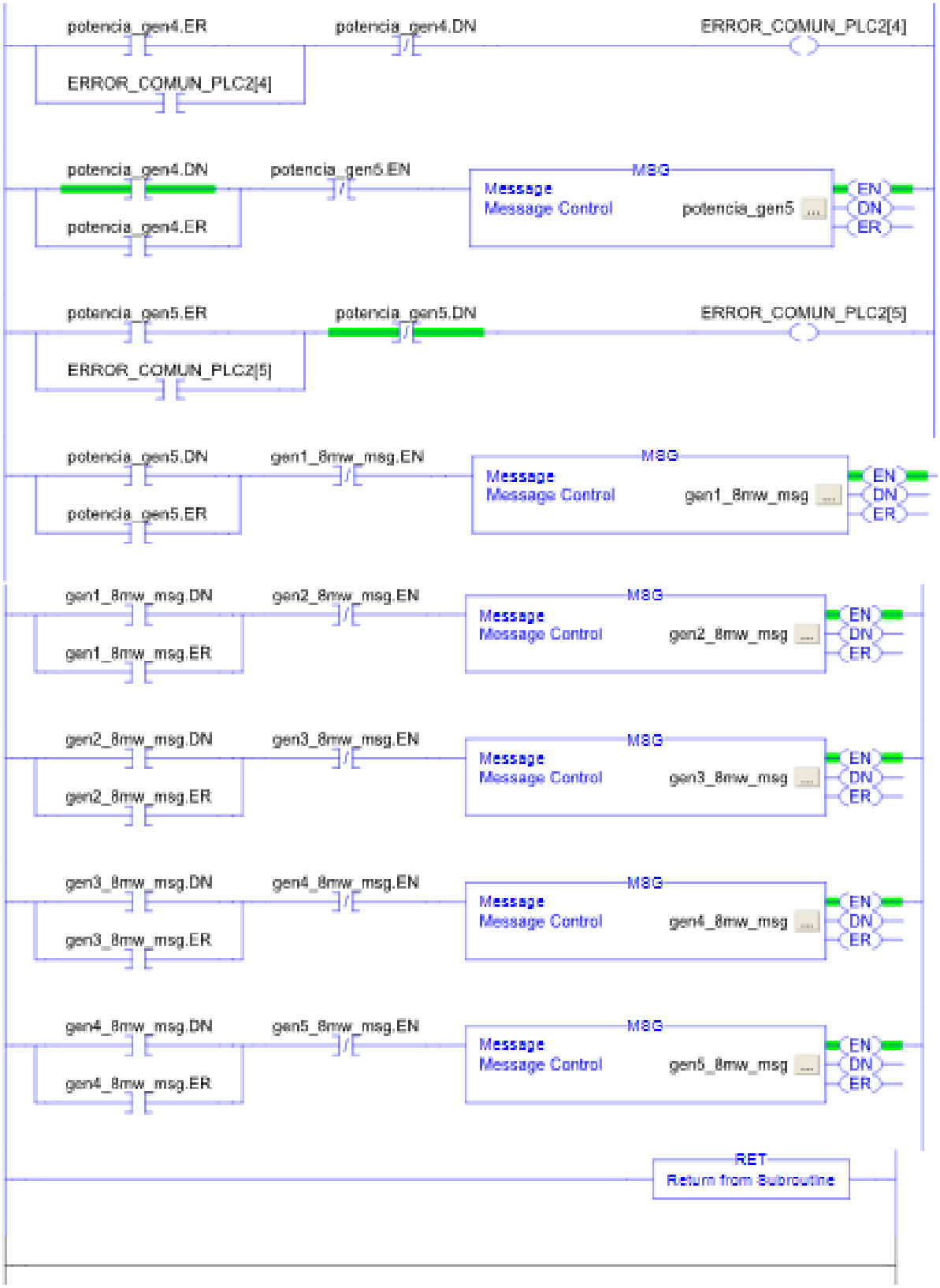
C.2.4 Subrutina de lectura de PLCs de la central de 8 MW



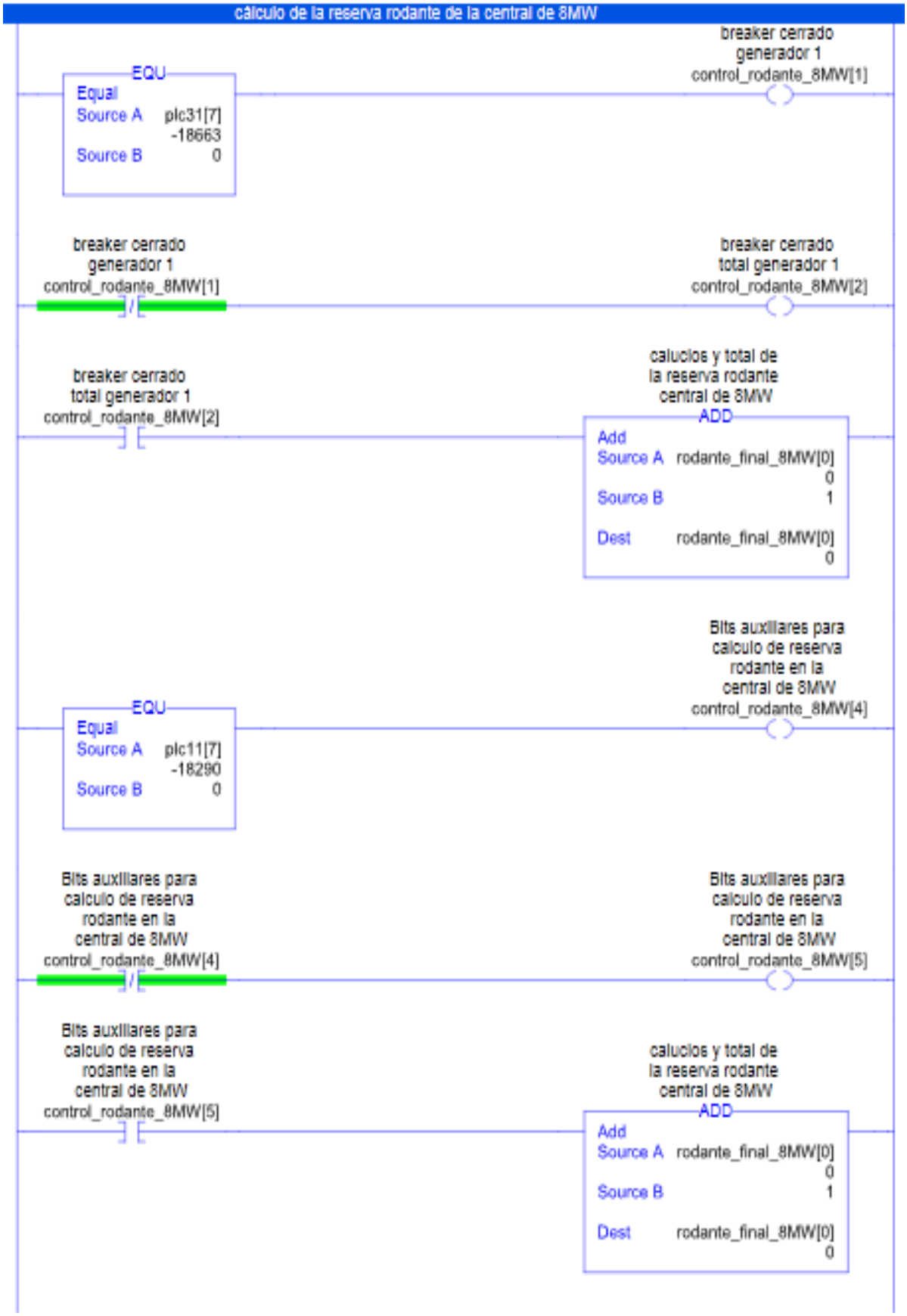

lectura parte de plc1 easygen2 lectura_plc12.DN
lectura parte de plc1 easygen3 lectura_plc13.EN
lectura parte de plc1 easygen3
MSG
Message
Message Control
lectura_plc13
EN
DN
ER
lectura parte de plc1 easygen2 lectura_plc12.ER
lectura parte de plc1 easygen3 lectura_plc13.ER
lectura parte de plc1 easygen3 lectura_plc13.DN
ERROR_COMUN_PLC1[2]
ERROR_COMUN_PLC1[2]
lectura parte de plc1 easygen3 lectura_plc13.DN
lectura parte de plc1 easygen4 lectura_plc14.EN
lectura parte de plc1 easygen4
MSG
Message
Message Control
lectura_plc14
EN
DN
ER
lectura parte de plc1 easygen3 lectura_plc13.ER
lectura parte de plc1 easygen4 lectura_plc14.ER
lectura parte de plc1 easygen4 lectura_plc14.DN
ERROR_COMUN_PLC1[3]
ERROR_COMUN_PLC1[3]
lectura parte de plc1 easygen4 lectura_plc14.DN
lectura_plc21.EN
MSG
Message
Message Control
lectura_plc21
EN
DN
ER
lectura parte de plc1 easygen4 lectura_plc14.ER
lectura_plc21.ER
lectura_plc21.DN
ERROR_COMUN_PLC2[0]
ERROR_COMUN_PLC2[0]
lectura_plc21.DN
lectura_plc22.EN
MSG
Message
Message Control
lectura_plc22
EN
DN
ER
lectura_plc21.ER

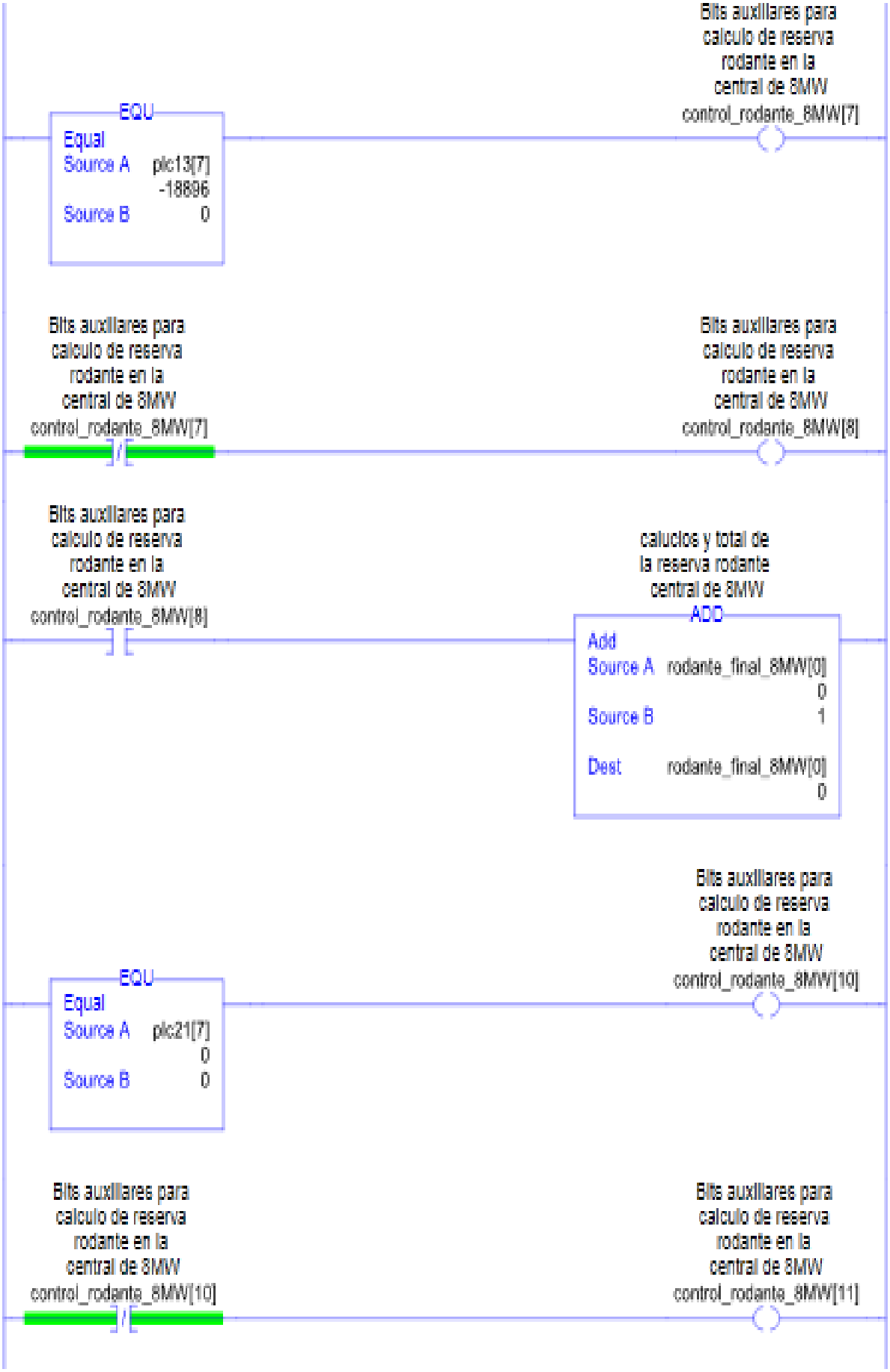

lectura_plc22.ER
lectura_plc22.DN
ERROR_COMUN_PLC2[1]
ERROR_COMUN_PLC2[1]
lectura_plc22.DN
lectura_plc23.EN
MSG
Message
Message Control
lectura_plc23
EN
DN
ER
lectura_plc22.ER
lectura_plc23.ER
lectura_plc23.DN
ERROR_COMUN_PLC2[2]
ERROR_COMUN_PLC2[2]
lectura_plc23.DN
lectura_plc24.EN
MSG
Message
Message Control
lectura_plc24
EN
DN
ER
lectura_plc23.ER
lectura_plc24.ER
lectura_plc24.DN
ERROR_COMUN_PLC2[3]
ERROR_COMUN_PLC2[3]
lectura_plc24.DN
lectura_plc31.EN
MSG
Message
Message Control
lectura_plc31
EN
DN
ER
lectura_plc24.ER
lectura_plc31.ER
lectura_plc31.DN
ERROR_COMUN_PLC3[0]
ERROR_COMUN_PLC3[0]
lectura_plc31.DN
lectura_plc32.EN
MSG
Message
Message Control
lectura_plc32
EN
DN
ER
lectura_plc31.ER
lectura_plc32.ER
lectura_plc32.DN
ERROR_COMUN_PLC3[1]
ERROR_COMUN_PLC3[1]

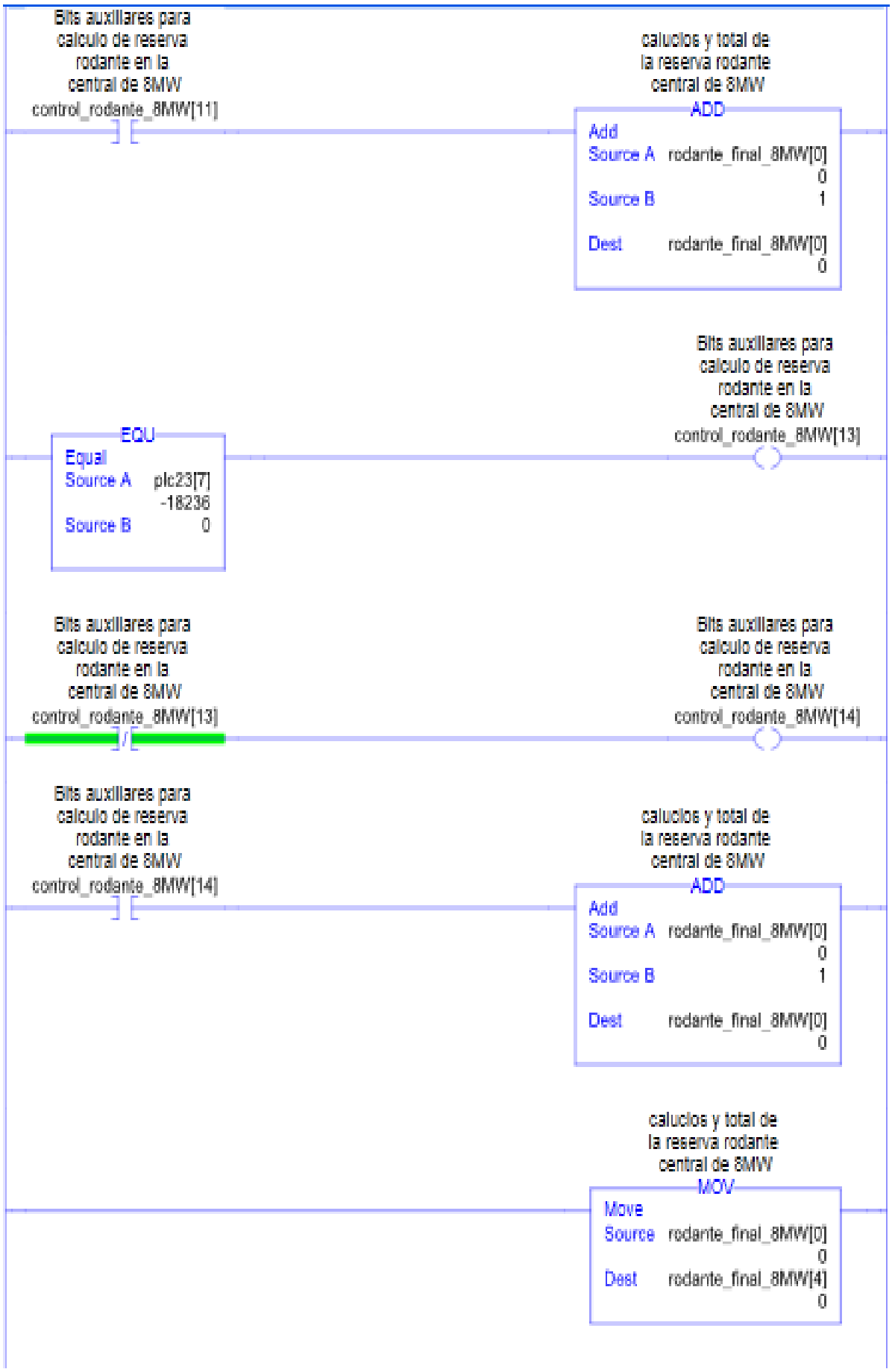

potencia_gen1.DN
potencia_gen2.EN
MSG
Message
Message Control
potencia_gen2 ...
EN
DN
ER
potencia_gen1.ER
potencia_gen2.ER
potencia_gen2.DN
ERROR_COMUN_PLC1[4]
ERROR_COMUN_PLC1[4]
potencia_gen2.DN
potencia_gen3.EN
MSG
Message
Message Control
potencia_gen3 ...
EN
DN
ER
potencia_gen2.ER
potencia_gen3.ER
potencia_gen3.DN
ERROR_COMUN_PLC1[5]
ERROR_COMUN_PLC1[5]
potencia_gen3.DN
potencia_gen4.EN
MSG
Message
Message Control
potencia_gen4 ...
EN
DN
ER
potencia_gen3.ER
lectura_plc32.ER
lectura_plc32.DN
ERROR_COMUN_PLC3[1]
ERROR_COMUN_PLC3[1]
lectura_plc32.DN
lectura_plc33.EN
MSG
Message
Message Control
lectura_plc33 ...
EN
DN
ER
lectura_plc32.ER
lectura_plc33.ER
lectura_plc33.DN
ERROR_COMUN_PLC3[2]
ERROR_COMUN_PLC3[2]
lectura_plc33.DN
potencia_gen1.EN
MSG
Message
Message Control
potencia_gen1 ...
EN
DN
ER
lectura_plc33.ER
potencia_gen1.ER
potencia_gen1.DN
ERROR_COMUN_PLC3[3]
ERROR_COMUN_PLC1[4]

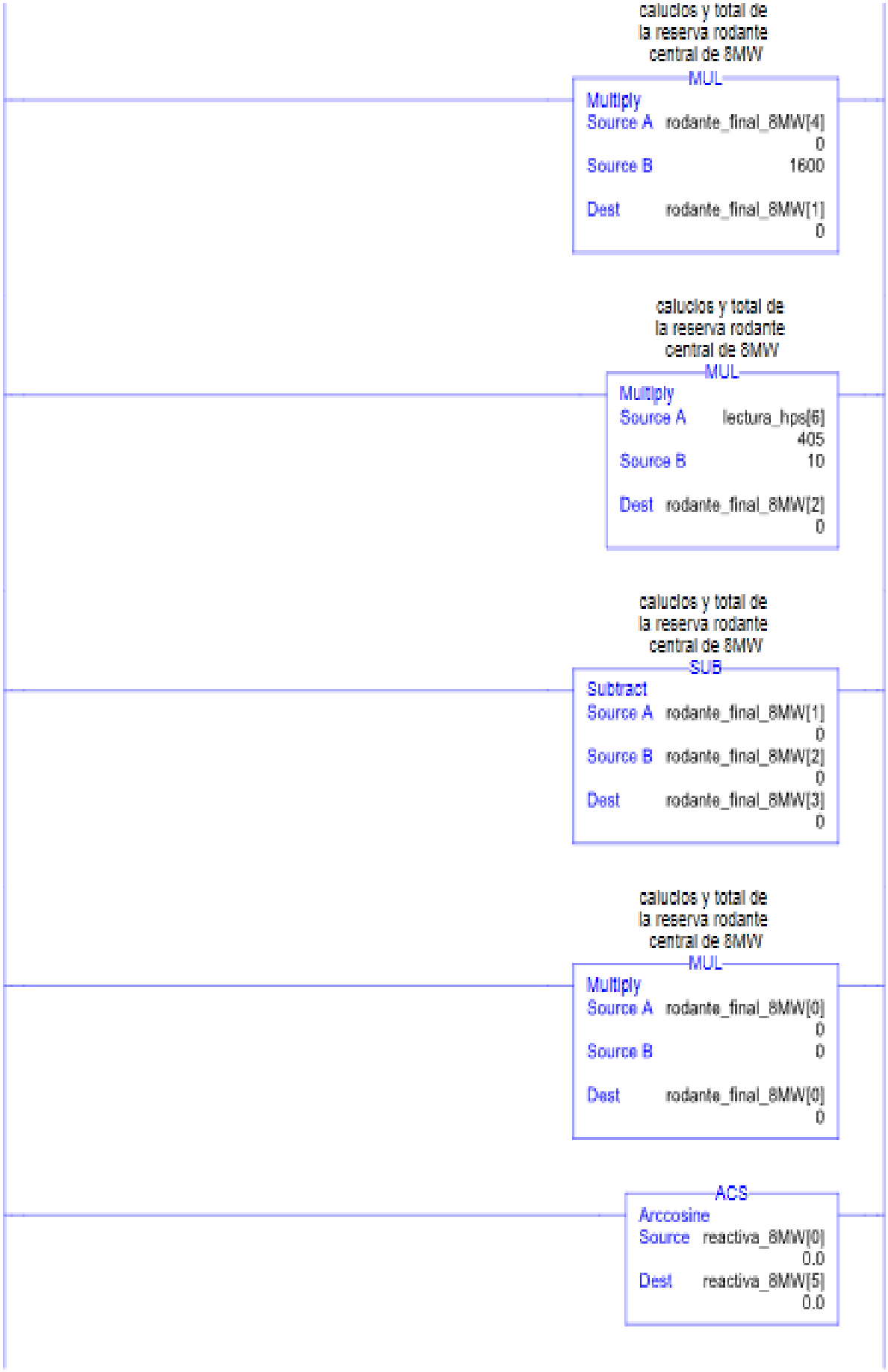

potencia_gen4.ER
potencia_gen4.DN
ERROR_COMUN_PLC2[4]
ERROR_COMUN_PLC2[4]
potencia_gen4.DN
potencia_gen5.EN
MSG
Message
Message Control
potencia_gen5
EN
DN
ER
potencia_gen4.ER
potencia_gen5.ER
potencia_gen5.DN
ERROR_COMUN_PLC2[5]
ERROR_COMUN_PLC2[5]
potencia_gen5.DN
gen1_8mw_msg.EN
MSG
Message
Message Control
gen1_8mw_msg
EN
DN
ER
potencia_gen5.ER
gen1_8mw_msg.DN
gen2_8mw_msg.EN
MSG
Message
Message Control
gen2_8mw_msg
EN
DN
ER
gen1_8mw_msg.ER
gen2_8mw_msg.DN
gen3_8mw_msg.EN
MSG
Message
Message Control
gen3_8mw_msg
EN
DN
ER
gen2_8mw_msg.ER
gen3_8mw_msg.DN
gen4_8mw_msg.EN
MSG
Message
Message Control
gen4_8mw_msg
EN
DN
ER
gen3_8mw_msg.ER
gen4_8mw_msg.DN
gen5_8mw_msg.EN
MSG
Message
Message Control
gen5_8mw_msg
EN
DN
ER
gen4_8mw_msg.ER
RET
Return from Subroutine

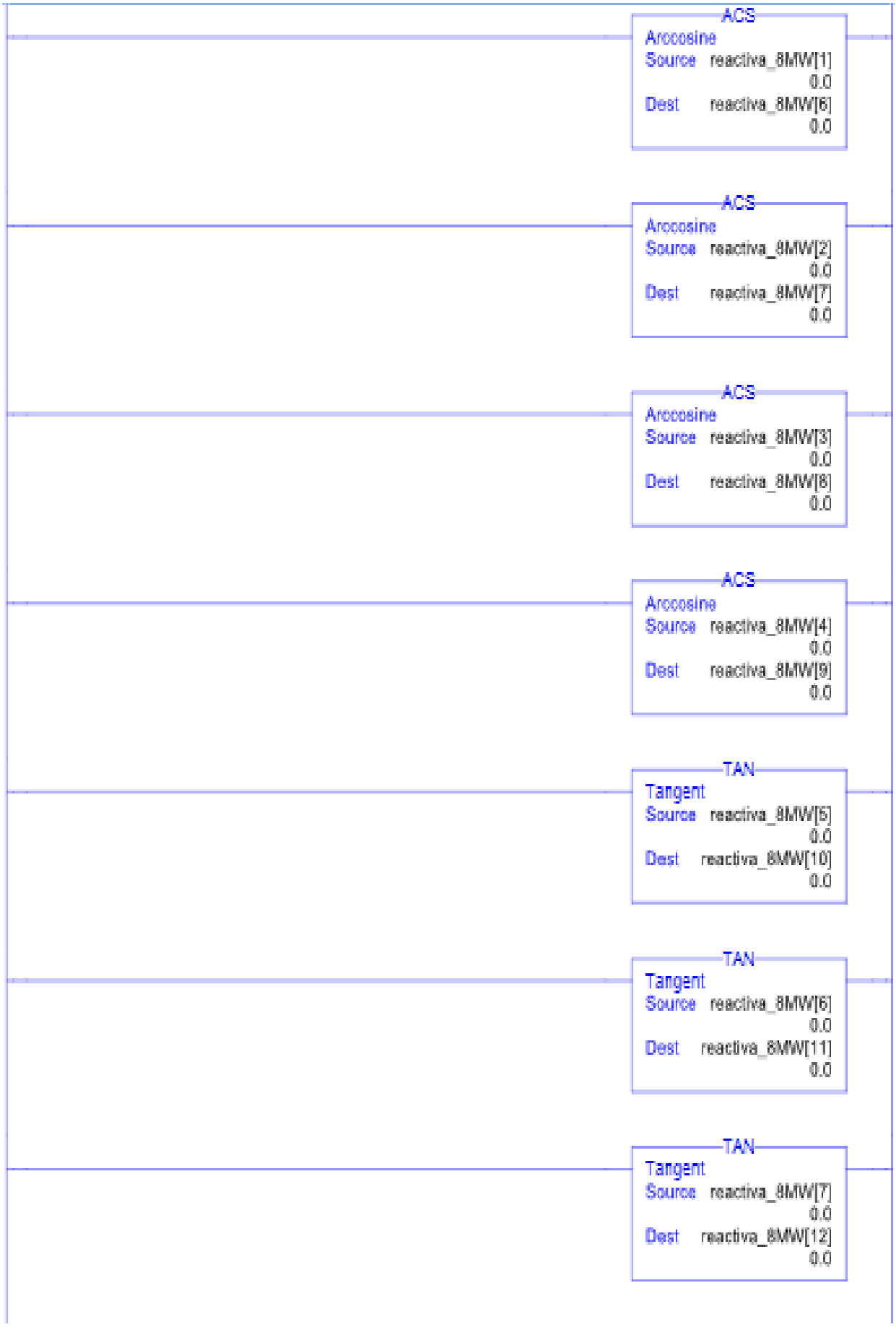
C.2.5 Subrutina de cálculo de reserva rodante en central de 8 MW




EQU
Equal
Source A plc13[7]
-18896
Source B 0
Bits auxiliares para calculo de reserva rodante en la central de 8MW control_rodante_8MW[7]
Bits auxiliares para calculo de reserva rodante en la central de 8MW control_rodante_8MW[7]
Bits auxiliares para calculo de reserva rodante en la central de 8MW control_rodante_8MW[8]
Bits auxiliares para calculo de reserva rodante en la central de 8MW control_rodante_8MW[8]
calculos y total de la reserva rodante central de 8MW
ADD
Add
Source A rodante_final_8MW[0]
0
Source B 1
Dest rodante_final_8MW[0]
0
EQU
Equal
Source A plc21[7]
0
Source B 0
Bits auxiliares para calculo de reserva rodante en la central de 8MW control_rodante_8MW[10]
Bits auxiliares para calculo de reserva rodante en la central de 8MW control_rodante_8MW[10]
Bits auxiliares para calculo de reserva rodante en la central de 8MW control_rodante_8MW[11]


Bits auxiliares para calculo de reserva rodante en la central de 8MW
control_rodante_8MW[11]
caluclos y total de la reserva rodante central de 8MW
ADD
Add
Source A rodante_final_8MW[0] 0
Source B 1
Dest rodante_final_8MW[0] 0
Bits auxiliares para calculo de reserva rodante en la central de 8MW
control_rodante_8MW[13]
EQU
Equal
Source A plc23[7] -18236
Source B 0
Bits auxiliares para calculo de reserva rodante en la central de 8MW
control_rodante_8MW[13]
Bits auxiliares para calculo de reserva rodante en la central de 8MW
control_rodante_8MW[14]
Bits auxiliares para calculo de reserva rodante en la central de 8MW
control_rodante_8MW[14]
caluclos y total de la reserva rodante central de 8MW
ADD
Add
Source A rodante_final_8MW[0] 0
Source B 1
Dest rodante_final_8MW[0] 0
caluclos y total de la reserva rodante central de 8MW
MOV
Move
Source rodante_final_8MW[0] 0
Dest rodante_final_8MW[4] 0


caluclos y total de
la reserva rodante
central de 8MW
MUL
Multiply
Source A rodante_final_8MW[4]
0
Source B 1600
Dest rodante_final_8MW[1]
0
caluclos y total de
la reserva rodante
central de 8MW
MUL
Multiply
Source A lectura_hps[6]
405
Source B 10
Dest rodante_final_8MW[2]
0
caluclos y total de
la reserva rodante
central de 8MW
SUB
Subtract
Source A rodante_final_8MW[1]
0
Source B rodante_final_8MW[2]
0
Dest rodante_final_8MW[3]
0
caluclos y total de
la reserva rodante
central de 8MW
MUL
Multiply
Source A rodante_final_8MW[0]
0
Source B 0
Dest rodante_final_8MW[0]
0
ACS
Arccosine
Source reactiva_8MW[0]
0.0
Dest reactiva_8MW[5]
0.0


ACS
Arccosine
Source reactiva_8MW[1]
0.0
Dest reactiva_8MW[6]
0.0
ACS
Arccosine
Source reactiva_8MW[2]
0.0
Dest reactiva_8MW[7]
0.0
ACS
Arccosine
Source reactiva_8MW[3]
0.0
Dest reactiva_8MW[8]
0.0
ACS
Arccosine
Source reactiva_8MW[4]
0.0
Dest reactiva_8MW[9]
0.0
TAN
Tangent
Source reactiva_8MW[5]
0.0
Dest reactiva_8MW[10]
0.0
TAN
Tangent
Source reactiva_8MW[6]
0.0
Dest reactiva_8MW[11]
0.0
TAN
Tangent
Source reactiva_8MW[7]
0.0
Dest reactiva_8MW[12]
0.0

TAN
Tangent
Source reactiva_8MW[8]
0.0
Dest reactiva_8MW[13]
0.0
TAN
Tangent
Source reactiva_8MW[9]
0.0
Dest reactiva_8MW[14]
0.0
MUL
Multiply
Source A reactiva_8MW[10]
0.0
Source B potencia_8MW[0]
0.0
Dest reactiva_8MW[15]
0.0
MUL
Multiply
Source A reactiva_8MW[11]
0.0
Source B potencia_8MW[1]
0.0
Dest reactiva_8MW[16]
0.0
MUL
Multiply
Source A reactiva_8MW[12]
0.0
Source B potencia_8MW[2]
0.0
Dest reactiva_8MW[17]
0.0
MUL
Multiply
Source A reactiva_8MW[13]
0.0
Source B potencia_8MW[3]
0.0
Dest reactiva_8MW[18]
0.0

C.2.6 Subrutina de cálculo de reserva rodante en central de Justices

```
1  IF(lectura_hps[0]>0 AND lectura_hps[0]<100)THEN
2  rodante_final_8MW[4]:=1;
3  ELSIF (lectura_hps[0]>80 AND lectura_hps[0]<160)THEN
4  rodante_final_8MW[4]:=2;
5  ELSIF (lectura_hps[0]>160 AND lectura_hps[0]<240)THEN
6  rodante_final_8MW[4]:=3;
7  ELSIF (lectura_hps[0]>240 AND lectura_hps[0]<320)THEN
8  rodante_final_8MW[4]:=4;
9  ELSIF (lectura_hps[0]>320 AND lectura_hps[0]<400)THEN
10 rodante_final_8MW[4]:=5;
11 ELSIF (lectura_hps[0]>400 AND lectura_hps[0]<480)THEN
12 rodante_final_8MW[4]:=6;
13 END_IF;
14 rodante_final_8MW[5]:=rodante_final_8MW[4]*1000;
15 rodante_final_8MW[6]:=lectura_hps[0]*10;
16 rodante_final_8MW[7]:=rodante_final_8MW[5]-rodante_final_8MW[6];
17
```

C.2.7 Subrutina de cálculo de reserva rodante en central de CELEC EP

```
1  rodante_final_8MW[8]:=MNET.DATA.ReadData[70] & 512;
2  rodante_final_8MW[9]:=MNET.DATA.ReadData[75] & 512;
3  rodante_final_8MW[10]:=MNET.DATA.ReadData[80] & 512;
4  rodante_final_8MW[11]:=MNET.DATA.ReadData[85] & 512;
5  rodante_final_8MW[12]:=MNET.DATA.ReadData[100] & 512;
6  rodante_final_8MW[13]:=MNET.DATA.ReadData[105] & 512;
7  rodante_final_8MW[14]:=MNET.DATA.ReadData[110] & 512;
8  rodante_final_8MW[15]:=MNET.DATA.ReadData[115] & 512;
9
10 rodante_final_8MW[16]:=MNET.DATA.ReadData[70] & 4;
11 rodante_final_8MW[17]:=MNET.DATA.ReadData[75] & 4;
12 rodante_final_8MW[18]:=MNET.DATA.ReadData[80] & 4;
13 rodante_final_8MW[19]:=MNET.DATA.ReadData[85] & 4;
14 rodante_final_8MW[20]:=MNET.DATA.ReadData[100] & 4;
15 rodante_final_8MW[21]:=MNET.DATA.ReadData[105] & 4;
16 rodante_final_8MW[22]:=MNET.DATA.ReadData[110] & 4;
17 rodante_final_8MW[23]:=MNET.DATA.ReadData[115] & 4;
18
19 IF  (rodante_final_8MW[8]=512 AND rodante_final_8MW[16]= 4) THEN
20 rodante_final_8MW[24]:=rodante_final_8MW[24] + 1;
21 rodante_final_8MW[30]:=rodante_final_8MW[30]+MNET.DATA.ReadData[0];
22 END_IF;
23 IF (rodante_final_8MW[9]=512 AND rodante_final_8MW[17]= 4)THEN
24 rodante_final_8MW[24]:=rodante_final_8MW[24] + 1;
25 rodante_final_8MW[30]:=rodante_final_8MW[30]+MNET.DATA.ReadData[7];
26 END_IF;
27 IF (rodante_final_8MW[10]=512 AND rodante_final_8MW[18]= 4)THEN
28 rodante_final_8MW[24]:=rodante_final_8MW[24] + 1;
29 rodante_final_8MW[30]:=rodante_final_8MW[30]+MNET.DATA.ReadData[14];
30 END_IF;
31 IF (rodante_final_8MW[11]=512 AND rodante_final_8MW[19]= 4)THEN
32 rodante_final_8MW[24]:=rodante_final_8MW[24] + 1;
33 rodante_final_8MW[30]:=rodante_final_8MW[30]+MNET.DATA.ReadData[21];
34 END_IF;
35 IF (rodante_final_8MW[12]=512 AND rodante_final_8MW[20]= 4)THEN
36 rodante_final_8MW[24]:=rodante_final_8MW[24] + 1;
37 rodante_final_8MW[30]:=rodante_final_8MW[30]+MNET.DATA.ReadData[30];
38 END_IF;
39 IF (rodante_final_8MW[13]=512 AND rodante_final_8MW[21]= 4)THEN
40 rodante_final_8MW[24]:=rodante_final_8MW[24] + 1;
41 rodante_final_8MW[30]:=rodante_final_8MW[30]+MNET.DATA.ReadData[37];
42 END_IF;
43 IF (rodante_final_8MW[14]=512 AND rodante_final_8MW[22]= 4)THEN
44 rodante_final_8MW[24]:=rodante_final_8MW[24] + 1;
45 rodante_final_8MW[30]:=rodante_final_8MW[30]+MNET.DATA.ReadData[44];
46 END_IF;
47 IF (rodante_final_8MW[15]=512 AND rodante_final_8MW[23]= 4)THEN
48 rodante_final_8MW[24]:=rodante_final_8MW[24] + 1;
49 rodante_final_8MW[30]:=rodante_final_8MW[30]+MNET.DATA.ReadData[51];
50 END_IF;
51 rodante_final_8MW[29]:= rodante_final_8MW[30];
52 rodante_final_8MW[26]:=rodante_final_8MW[24]*1700;
53 rodante_final_8MW[27]:=rodante_final_8MW[26]-rodante_final_8MW[29];
54 rodante_final_8MW[28]:=rodante_final_8MW[27];
55 rodante_final_8MW[24]:=0;
56 rodante_final_8MW[30]:=0;
```

ANEXO D

INSTALACIÓN DE EQUIPOS

INSTALACIÓN DE EQUIPOS

D.1 SALA DE CONTROL DE TURBINAS

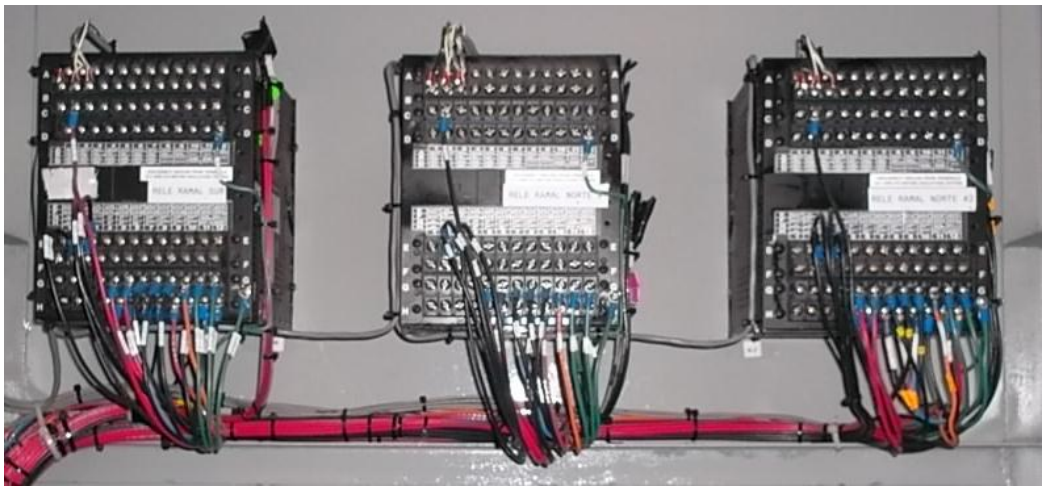


Figura D.1 Conexión de red Modbus serial en Multilim 750

Figura D.2 Conexión de red Modbus serial en OIN6200

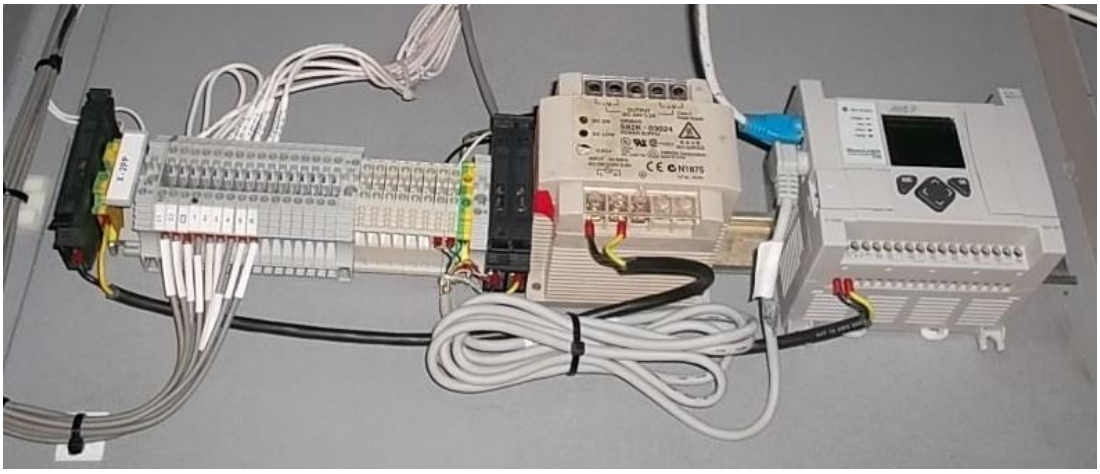


Figura D.3 Instalación de PLC Micrologix 1100 en sala de control de turbinas

D.2 SALA DE CONTROL HPS

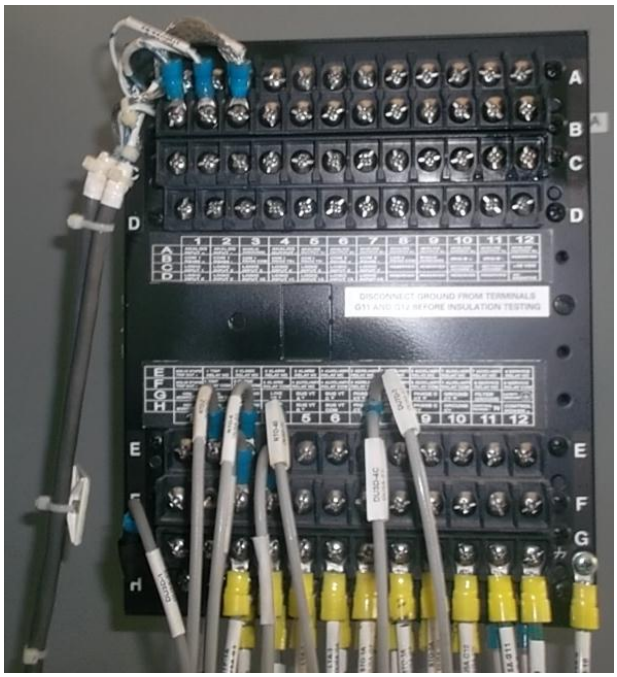


Figura D.4 Conexión de red Modbus serial en Multilim 750

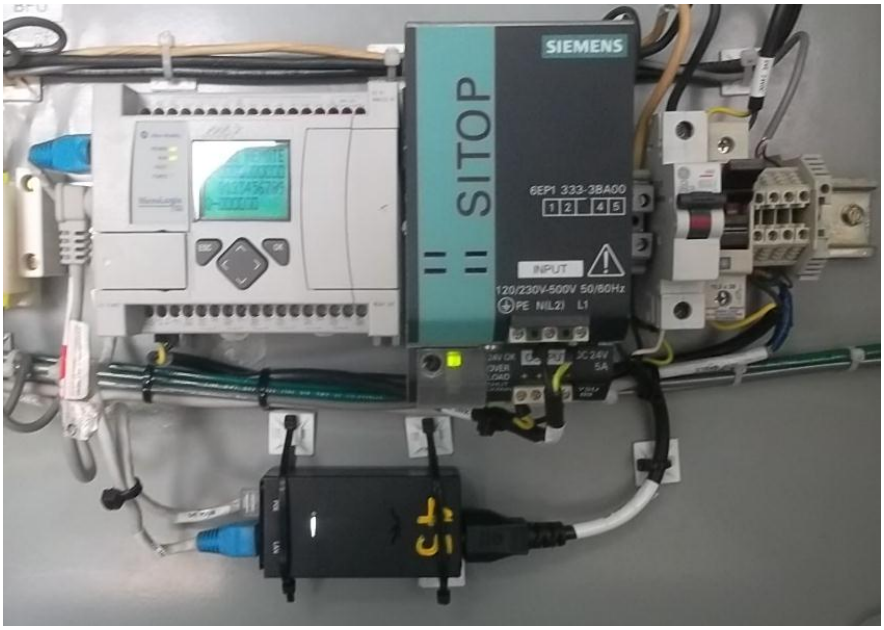


Figura D.5 Instalación de PLC Micrologix 1100 en sala de control HPS

D.3 CENTRAL DE GENERACIÓN RS ROTH

Figura D.6 Tendido de cable para conexiones de red Modbus

Figura D.7 Conexión de red Modbus serial en EGCP-2

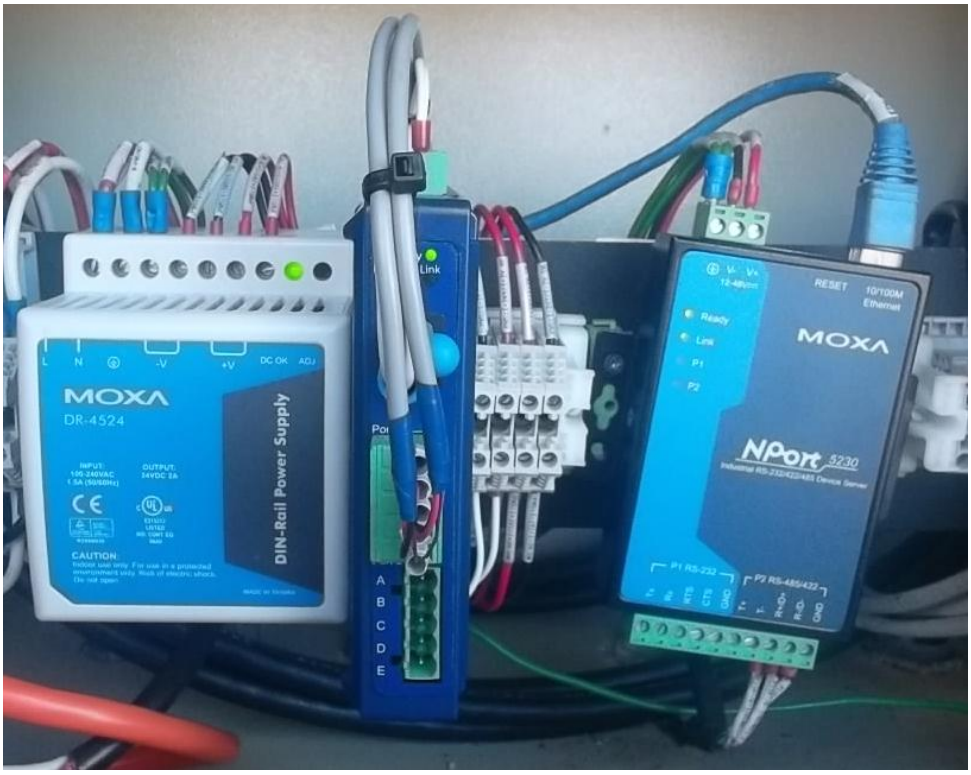


Figura D.8 Instalación Gateway serial en rack de comunicaciones SA149 ORN

D.4 PLC ADMINISTRADOR Y PANELVIEW PLUS 1500

Figura D.9 Conexiones eléctricas

Figura D.10 Instalación de PLC ControlLogix y switch de comunicación auxiliar

Figura D.11 Instalación PanelView Plus1500

Figura D.12 PanelView Plus1500 instalado

D.5 EQUIPOS PARA COMUNICACIONES

(a)

(b)

Figura D.13 Rack de comunicación en sala de control Turbinas (a) antes (b) después

ANEXO E

HOJAS DE DATOS

LISTEN. THINK. SOLVE.™

ESSENTIAL COMPONENTS

LOGIC

MicroLogix 1100 / 1763 Small Logic Controllers

MicroLogix 1100

With online editing and a built-in 10/100 Mbps EtherNet/IP port for peer-to-peer messaging, the MicroLogix 1100 controller adds greater connectivity and application coverage to the MicroLogix™ family of Allen-Bradley controllers. This next generation controller's built-in LCD screen displays controller status, I/O status, and simple operator messages; enables bit and integer manipulation; offers digital trim pot functionality, and a means to make operating mode changes (Prog / Remote / Run).

By combining all the features that have made the existing MicroLogix controllers successful with industrial EtherNet/IP, embedded DH-485 / Modbus™ RTU networking, and the ability for an operator to interface to the control program through the LCD screen, the MicroLogix 1100 controller may be all you need and more.

Features:

- Online editing
- Built-in 10/100 Mbps EtherNet/IP port for messaging
- Isolated RS-232/RS-485 combo port
- Ten digital inputs, two analog inputs, six digital outputs on each controller
- One embedded 40kHz high-speed counter (on controllers with dc inputs)
- Two 40kHz high-speed PTO/PWM outputs (on controllers with dc outputs)
- Embedded LCD for controller and I/O status and simple operator interface for messages, and bit/integer monitoring and manipulation
- 4K words user program memory and 4K words user data memory
- Up to 128K bytes for data logging and 64K bytes for recipe
- Embedded Web server
- Email support
- CIP generic messaging support

APPLICATIONS:

The MicroLogix 1100 is particularly well suited to meet the needs of SCADA RTU, packaging, and material handling applications. With even more memory for data logging and recipe than the MicroLogix 1500, the MicroLogix 1100 is great for remote monitoring and for applications that are memory intensive, but require limited I/O.

MicroLogix 1100 Controller

The MicroLogix 1100 combines all the features you demand in a compact controller, with EtherNet/IP messaging, online editing, a built-in LCD screen on every controller and a versatile combination of I/O.

The embedded 10/100 Mbps EtherNet/IP port for peer-to-peer messaging offers users high speed connectivity between controllers and the ability to access, monitor and program from the factory floor to anywhere an Ethernet connection is available. An embedded Web server allows a user to custom configure data from the controller to be displayed as a web page. Furthermore, a second RS-232/RS-485 combo port provides a host of different point-to-point and network protocols.

With online editing, modifications can be made to a program while it is running, making fine tuning of an operating control system possible, including PID loops.

The built-in LCD screen allows the user to monitor data within the controller, optionally modify that data, and interact with the control program. The LCD displays status for embedded digital I/O and controller functions, and acts as a pair of digital trim pots to allow a user to tweak and tune a program. The user program can now use a new LCD instruction to send, and optionally receive, information through the display, providing real time program interaction. A user configurable start up screen allows the user to personalize the controller to identify the machine it is used on, the designer of the control system, or the name of the company that uses it. Communication port status and communication toggle function, operating mode status, and battery status monitoring are among the many features of the LCD screen.

For small applications, the embedded I/O in this controller may represent all of the control required. There are 10 digital inputs, 6 digital outputs, and 2 analog inputs on every controller, with the ability to add digital, analog, RTD, and thermocouple modules to customize the controller for your application. On versions of the controller with dc inputs, there is a high speed counter, and on the dc output version, two PTO/PWM (pulse train outputs and pulse width modulated) outputs, enabling the controller to support simple motion applications.

Communications

The combo Communication Channel 0 port provides isolated RS-232 and RS-485 electrical compatibility (on separate pins). This port supports the same protocols as the MicroLogix 1200 and MicroLogix 1500:

- DF1 Full Duplex / DF1 Half Duplex Master & Slave / DF1 Radio Modem
- DH-485 (supported directly using the 1763-NC01 RS-485 cable on this port; or using the RS-232 port and existing cables, a 1761-NET-AIC and external power is required for networking)
- Modbus™ RTU Master and RTU Slave (supported directly using the 1763-NC01 RS-485 cable on this port, or using the RS-232 port and existing cables, a 1761-NET-AIC and external power is required for networking)
- ASCII

Communication Channel 1 with embedded RJ45 port supports EtherNet/IP for peer-to-peer messaging:

- 10/100 Mbps port with support for BOOTP, DHCP, & SNMP capability directly from the controller
- Automatically assign IP address through DHCP or BOOTP, or configure using RSLogix 500 programming software
- Monitor your IP address through the LCD screen (or use the write-on nameplate)
- Supports CIP
- Allows controllers to exchange data with other controllers through messaging (does not support scanning of I/O on Ethernet adapters)

Expansion

Use up to four 1762 I/O modules (also used to expand the MicroLogix 1200 controllers) to increase your I/O count, as well as provide flexibility of I/O for your application.

Modules include:
Inputs – 120V ac, 24V dc sink/source, analog, RTD, and thermocouple
Outputs – 120 to 240V ac, 24V dc sourcing, relay (including high current isolated), and analog

RSLogix™ 500 Programming Software

Supporting the Allen-Bradley SLC 500 and MicroLogix families of processors, RSLogix 500 was the first PLC programming software to offer unbeatable productivity with an industry-leading user interface. RSLogix 500 software offers:

- Flexible, easy-to-use editors
- Diagnostics and troubleshooting tools
- Powerful, time-saving features & functionality
- A world-class user interface designed for first time power users

Accessories

The MicroLogix 1100 accessories include:

- Memory module: 1763-MM1 - provides memory for program backup transport and can be useful to update programs in the field.
- RS-485 cable: 1763-NC01- used on Communication Channel 0 to provide daisy chain connection for DH-485 and Modbus RTU Master/Slave networks.

MicroLogix - A Family of Success

All members of the MicroLogix and SLC™ 500 families share a host of commonalities - from a common instruction set and industry- leading RSLogix 500™ programming software, to compatible network and HMI devices. These systems are designed to work seamlessly - within a single machine or across your entire factory.

All MicroLogix controllers are DIN-rail and panel mountable, as well as UL listed, C-UL Certified, and Class 1, Division 2 and CE compliant for conformity to necessary global standards. Your use of one controller within the family is an investment in the future, as your applications change and grow, allowing you to easily move from one level of control to another.

PRODUCT SPECIFICATIONS

MicroLogix 1100	1763-L16AWA	1763-L16BWA	1763-L16BBB	1763-L16DWD
Input Power	120/240V ac		24V dc	12V dc - 24V dc
Memory	non-volatile battery backed RAM			
User Program / User Data Space	4K / 4K			
Data Logging / Recipe Storage	Up to 128K bytes for data logging and up to 64K bytes for recipe (recipe memory subtracted from available data logging)			
Battery Back-up	Yes			
Back-up Memory Module	Yes			
Digital Inputs	Ten 120V ac	Six 24V dc, Four fast 24V dc		Six 12V dc / 24V dc, Four fast 12V dc / 24V dc
Analog Inputs	Embedded, two in local, with additional 1762 analog modules			
Digital Outputs	Six relay		Two relay, Two 24V dc FET, Two fast 24V dc FET	Six Relay
Serial Ports	One RS-232 / RS-485 Combo Port			
Serial Protocols	DF1 Full Duplex, DF1 Half Duplex Master/Slave, DF1 Radio Modem, DH-485, Modbus RTU Master/Slave, ASCII			
Ethernet Ports	One 10/100 port			
Ethernet Protocols	EtherNet/IP messaging only			
Trim Potentiometers	Two digital			
High-Speed Inputs (Pulse Catch)		Four @ 40kHz input (1ch)	Four @ 40 kHz input (1ch)	Four @ 40 kHz input (1ch)
Real Time Clock	Yes (embedded)			
PID	Yes (multiple loops only limited by program and stack memory)			
PWM /PTO			Two @ 40 kHz	
Dual Axis Servo control			Through embedded PTO	
Embedded LCD	Yes			
Floating Point Math	Yes			
Online Editing	Yes			
Operating Temperature	-20°C to +65°C (-4°F to +149°F)			
Storage Temperature	-40°C to +85°C (-40°F to +185°F)			

www.rockwellautomation.com

Power, Control and Information Solutions

Americas: Rockwell Automation, 1201 South Second Street, Milwaukee, WI 53204-2496 USA, Tel: (1) 414.382.2000, Fax: (1) 414.382.4444
Europe/Middle East/Africa: Rockwell Automation SA/NV, Vorstlaan/Boulevard du Souverain 36, 1170 Brussels, Belgium, Tel: (32) 2 663 0600, Fax: (32) 2 663 0640
Asia Pacific: Rockwell Automation, Level 14, Core F, Cyberport 3, 100 Cyberport Road, Hong Kong, Tel: (852) 2887 4788, Fax: (852) 2508 1846

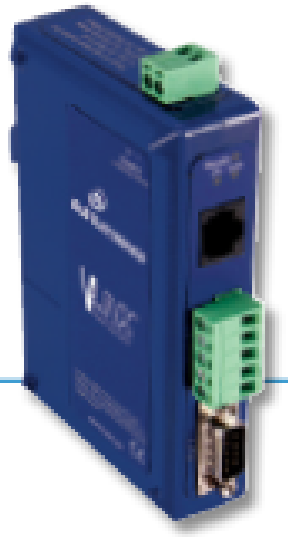
Publication 1763-PB001B-EN-P – March 2007 — Supersedes Publication 1763-PB001A-EN-P – July 2005

Copyright ©2007 Rockwell Automation, Inc. All Rights Reserved. Printed in USA.

B&B ELECTRONICS

Industrial Modbus Ethernet to Serial Gateways

MESR900 Series - Copper Models



PRODUCT FEATURES

- Ethernet enable Modbus RS-232/422/485
- Modbus TCP, ASCII & RTU
- Modbus flexibility – serial & Ethernet, Masters & slaves
- Modbus messaging priority control
- View messaging status in real time
- Easy configuration software
- UL Class 1 Division 2
- NEMA TS2 (MESR901)

MESR900 Modbus Gateways bridge devices on Modbus serial networks (RS-232, RS-422 or RS-485) with those on Modbus TCP networks, allowing seamless integration. Serial ports can be accessed over a LAN or WAN using Direct IP Mode connections. Supporting up to 16 masters and 32 slaves, these gateways feature autodetecting 10/100 copper and fiber optic options. Easy-to-use software is designed for Windows 2000, 2003 Server, XP, Vista, 2008 Server and Windows 7. Serial data rates up to 230 kbps ensure maximum network flexibility.

MESR9xx gateways are built for use in industrial environments, featuring a slim IP30 DIN rail mountable case. They operate from a range of DC power supply voltages and have pluggable terminal block connectors. An external power supply, sold separately, is required. The MESR92x units have an additional Ethernet port which functions much like an Ethernet Switch, allowing pass-through connectivity for other Ethernet devices. This port can also be used to "daisy chain" multiple gateways. MESR90x units have one Ethernet port. B&B Electronics' Vlinx™ is your number one choice for Ethernet to Serial conversion.

IN THE FIELD

Teaming Data Systems for Portable Power

Industry: Power & Energy
Product: Modbus Gateways

www.bb-elec.com/PortablePower

MESR901

Carrier data charges may apply.

IN THE FIELD

Transwestern Pipeline Maximizes Gas Chromatography Investment

Industry: Petroleum, Oil & Gas
Product: Modbus Gateways

www.bb-elec.com/Pipeline

MESR901, MESR901T

Carrier data charges may apply.

ORDERING INFORMATION

MODEL NUMBER	SERIAL PORTS	SERIAL CONNECTOR	ETHERNET PORT	ETHERNET CONNECTOR
MESR901 †	1	DB9 or Terminal Block	(1) Copper	RJ45
MESR902T	2	Terminal Block	(1) Copper	RJ45
MESR921	1	DB9 or Terminal Block	(2) Copper	(2) RJ45
MESR922T	2	Terminal Block	(2) Copper	(2) RJ45

** For fiber options please see page 168.*
† NEMA TS2

ACCESSORIES

MDR-20-24 - DIN rail mount power supply 24VDC, 1.0 A output power

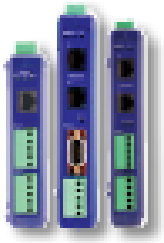
MDR-40-24 - DIN rail mount power supply 24VDC, 1.7 A output power

DRPM25 - 35mm DIN Rail to Panel Mount Bracket, 25mm wide

ERS35 - DIN Rail 1 Meter 35mm Steel

Industrial Modbus Ethernet to Serial Gateways

MESR900 Series - Copper Models

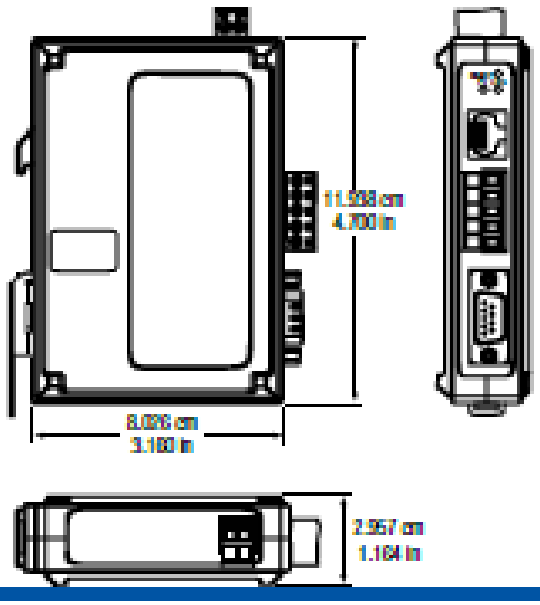


SPECIFICATIONS

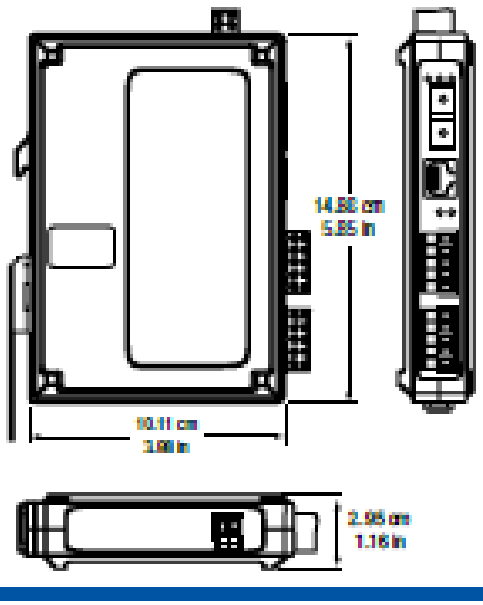
SERIAL TECHNOLOGY	
RS-232	TD, RD, RTS, CTS, DTR, DCR, DTD, GND
RS-485 2-Wire	Data A(-), Data B(+), GND
RS-422/485 4-Wire	TDA(-), TDB(+), RDA(-), RDB(+), GND
Serial Connector	DB9M or Removable Terminal Blocks; 12 to 28 AWG
Data Rate	Up to 230.4 Kbps
POWER	
Source	External
Input Voltage	10 to 48 VDC (58 VDC Maximum)
Connector	Removable Terminal Block (12 – 28 AWG)
POWER CONSUMPTION	
MESR90X	4.0 Watts
MESR92X	6.0 Watts
MECHANICAL	
LED Indicators	Serial Port, Ethernet Link, Ready
Switches	Reset Button
Dimensions	MESR90x: 11.94 x 8.03 x 2.96 cm (4.70 x 3.16 x 1.16 in) MESR92x: 14.86 x 10.11 x 2.96 cm (5.85 x 3.98 x 1.16 in)
Weight	MESR90x: 149.7 g (0.33 lbs) MESR92x: 204.1 g (0.45 lbs)
ENVIRONMENTAL	
Operating Temperature	-40 to 80°C (-40 to 176°F)
Operating Humidity	0 to 95% Non-condensing
MTBF MESR90X	– 132309 hours
MTBF MESR92X	– 102593 hours
MTBF Calc Method	Parts Count Reliability Prediction
NETWORK	
Serial Memory	8 KB per port
Network Memory	4 KB
LAN	10/100 Mbps Auto-detecting
Ethernet	IEEE 802.3 auto detecting & auto MDI/MDIX 10/100

PROTOCOLS	
Protocols	TCP, IPv4, ARP, HTTP 1.0, ICMP/PING, DHCP/BOOTP
IP Mode	Static, DHCP
TCP	User definable
OTHER	
Mode	Modbus RTU Master / Slave Modbus ASCII Master/Slave
Search	Serial direct COM and Ethernet Auto Search or specific IP
Diagnostics	Display PC IP, ping, test VCOM, save test config. (text readable)
Firmware Upgrade	Vlinx Manager
ETHERNET PASS-THROUGH PORT (MESR92X)	
Standards	IEEE 802.3, 802.3u, 802.3x
Processing Type	Store and Forward with 802.3x full duplex, non blocking flow control
Flow Control	IEEE 802.3x flow control, back pressure flow control
MAC Address Table	2K
CONFIGURATION SOFTWARE	
Vlinx Manager	Windows 2000, XP (32/64 bit), 2003 Server (32/64 bit), Vista (32/64 bit), 2008 Server (32/64 bit), Win 7 (32/64 bit)
REGULATORY / CERTIFICATIONS / SAFETY	
Compliance	FCC, CE, NEMA TS2 (MESR901) UL Listed, File E222870 UL Class 1 Division 2 Groups A, B, C, D (HAZLOC), File E245458

MECHANICAL DIAGRAM - MESR90X MODELS



MECHANICAL DIAGRAM - MESR92X MODELS



B&B ELECTRONICS
orders@bb-elec.com
support@bb-elec.com
International Office: 707 Dayton Road PO Box 1040 Ottawa, IL 61350 USA 815-433-5100 Fax 433-5104
European Office: Westlink Commercial Park Oranmore Co. Galway Ireland +353 91 792444 Fax +353 91 792445

Technical Data

Allen-Bradley

1756 ControlLogix Controllers

ControlLogix Controller Catalog Numbers
1756-L61, 1756-L62, 1756-L63, 1756-L63XT, 1756-L64, 1756-L65, 1756-L71, 1756-L72, 1756-L73, 1756-L73XT, 1756-L74, 1756-L75

GuardLogix Controller Catalog Numbers 1756-L61S, 1756-L62S, 1756-L63S, 1756-LSP, 1756-L71S, 1756-L72S, 1756-L73S, 1756-L75P, 1756-L73SXT, 1756-L75PXT

Armor GuardLogix Catalog Number 1756-L72EROMS

ControlLogix Redundancy Catalog Numbers 1756-RM, 1756-RMXT, 1756-RM2, 1756-RM2XT

Topic	Page
1756 ControlLogix Controllers	2
1756 ControlLogix-XT Controllers	8
1756 GuardLogix Controllers	13
1756 GuardLogix-XT Controllers	19
1756 Armor GuardLogix Controller	21
Controller Memory Use	24
Controller Compatibility	25
ControlLogix Redundancy	27
ControlLogix Connections	30
ControlLogix Controller Accessories	31

LISTEN. THINK. SOLVE.™

1756-L6x ControlLogix Controllers Features and Specifications

Table 4 - Features - Standard ControlLogix 1756-L6x Controllers

Feature	1756-L61, 1756-L62, 1756-L63, L63XT, 1756-L64, 1756-L65
Controller tasks	• 32 tasks • 100 programs/task • Event tasks: all event triggers
Built-in communication ports	1 port RS-232 serial
Communication options	• EtherNet/IP • ControlNet • DeviceNet • Data Highway Plus • Remote I/O • SynchLink • Third-party process and device networks
Serial port communication	• ASCII • DF1 full/half-duplex • DF1 radio modem • DH-485 • Modbus via logic
Controller connections supported, max	250
Network connections, per network module	• 100 ControlNet (1756-CNB/A) • 40 ControlNet (1756-CNB/D, 1756-CNB/E) • 128 ControlNet (1756-CNB/B) • 256 EtherNet/IP; 128 TCP (1756-ENBx) • 128 EtherNet/IP; 64 TCP (1756-ENBT)
Controller redundancy	Full support
Integrated motion	• SERCOS interface • Analog options (encoder input, LDT input, SSI input) • EtherNet/IP (CIP Motion)
Programming languages	• Relay ladder • Structured text • Function block • SFC

IMPORTANT Scan time for a project loaded in a 1756-L64 or 1756-L65 controller may be slower than for the same project loaded in one of the other 1756-L6x controllers. See the Logix5000™ Controllers Instruction Execution Time and Memory Use Reference Manual, publication 1756-RM087, for instruction execution times.

Table 5 - Technical Specifications - 1756-L6x ControlLogix Controllers

Attribute	1756-L61	1756-L62	1756-L63	1756-L64	1756-L65
User memory	2 MB	4 MB	8 MB	16 MB	32 MB
I/O memory	475 KB				
Optional nonvolatile memory storage	128 MB (1784-CF128)				
Digital I/O, max	128,000				
Analog I/O, max	4000				
Total I/O, max	128,000				
Replacement battery[1]	Series A: 1756-BA1, 1756-BATM, 1756-BATA Series B: 1756-BA2			1756-BA2 (0.50 g Lithium)	
Current draw @ 5.1V DC	1200 mA				
Current draw @ 24V DC	14 mA				
Power dissipation	3.5 W				
Thermal dissipation	11.9 BTU/hr				
Isolation voltage	30V (continuous), basic insulation type, RS-232 to system Type tested at 720V DC for 60 s				
Serial cables	1756-CP3 or 1747-CP3, right angle connector to controller, straight to serial port, 3 m (9.84 ft)				
Weight, approx	Series A: 0.32 kg, (0.71 lb) Series B: 0.35 kg, (0.78 lb)				
Slot width	1				
Module location	Chassis-based, any slot				
Chassis	1756-A4, 1756-A7, 1756-A10, 1756-A13, 1756-A17				
Power supply, standard	1756-PA72, 1756-PA75, 1756-PB72, 1756-PB75				
Power supply, redundant	1756-PA75R, 1756-PB75R, 1756-PSCA2				
Wire category[2]	2 - on RS-232 port				
North American temperature code	T4A				
Enclosure type rating	None (open-style)				

(1) For Australian Mining certification applications, only a series A controller and a 1756-BA1 battery can be used. For more information, contact your local distributor or sales office.
(2) Use this conductor category information for planning conductor routing as described in the system level installation manual. See the Industrial Automation Wiring and Grounding Guidelines, publication 1770-4.1.

Table 6 - Environmental Specifications - 1756-L6x ControlLogix Controllers

Attribute	1756-L61, 1756-L62, 1756-L63, 1756-L64, 1756-L65
Temperature, operating IEC 60068-2-1 (Test Ad, Operating Cold), IEC 60068-2-2 (Test Bd, Operating Dry Heat), IEC 60068-2-14 (Test Nb, Operating Thermal Shock)	0…60 °C (32…140 °F)
Temperature, storage IEC 60068-2-1 (Test Ab, Unpackaged Nonoperating Cold), IEC 60068-2-2 (Test Bb, Unpackaged Nonoperating Dry Heat), IEC 60068-2-14 (Test Na, Unpackaged Nonoperating Thermal Shock)	-40…85 °C (-40…185 °F)
Temperature, surrounding air, max	60 °C (140 °F)
Relative humidity IEC 60068-2-30 (Test Db, Unpackaged Damp Heat)	5…95% noncondensing
Vibration IEC 60068-2-6 (Test Fc, Operating)	2 g @ 10…500 Hz
Shock, operating IEC 60068-2-27 (Test Ea, Unpackaged Shock)	30 g
Shock, nonoperating IEC 60068-2-27 (Test Ea, Unpackaged Shock)	50 g
Emissions CISPR 11 IEC 61000-6-4	Class A
ESD immunity IEC 61000-4-2	6 kV contact discharges 8 kV air discharges
Radiated RF immunity IEC 61000-4-3	10V/m with 1 kHz sine-wave 80% AM from 80…2000 MHz 10V/m with 200 Hz 50% Pulse 100% AM @ 900 MHz 10V/m with 200 Hz 50% Pulse 100% AM @ 1890 MHz 3V/m with 1 kHz sine-wave 80% AM from 2000…2700 MHz
EFT/B immunity IEC 61000-4-4	±4 kV at 5 kHz on RS-232 port
Surge transient immunity IEC 61000-4-5	±2 kV line-earth (CM) on RS-232 port
Conducted RF immunity IEC 61000-4-6	10V rms with 1 kHz sine-wave 80% AM from 150 kHz…80 MHz

Table 7 - Certifications - 1756-L6x ControlLogix Controllers

Certification[1]	1756-L61, 1756-L62, 1756-L63, 1756-L64, 1756-L65
c-UL-us	UL Listed Industrial Control Equipment, certified for US and Canada. See UL File E65584. UL Listed for Class I, Division 2 Group A,B,C,D Hazardous Locations, certified for U.S. and Canada. See UL File E194810.
CSA	CSA Certified Process Control Equipment. See CSA File LR54689C. CSA Certified Process Control Equipment for Class I, Division 2 Group A,B,C,D Hazardous Locations. See CSA File LR69960C.
CE	European Union 2004/108/EC EMC Directive, compliant with: • EN 61326-1; Meas./Control/Lab., Industrial Requirements • EN 61000-6-2; Industrial Immunity • EN 61000-6-4; Industrial Emissions • EN 61131-2; Programmable Controllers (Clause 8, Zone A & B)
C-Tick	Australian Radio communications Act, compliant with: AS/NZS CISPR 11; Industrial Emissions
Ex	European Union 94/9/EC ATEX Directive, compliant with: • EN 60079-15; Potentially Explosive Atmospheres, Protection "n" • EN60079-0; General Requirements • II 3 G Ex nA IIC T4 X **IMPORTANT:** The 1756-L64 and 1756-L65 controllers do not have this certification.
KC	Korean Registration of Broadcasting and Communications Equipment, compliant with: Article 58-2 of Radio Waves Act, Clause 3
FM	FM Approved Equipment for use in Class I Division 2 Group A,B,C,D Hazardous Locations

(1) When marked. See the Product Certification link at http://www.ab.com for Declarations of Conformity, Certificates, and other certification details.

1756 ControlLogix-XT Controllers

The ControlLogix-XT™ controllers function in the same way as the traditional ControlLogix controllers. The ControlLogix-XT products include control and communication system components that are conformally coated for extended protection in harsh, corrosive environments:

- When used with FLEX I/O-XT™ products, the ControlLogix-XT system can withstand temperature ranges from -20...70 °C (-4...158 °F).
- When used independently, the ControlLogix-XT system can withstand temperature ranges from -25...70 °C (-13...158 °F).
- Equipment designated as "LXT" is certified for use only within a surrounding air temperature of -25...60 °C (-13...140 °F) even when used with other "XT" equipment.

LISTEN. THINK. SOLVE.™

DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO

PanelView Plus y PanelView Plus CE

Ventajas

PanelView Plus es una de las opciones de interface de operador más versátiles en la suite de soluciones de visualización. La familia de productos PanelView Plus proporciona una amplia gama de terminales de gran robustez que ofrecen:

- Integración transparente en la Arquitectura Integrada
- Software de desarrollo común para capacidad de escalado
- Modularidad
- Comunicaciones de múltiples suministradores

Ventajas de PanelView Plus CE

- Ahorre tiempo leyendo los manuales directamente en su terminal
- Acceda a los programas de producción directamente desde el terminal
- Ahorre tiempo incluyendo documentos y videos de formación en el terminal
- Permite acceso remoto al terminal con VNC (Virtual Network Computing)

Todo esto se logra a través de varios visores de archivos: Internet Explorer, Terminal Services, funcionalidad FTP, Adobe PDF Viewer y visores de archivos Microsoft Office, tales como Word, Excel y Powerpoint.

Optimice el diseño del sistema

PanelView Plus es ideal para aplicaciones de terminal de operador a nivel de máquina en un entorno industrial.

- FactoryTalk View Machine Edition viene instalado y activado para proporcionar integración transparente en su sistema de control, para ahorrar tiempo y coste
- Pantallas brillantes con gráficos a colores de 18 bits que funcionan en conjunto para mostrar la funcionalidad avanzada y las plantillas predisefiadas incorporadas en cada terminal.
- Todos los terminales PanelView Plus se programan utilizando un entorno de desarrollo común, y también se pueden programar aplicaciones de supervisión multiclientes y multiservidores de alto nivel.

Más funcionalidad con PanelView Plus CE

Con los años, Rockwell Automation ha ganado un excelente prestigio mediante el ofrecimiento de una amplia gama de soluciones de visualización, las cuales incluyen productos escalables y disponibles en múltiples configuraciones, plataformas y tamaños. Estamos expandiendo la línea de productos de visualización PanelView Plus añadiendo una plataforma Windows CE abierta. La expansión de la línea PanelView Plus mediante la inclusión de PanelView Plus CE es una evolución lógica para Rockwell Automation ya que con ello añadimos funcionalidad opcional a nuestro producto más popular.

Múltiples opciones de comunicación

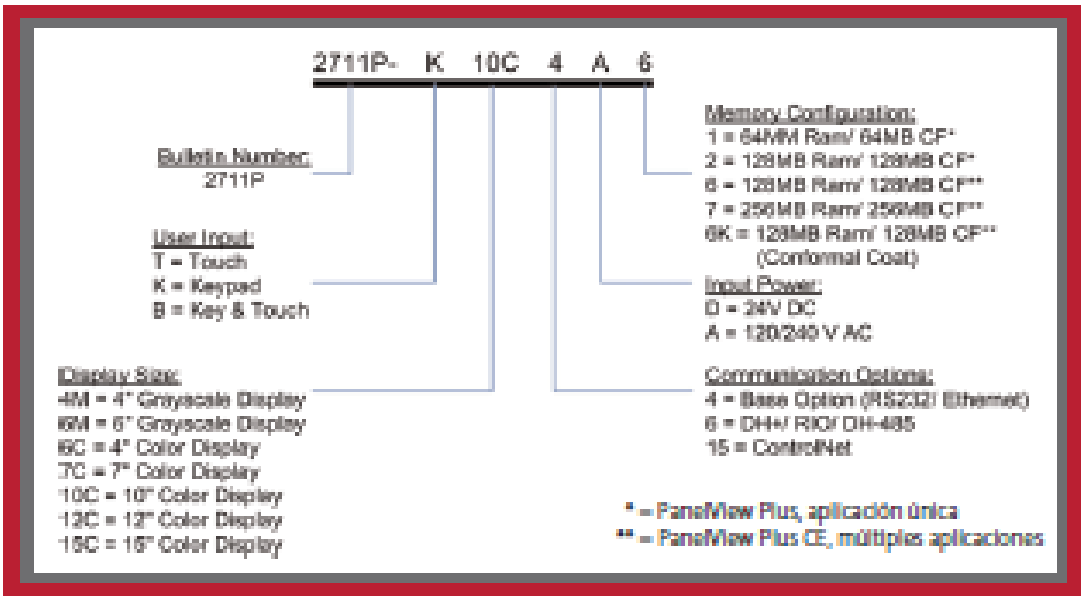
La mayoría de terminales PanelView Plus incluyen comunicaciones Ethernet/IP de manera estándar, y todos vienen con comunicaciones RS232 para funcionar con todos los controladores Allen-Bradley (comunicaciones adicionales de otros fabricantes disponibles con Kep Ware). Módulos opcionales instalables en el campo proporcionan comunicaciones ControlNet, DeviceNet, RIO, DH+, DH485, Modbus Plus y PROFIBUS.

FUNCIÓN	PanelView Plus 400-1500	PanelView Plus CE 700-1500
FactoryTalk Machine Edition	√	√
Registro de datos	√	√
Generación de tendencias	√	√
Sin unidad de disco duro, ventiladores o piezas móviles	√	√
Visores MPEG/JPEG		√
Microsoft Office Viewer		√
Controles Active X		√
Visor CAD		√
Microsoft Internet Explorer		√
Terminal Services		√
Virtual Network Computing		√
Active Sync		√

Amplia selección de productos

La familia PanelView Plus comienza con los terminales de escala de grises de 4 pulgadas con entrada de teclado, como la opción más pequeña y económica. Hay pantallas TFT a colores de mayor tamaño, hasta de 15 pulgadas, disponibles para ver más información en una sola pantalla o para permitir gráficos más grandes. La entrada opcionalmente puede realizarse con pantallas táctiles más pequeñas, más intuitivas, un teclado para mayor longevidad de la pantalla en entornos hostiles o una combinación de ambos. Esto le permite hacer una selección según sus necesidades y presupuesto.

Configuración de catálogo



www.rockwellautomation.com

Oficinas corporativas de soluciones de potencia, control e información

América: Rockwell Automation, 1201 South Second Street, Milwaukee, WI 53204-2496 USA, Tel: (1) 414.382.2000, Fax: (1) 414.382.4444
Europa/Medio Oriente/África: Rockwell Automation, Vorstlaan/Boulevard du Souverain 36, 1170 Bruxelles, Bélgica, Tel: (32) 2.663.0600, Fax: (32) 2.663.0640
Asia Pacífico: Rockwell Automation, Level 14, Core F, Cyberport 3, 100 Cyberport Road, Hong Kong, Tel: (852) 2887 4788, Fax: (852) 2508 1846

Argentina: Rockwell Automation S.A., Alem 1050, 9° Piso, CP 1001AAZ, Capital Federal, Buenos Aires, Tel: (54) 11.4316.4000, Fax: (54) 11.4316.4040, www.rockwellautomation.com.ar
Chile: Rockwell Automation Chile S.A., Luis Thayer Ojeda 166, Piso 4, Providencia, Santiago, Tel: (56) 2.294.9796, Fax: (56) 2.294.9797, www.rockwellautomation.cl
Colombia: Rockwell Automation S.A., Kil. Nueve Entre Carrera 15° Y 17 – 78 Piso 18, PBX: (57) 1.468.9400 Fax: (57) 600.96.11, www.rockwellautomation.com.co
España: Rockwell Automation S.A., Doctor Trueta 115-119, 08005 Barcelona, Tel.: (34) 932.959.000, Fax: (34) 932.959.001, www.rockwellautomation.es
México: Rockwell Automation S.A. de C.V., Bosques de Ciruelos Nº 169, Col. Bosques de las Lomas, C.P. 11700 México, D.F., Tel.: (52) 55.5246.5000, Fax: (52) 55.5251.1140, www.rockwellautomation.com.mx
Perú: Rockwell Automation S.A., Av. Víctor Andrés Belaúnde Nº 147, Torre El Golf, 101 – San Isidro Lima, Perú, Tel: (51) 442.3946, Fax: (51) 222.2347, www.rockwellautomation.com.pe
Puerto Rico: Rockwell Automation Inc., Calle 1, Metro Office # 6, Suite 304, Metro Office Park, Guaynabo, Puerto Rico 00968, Tel.: (1) 787.781.4200, Fax: (1) 787.784.1939, www.rockwellautomation.com.pr
Venezuela: Rockwell Automation S.A., Edf. Alfa-Bradley, Av. González Rincones, Zona Industrial La Trinidad, Caracas 1080, Tel.: (58) 212.949.9411, Fax: (58) 212.949.3955, www.rockwellautomation.com.ve

Publicación 2711-7.PPlusVA, ES-P – Junio de 2007
Sustituye a la publicación 6181-11.PPlusC, ES-P

Copyright ©2007 Rockwell Automation, Inc. Todos los derechos reservados. Impreso en EE.UU.

EDS-G509 Series

9G-port full Gigabit managed Ethernet switches

- 4 10/100/1000BaseT(X) ports plus 5 combo (10/100/1000BaseT(X) or 100/1000BaseSFP slot) Gigabit ports
- Fiber optic options for extending distance and improving electrical noise immunity
- Turbo Ring and Turbo Chain (recovery time < 50 ms @ 250 switches), RSTP/STP, and MSTP for network redundancy
- TACACS+, SNMPv3, IEEE 802.1X, HTTPS, and SSH to enhance network security
- Easy network management by web browser, CLI, Telnet/serial console, Windows utility, and ABC-01

Introduction

The EDS-G509 is equipped with 9 Gigabit Ethernet ports and up to 5 fiber optic ports, making it ideal for upgrading an existing network to Gigabit speed or building a new full Gigabit backbone. Gigabit transmission increases bandwidth for higher performance and transfers large amounts of video, voice, and data across a network quickly. Redundant Ethernet Turbo Ring, Turbo Chain, RSTP/STP, and MSTP increase system reliability and the availability of your network backbone. The EDS-G509 series is designed especially for communication demanding applications, such as video and process monitoring, shipbuilding, ITS, and DCS systems, all of which can benefit from a scalable backbone construction.

Features and Benefits

- Command Line Interface (CLI) for quickly configuring major managed functions
- IPv6 Ready logo awarded (IPv6 Logo Committee certified)
- Software-based IEEE 1588 PTPv2 (Precision Time Protocol) for precise time synchronization of networks
- DHCP Option 82 for IP address assignment with different policies
- Support EtherNet/IP and Modbus/TCP protocols for device management and monitoring
- Compatible with PROFINET protocol for transparent data transmission
- Turbo Ring and Turbo Chain (recovery time < 50 ms @ 250 switches), RSTP/STP, and MSTP for network redundancy
- IGMP snooping and GMRP for filtering multicast traffic
- Port-based VLAN, IEEE 802.1Q VLAN, and GVRP to ease network planning
- QoS (IEEE 802.1p/1Q) and TOS/DiffServ to increase determinism
- Port Trunking for optimum bandwidth utilization
- TACACS+, SNMPv3, IEEE 802.1X, HTTPS, and SSH to enhance network security
- SNMPv1/v2c/v3 for different levels of network management
- RMON for efficient network monitoring and proactive capability
- Bandwidth management prevents unpredictable network status
- Lock port function for blocking unauthorized access based on MAC address
- Port mirroring for online debugging
- Automatic warning by exception through e-mail, relay output
- ABC-01 (Automatic Backup Configurator) for system configuration backup

Specifications

Technology

Standards:
IEEE 802.3 for 10BaseT
IEEE 802.3u for 100BaseT(X) and 100BaseFX
IEEE 802.3ab for 1000BaseT(X)
IEEE 802.3z for 1000BaseX
IEEE 802.3x for Flow Control
IEEE 802.1D-2004 for Spanning Tree Protocol
IEEE 802.1w for Rapid STP
IEEE 802.1s for Multiple Spanning Tree Protocol
IEEE 802.1Q for VLAN Tagging
IEEE 802.1p for Class of Service
IEEE 802.1X for Authentication
IEEE 802.3ad for Port Trunk with LACP

Protocols: IGMPv1/v2, GMRP, GVRP, SNMPv1/v2c/v3, DHCP Server/Client, DHCP Option 66/67/82, BootP, TFTP, SNTP, SMTP, RARP, RMON, HTTP, HTTPS, Telnet, SSH, Syslog, EtherNet/IP, Modbus/TCP, SNMP Inform, LLDP, IEEE 1588 PTPv2, IPv6, MTP Server/Client
MIB: MIB-II, Ethernet-Like MIB, P-BRIDGE MIB, Q-BRIDGE MIB, Bridge MIB, RSTP MIB, RMON MIB Group 1, 2, 3, 9
Flow Control: IEEE 802.3x flow control, back pressure flow control

Switch Properties

Priority Queues: 4
Max. Number of Available VLANs: 64
VLAN ID Range: VID 1 to 4094
IGMP Groups: 256
MAC Table Size: 8 K
Packet Buffer Size: 1 Mbit

Interface

Fiber Ports: 100/1000BaseSFP slot
RJ45 Ports: 10/100/1000BaseT(X) auto negotiation speed
Console Port: RS-232 (RJ45 connector)
DIP Switches: Turbo Ring, Master, Coupler, Reserve
LED Indicators: PWR1, PWR2, FAULT, 10/100/1000M, MSTR/HEAD, CPLR/TAIL
Alarm Contact: 2 relay outputs with current carrying capacity of 1 A @ 24 VDC
Digital Inputs: 2 inputs with the same ground, but electrically isolated from the electronics.
- +13 to +30V for state "1"
- -30 to +3V for state "0"
- Max. input current: 8 mA

Power Requirements

Input Voltage: 12/24/48 VDC, redundant dual inputs
Input Current: 0.81 A @ 24 V
Overload Current Protection: Present
Connection: 2 removable 6-contact terminal blocks
Reverse Polarity Protection: Present

Physical Characteristics

Housing: Metal, IP30 protection
Dimensions: 87.1 × 135 × 107 mm (3.43 × 5.31 × 4.21 in)
Weight: 1510 g
Installation: DIN-rail mounting, wall mounting (with optional kit)

Environmental Limits

Operating Temperature:
Standard Models: 0 to 60°C (32 to 140°F)
Wide Temp. Models: -40 to 75°C (-40 to 167°F)
Storage Temperature: -40 to 85°C (-40 to 185°F)
Ambient Relative Humidity: 5 to 95% (non-condensing)

Standards and Certifications

Safety: UL 508, EN 60950-1
EMI: FCC Part 15 Subpart B Class A, EN 55022 Class A
EMS:
EN 61000-4-2 (ESD) Level 3, EN 61000-4-3 (RS) Level 3, EN 61000-4-4 (EFT) Level 3, EN 61000-4-5 (Surge) Level 3, EN 61000-4-6 (CS) Level 3, EN61000-4-8
Marine: DNV, GL, LR, ABS, NK
Rail Traffic: EN 50121-4
Shock: IEC 60068-2-27
Freefall: IEC 60068-2-32
Vibration: IEC 60068-2-6
Note: Please check Moxa's website for the most up-to-date certification status.

MTBF (mean time between failures)

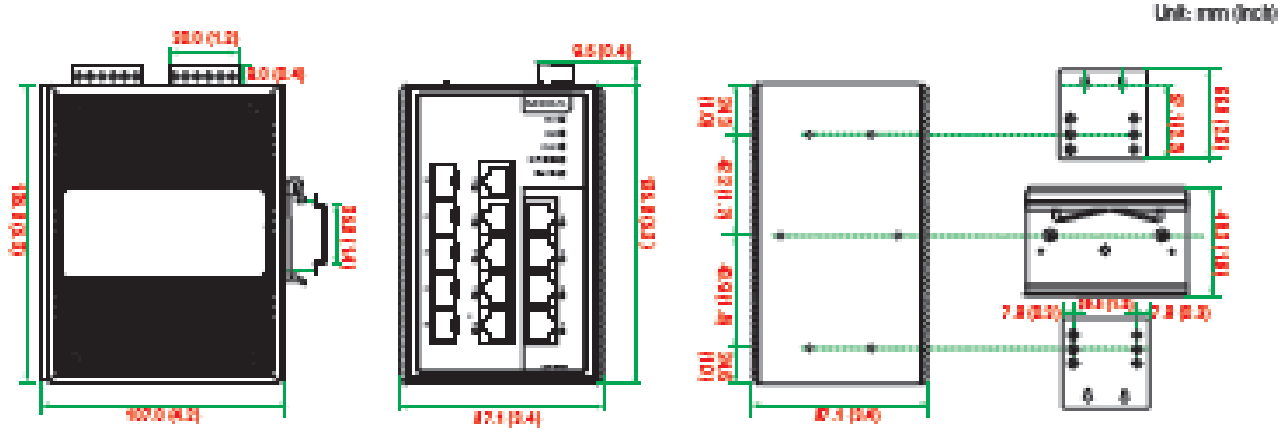
Time: 330,000 hrs
Database: Telcordia (Bellcore), GB

Warranty

Warranty Period: 5 years
Details: See www.moxa.com/warranty

Dimensions

Unit: mm (inch)



Ordering Information

Available Models

EDS-G509: Industrial full Gigabit managed Ethernet switch with 4 10/100/1000BaseT(X) ports, and 5 10/100/1000BaseT(X) or 100/1000BaseSFP slot combo ports, 0 to 60°C operating temperature
EDS-G509-T: Industrial full Gigabit managed Ethernet switch with 4 10/100/1000BaseT(X) ports, and 5 10/100/1000BaseT(X) or 100/1000BaseSFP slot combo ports, -40 to 75°C operating temperature
Note: The EDS-G509 series switches support 100/1000BaseSFP slots. See the SFP-1G and SFP-1FE datasheets for Gigabit/Fast Ethernet SFP module product information.

Optional Accessories (can be purchased separately)

MXview: Moxa Industrial network management software with 50, 100, 250, 500, 1000, or 2000 nodes
EDS-SNMP OPC Server Pro: OPC server software that works with all SNMP devices
ABC-01: Configuration backup and restoration tool for managed Ethernet switches, 0 to 60°C operating temperature
DR-4524/75-24/120-24: 45/75/120 W DIN-rail 24 VDC power supplies
MDR-40-24/60-24: 40/60 W DIN-rail 24 VDC power supplies, -20 to 70°C operating temperature
WK-46: Wall mounting kit
RK-4U: 4U-high 19" rack mounting kit

Package Checklist

- EDS-G509 switch
- RJ45 to DB9 console port cable
- Protective caps for unused ports
- Documentation and software CD
- Hardware Installation guide (printed)
- Warranty card

UBIQUITI NETWORKS

TECHNICAL SPECS / DATASHEET

NanoStation Loco M5: Compact and cost-effective AirMax 5GHz CPE

airMAX
MIMO TDMA Protocol

SYSTEM INFORMATION	
Processor Specs	Atheros MIPS 24KC, 400MHz
Memory Information	32MB SDRAM, 8MB Flash
Networking Interface	1 X 10/100 BASE-TX (Cat. 5, RJ-45) Ethernet Interface

REGULATORY / COMPLIANCE INFORMATION	
Wireless Approvals	FCC Part 15.247, IC RSS210, CE
RoHS Compliance	YES

OPERATING FREQUENCY 5470MHz-5825MHz

5GHz TX POWER SPECIFICATIONS

	DataRate	Avg. TX	Tolerance
11a	1-24Mbps	23 dBm	+/-3dB
	36Mbps	21 dBm	+/-3dB
	48Mbps	19 dBm	+/-3dB
	54Mbps	18 dBm	+/-3dB
5GHz 11n / AirMax	MCS0	23 dBm	+/-3dB
	MCS1	23 dBm	+/-3dB
	MCS2	23 dBm	+/-3dB
	MCS3	23 dBm	+/-3dB
	MCS4	22 dBm	+/-3dB
	MCS5	20 dBm	+/-3dB
	MCS6	18 dBm	+/-3dB
	MCS7	17 dBm	+/-3dB
	MCS8	23 dBm	+/-3dB
	MCS9	23 dBm	+/-3dB
	MCS10	23 dBm	+/-3dB
	MCS11	23 dBm	+/-3dB
	MCS12	22 dBm	+/-3dB
	MCS13	20 dBm	+/-3dB
	MCS14	18 dBm	+/-3dB
	MCS15	17 dBm	+/-3dB

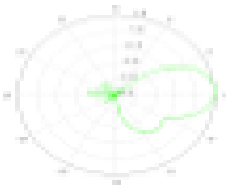
5GHz RX SPECIFICATIONS

	DataRate	Sensitivity	Tolerance
11a	24Mbps	-83 dBm	+/-2dB
	36Mbps	-80 dBm	+/-2dB
	48Mbps	-77 dBm	+/-2dB
	54Mbps	-75 dBm	+/-2dB
5GHz 11n / AirMax	MCS0	-96 dBm	+/-2dB
	MCS1	-95 dBm	+/-2dB
	MCS2	-93 dBm	+/-2dB
	MCS3	-90 dBm	+/-2dB
	MCS4	-86 dBm	+/-2dB
	MCS5	-83 dBm	+/-2dB
	MCS6	-77 dBm	+/-2dB
	MCS7	-74 dBm	+/-2dB
	MCS8	-95 dBm	+/-2dB
	MCS9	-93 dBm	+/-2dB
	MCS10	-90 dBm	+/-2dB
	MCS11	-87 dBm	+/-2dB
	MCS12	-84 dBm	+/-2dB
	MCS13	-79 dBm	+/-2dB
	MCS14	-78 dBm	+/-2dB
	MCS15	-75 dBm	+/-2dB

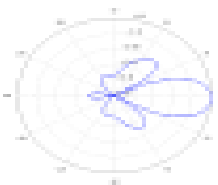
PHYSICAL / ELECTRICAL / ENVIRONMENTAL	
Enclosure Size	183 x 31 x 80
Weight	0.18kg
Enclosure Characteristics	Outdoor UV Stabilized Plastic
Mounting Kit	Pole Mounting Kit included
Max Power Consumption	5.5 Watts
Power Supply	24V, 0.5A surge portection integrated POE adapter included
Power Method	Passive Power over Ethernet (pairs 4,5+; 7,8 return)
Operating Temperature	-30°C to +80°C
Operating Humidity	5 to 95% Condensing
Shock and Vibration	ETSI300-019-1.4

INTEGRATED 2x2 MIMO ANTENNA			
Frequency Range	4.9-6.0 GHz	Max VSWR	1.4:1
Gain	13 dBi	H-pol Beamwidth	45 deg.
Polarization	Dual Linear	V-pol Beamwidth	45 deg.
Cross-pol Isolation	20dB minimum	Elevation Beamwidth	45 deg.

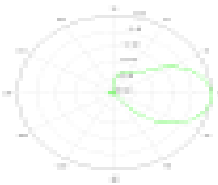
VSWR



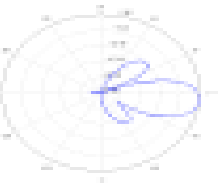
H-Pol Azimuth



H-Pol Elevation



V-Pol Azimuth



V-Pol Elevation