



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO

FACULTAD DE INGENIERÍA EN SISTEMAS ELECTRÓNICA E INDUSTRIAL

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA Y COMUNICACIONES

Tema:

“SISTEMA SCADA PARA LA SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL DE MEDIDORES INDUSTRIALES DE ENERGÍA EN LA EMPRESA NOVACERO S.A.”

Trabajo de Graduación. Modalidad: Proyecto de Investigación, presentado previo la obtención del título de Ingeniero en Electrónica y Comunicaciones.

SUBLINEA DE INVESTIGACION: Automatización.

AUTOR: Manuel Eduardo Molina Araujo.

TUTOR: Ing. Patricio Encalada Ruiz.

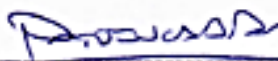
Ambato - Ecuador
Septiembre, 2018

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de tutor del Trabajo de Investigación sobre el tema: "SISTEMA SCADA PARA LA SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL DE MEDIDORES INDUSTRIALES DE ENERGÍA EN LA EMPRESA NOVACERO S.A", del señor Manuel Eduardo Molina Araujo, estudiante de la Carrera de Ingeniería en Electrónica y Comunicaciones, de la Facultad de Ingeniería en Sistemas, Electrónica e Industrial, de la Universidad Técnica de Ambato, considero que el informe investigativo reúne los requisitos suficientes para que continúe con los trámites y consiguiente aprobación de conformidad con el numeral 7.2 de los Lineamientos Generales para la aplicación de Instructivos de las Modalidades de Titulación de las Facultades de la Universidad Técnica de Ambato.

Ambato, septiembre 2018

EL TUTOR



Ing. Patricio Encalada Ruiz

AUTORÍA

El presente Proyecto de Investigación titulado: “SISTEMA SCADA PARA LA SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL DE MEDIDORES INDUSTRIALES DE ENERGÍA EN LA EMPRESA NOVACERO S.A”, es absolutamente original, auténtico y personal, en tal virtud, el contenido, efectos legales y académicos que se desprenden del mismo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Ambato, septiembre 2018



Manuel Eduardo Molina Araujo
CC: 0503629420

DERECHOS DE AUTOR

Autorizo a la Universidad Técnica de Ambato, para que haga uso de este Trabajo de Titulación como un documento disponible para la lectura, consulta y procesos de investigación.

Cedo los derechos de mi Trabajo de Titulación, con fines de difusión pública, además autorizo su reproducción dentro de las regulaciones de la Universidad.

Ambato, septiembre 2018



Manuel Eduardo Molina Araujo
CC: 0503629420

APROBACIÓN DE LA COMISIÓN CALIFICADORA

La Comisión Calificadora del presente trabajo conformada por los señores docentes Ing. Geovanni Brito e Ing. Franklin Salazar, revisaron y aprobaron el Informe Final del Proyecto de Investigación titulado “SISTEMA SCADA PARA LA SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL DE MEDIDORES INDUSTRIALES DE ENERGÍA EN LA EMPRESA NOVACERO S.A”, presentado por el señor Manuel Eduardo Molina Araujo de acuerdo al numeral 9.1 de los Lineamientos Generales para la aplicación de Instructivos de las Modalidades de Titulación de las Facultades de la Universidad Técnica de Ambato.



Ing. Mg. Elsa Pilar Urrutia Urrutia
PRESIDENTA DEL TRIBUNAL



Ing. Geovanni Brito
DOCENTE CALIFICADOR



Ing. Franklin Salazar
DOCENTE CALIFICADOR

DEDICATORIA:

A Dios por haberme permitido lograr esta meta tan anhelada, gozando de salud para llegar a conquistar mis objetivos.

A mi madre por su apoyo en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, nunca desmayar pese a las adversidades de la vida y de mi carrera universitaria, gracias por darme una carrera para mi futuro, todo esto te lo debo a ti.

A mi familia y amigos, gracias por estar ahí en el momento oportuno y ser mi apoyo incondicional.

Manuel Eduardo Molina Araujo

AGRADECIMIENTO:

“Agradezco a Dios por brindarme la oportunidad de realizar este trabajo, a mis padres que han sido un pilar fundamental en todos y cada uno mis pasos y metas, a mi hermana María José quien me dio una razón muy esencial para luchar, a toda mi Familia y a la Flia. Chasi Guzmán quienes estuvieron brindándome todo su apoyo incondicional y en especial a Andrea quien fue siempre mi fuente de inspiración y fuerza.”

“A todos mis maestros y de manera muy especial al Ing. Patricio Encala Ruiz asesor de mi trabajo de investigativo, los cuales me impartieron los conocimientos y experiencias adquiridas en sus años como profesionales. A la UTA por haberme dado la oportunidad de forjarme en sus aulas como profesional y compartir inolvidables momentos en nuestras vidas de estudiantes.”

Dios le pague a todos que de una u otra forma me supieron ayudar.

Manuel Eduardo Molina Araujo

ÍNDICE

APROBACIÓN DEL TUTOR.....	i
AUTORÍA.....	ii
DERECHOS DE AUTOR.....	iii
APROBACIÓN DE LA COMISIÓN CALIFICADORA.....	iv
DEDICATORIA:	v
AGRADECIMIENTO:	vi
ÍNDICE	vii
ÍNDICE DE TABLAS	x
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
RESUMEN.....	xiv
ABSTRACT	xv
CAPÍTULO I.....	1
EL PROBLEMA	1
1.1. TEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.3. DELIMITACIÓN.....	2
1.3.1. DELIMITACIÓN DE CONTENIDOS	2
1.3.2. DELIMITACIÓN ESPACIAL.....	2
1.3.3. DELIMITACIÓN TEMPORAL	3
1.4. JUSTIFICACIÓN	3
1.5. OBJETIVOS	4
1.5.1. GENERAL	4
1.5.2. ESPECÍFICOS	4
CAPITULO II	5
MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS	5
2.2. UNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	7
2.2.1. AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL	7
2.2.2. NIVELES QUE CONFORMAN LA PIRÁMIDE DE AUTOMATIZACIÓN. 8	
2.2.3. SENSORES.....	10
2.2.4. ACTUADORES	12
2.2.5. MEDIDORES DE ENERGÍA.....	13

2.2.6. SISTEMA SCADA	14
2.2.7. HMI (HUMAN MACHINE INTERFACE).....	17
2.2.8. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN INDUSTRIAL.....	19
2.2.9. NORMAS ISA	23
2.2.10. NORMAS IP	33
2.3. PROPUESTA DE SOLUCIÓN.	35
CAPÍTULO 3	36
METODOLOGÍA	36
3.1. MODALIDAD BÁSICA DE LA INVESTIGACIÓN.....	36
3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA.....	36
3.3. RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	36
3.4. PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	37
3.5. DESARROLLO DEL PROYECTO	37
CAPÍTULO 4	39
DESARROLLO DE LA PROPUESTA.....	39
4.1. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA UBICACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA Y SISTEMAS IMPLEMENTADOS EN NOVACERO S.A.	42
4.2. ANÁLISIS DE LOS REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL DISEÑO DEL SISTEMA SCADA.	44
4.2.1. REQUERIMIENTOS DE RED Y PARÁMETROS DE MEDICIÓN.	44
4.3. ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE HARDWARE PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL PARA LA ADQUISICIÓN DE DATOS DE MEDIDORES INDUSTRIALES	45
4.4. DISEÑO DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN EN TIEMPO DE ADQUISICIÓN DE DATOS DE MEDIDORES INDUSTRIALES.....	57
4.4.1. DISEÑO Y ARQUITECTURA DE RED ETHERNET Y RED INDUSTRIAL MODBUS.....	57
4.4.2. ADQUISICIÓN Y ACONDICIONAMIENTO DE SEÑAL DE DATOS.....	62
4.3. PROCESAMIENTO DE SEÑALES	65
4.4.4. ALMACENAMIENTO DE DATOS	72
4.4.5. VISUALIZACIÓN.....	79
4.5. CONSTRUCCIÓN DEL PROTOTIPO	86
4.5.1. PLANOS DE CONSTRUCCIÓN.....	86
4.6. PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO	88
4.7. PRESUPUESTO	100

4.7.1. PRESUPUESTO PROTOTIPO	100
4.7.2. PRESUPUESTO IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA SCADA EN PLANTA NOVACERO S.A.....	100
CÁPITULO 5	102
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	102
5.1. CONCLUSIONES	102
5.2. RECOMENDACIONES	103
BIBLIOGRAFÍA.....	105
ANEXOS.....	110
ANEXO A: MANUAL DE USUARIO	111
ANEXO B: HOJAS DE PARÁMETROS TÉCNICOS	139
ANEXO C: SOLICITUD DE CULMINACIÓN DETRABAJO DE INVESTIGACIÓN (EMPRESA).....	149
ANEXO D: PLANOS	150

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Identificación Representativa [19].....	26
Tabla 2.2: Código de identificación de instrumentos. ISA-5.1-84.[20].....	27
Tabla 2.3: Identificación Representativa.[20].....	28
Tabla 2.4: Indicadores de protección contra elementos sólidos.[26].....	34
Tabla 2.5: Indicadores de protección contra elementos líquidos.[26]	34
Tabla 4.1: Listado general de medidores de energía NOVACERO S.A. (Planta Lasso)	43
Tabla 4.2: Características principales del PowerLogic ION6200.....	46
Tabla 4.3: Características principales del PowerLogic de Series PM5000.....	47
Tabla 4.4: Características principales del Analizador de Redes CVM-C10 (CIRCUTOR).....	48
Tabla 4.5: Tabla Comparativa Pasarelas Ethernet	50
Tabla 4.6: Tabla Comparativa Transformadores de Corriente	53
Tabla 4.7: Tabla Comparativa Fuentes Alimentación	55
Tabla 4.8: Tabla de Características Técnica de Breaker ABB.....	56
Tabla 4.9: Tabla de Funciones MODBUS	76
Tabla 4.10: TAG utilizados para sistema SCADA	79
Tabla 4.11: Mediciones de parámetros eléctricos medidor 138kVA.....	98
Tabla 4.12: Presupuesto para Construcción de Prototipo	100
Tabla 4.13: Presupuesto necesario para implementación del sistema SCADA.	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Ejemplo de Automatización Industrial [10]	7
Figura 2.2: Modelo de automatización piramidal CIM.[12].....	8
Figura 2.3: Sensores[14]	11
Figura 2.4: Actuadores[14]	12
Figura 2.5: Pirámide de Automatización.[17]	15
Figura 2.6: Terminales HMI Schneider.[19]	17
Figura 2.7: Protocolos de Comunicación.[20]	19
Figura 2.8: Codificación de bits FSK en el protocolo Hart.[21].....	21
Figura 2.9: Topología Interbus.[21].....	22
Figura 2. 10: Simbología general según la normativa ANSI/ISA 5.1-1984 [19]	25
Figura 2.11: Simbología de sensores y actuadores según normativa ANSI/ISA 5.1-1984[20]	29
Figura 2.12: Ciclo de vida de gestión de alarmas.[21]	31
Figura 2.13: Ejemplo de un diseño de HMI.[23]	33
Figura 4.1: Ubicación geográfica de Planta NOVACERO S.A. sector Lasso-Cotopaxi.[29]	40
Figura 4.2: Linealidad de transformadores de protección y medida [37]	53
Figura 4.3: Diseño del Sistema de Supervisión en Tiempo Real para la Adquisición de Datos de Medidores Industriales	57
Figura 4.4: Red Anillo de F.O.	59
Figura 4.5: Topología de Red en Cisco Packet Tracer.	61
Figura 4.6: Medidor CVM-C10 [28]	62
Figura 4.7: Ventana principal de LINK150	66
Figura 4.8: Ventana de configuración Ethernet.	66
Figura 4.9: Red Modbus RS485 a 2 hilos. [35]	67
Figura 4.10: Red Modbus RS485 a 4 hilos. [35]	67
Figura 4.11: Ventana de configuración de Puerto Serie	68
Figura 4.12: Ventana de configuración de Fecha y Hora	68
Figura 4.13: Topología en modo maestro con el LINK150.[35]	69
Figura 4.14: Ventana de Lista de Dispositivos en Modo Maestro.....	70
Figura 4.15: Ventana de Lista de Cuentas de Usuario.....	71
Figura 4.16: Ventana de Finalización de Sesión.....	71

Figura 4.17: Ícono de OPC SERVER.....	73
Figura 4.18: Ventana de Selección de Nuevo Canal.	73
Figura 4.19: Ventana de Selección de Tipo de Comunicación.....	74
Figura 4.20: Ventana de Creación de Nuevo Dispositivo	74
Figura 4.21: Ventana de Asignación IP e ID de Esclavo.....	75
Figura 4.22: Ventana de Selección del Tiempo de Muestreo.	75
Figura 4.23: Ventana de Indicador Numero de Puerto de TCP/IP.	76
Figura 4. 24: Secuencia de bits en la transmisión de un byte	77
Figura 4. 25: Estructura del mensaje Modbus RS-485	78
Figura 4.26: Ventana de Creación de Tags.....	78
Figura 4.27: Pantalla Principal.....	82
Figura 4.28: Segunda Pantalla, Sistema HMI.....	83
Figura 4.29: Representación Gráfica de Norma ISA 5.1	83
Figura 4. 30: Tonalidad de colores en problemas de visión.[43].....	84
Figura 4. 31: Representación Gráfica de Norma ISA 18.2.....	85
Figura 4.32: Representación Gráfica Norma ISA 101.....	85
Figura 4.33: Diseño Prototipo.....	86
Figura 4.34 : Plano PROTOTIPO.....	87
Figura 4.35: Prototipo Final.....	88
Figura 4. 36: Jerarquización de Pantallas.	89
Figura 4. 37: Pantalla Inicial de Interface Gráfica.....	89
Figura 4.38: Segunda Pantalla Submenús.....	90
Figura 4.39: Pantalla AYUDA.....	91
Figura 4. 40: Pantalla Diagrama Esquemático.....	91
Figura 4.41: Pantalla Reporte Medidor y Alarmas.	92
Figura 4.42: Pantalla Gráficos Parámetros Eléctricos.	92
Figura 4.43: Pantalla Unifilar NOVECERO S.A.	93
Figura 4.44: Pantalla Secundaria (Opción pantalla Principal).....	93
Figura 4.45: Prueba parámetros eléctricos (Tensiones).....	94
Figura 4.46: Prueba curva característica (Tensiones).....	95
Figura 4.47: Prueba parámetros eléctricos (Corrientes).	95
Figura 4.48: Prueba curva característica (Tensiones).....	96
Figura 4.49: Prueba parámetros eléctricos (Potencias).....	96

Figura 4.50: Prueba curva característica (Potencias).....	97
Figura 4.51: Reporte Alarmas.....	97
Figura 4.52: Reporte general.	99

RESUMEN

Este trabajo de investigación presenta el diseño de un sistema SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) para medidores de parámetros eléctricos de las áreas de manufacturación de la empresa “NOVACERO S.A. ubicado en la parroquia rural Lasso, perteneciente al cantón Latacunga de la Provincia de Cotopaxi”, con una integración de equipos a través de una red industrial (Modbus RS-485).

Se diseñó una pantalla de visualización, la cual se basó en Normas ISA para el diseño de entornos HMI y con la ayuda del software LabVIEW se ejerció un monitoreo sobre las variables de tensión, intensidad y potencia en donde se hizo la conversión de tramas en equipos conversores de protocolos para la creación de variables en NI OPC-Server y la función que realiza cada dispositivo relevante para el diseño del sistema SCADA.

Como resultado de la implementación del sistema existió un mejor desenvolvimiento de los operarios mediante la interfaz hombre-máquina, y a través de las normas emitidas por la organización MESA International, seleccionar los tonos en indicadores gráficos de alarmas para operadores con distintos problemas de visión.

Se puede concluir que este sistema permite visualizar las variables de parámetros eléctricos en un HMI, en un tiempo adecuado de monitoreo con ejecución de alarmas correspondientes a eventos programados y así generar un reporte técnico para efectuar análisis de datos monitoreados.

Palabras clave: SCADA, HMI, Conversor Protocolo, OPC-Server, Normas ISA, Modbus RS-485.

ABSTRACT

In this work of investigation presents the design of a SCADA system (Supervision, Control and Acquisition of Data) for electric parameters meters of the manufacturing areas of the company “NOVACERO S.A. located in the rural parish Lasso, belonging to the canton Latacunga of the Province of Cotopaxi”, with an integration of equipment through an industrial network (Modbus RS-485).

A visualization screen was designed, which was based on ISA Standards for the design of HMI environments and with the help of LabVIEW software a control was exercised over the variables of voltage, intensity and power. We analyzed the process of conversion of frames in protocol converting equipment for the creation of variables in NI OPC-Server and the function that each relevant device performs for the design of the SCADA system.

As a result of the implementation of the system there was a better development of the operators through the human-machine interface, and through the standards issued by the organization MESA International, to select the tones in graphic indicators of alarms for operators with different vision problems.

It can be concluded that this system allows to visualize the variables of electrical parameters in an HMI, in an adequate time of monitoring with execution of alarms corresponding to programmed events and thus generate a technical report to perform analysis of monitored data.

Keywords: SCADA, HMI, Protocol Converter, OPC-Server, ISA Standards, Modbus RS-485.

INTRODUCCIÓN

El presente proyecto consiste en el diseño y construcción de prototipo de un sistema de adquisición de datos en equipos medidores de parámetros eléctricos para la supervisión en tiempo real de la planta NOVACERO S.A. ubicada en el sector de Lasso al norte de la ciudad de Latacunga en la provincia Cotopaxi. Por tanto la supervisión de estas variables a cargo del personal de Subestación de la empresa no resulta eficiente y conlleva a la pérdida de tiempo y recursos de los operadores que podrían realizar otras funciones dentro de su área de trabajo.

El desarrollo del proyecto brinda una solución rápida reduciendo tiempos en la toma de datos de los elementos de medición con disminución de costos en la adquisición de equipos y software pagados por la empresa. La investigación establece la problemática que genera el no poseer un sistema que permita la supervisión en tiempo real de variables y plantea una solución técnica mediante el uso del software adquirido por NOVACERO S.A. De tal manera este proyecto se secciona en 5 capítulos estructurados de tal manera:

En el Capítulo I se detalla la problemática a tratar en conjunto con la justificación sobre la importancia de la investigación realizada, planteando objetivos para el correcto desarrollo del proyecto.

En el Capítulo II se exponen los antecedentes investigativos referentes a proyectos con un grado de similitud al tema a desarrollar, se efectúa la fundamentación teórica de los elementos que respaldan al trabajo de investigación y plantear una solución. La forma en que se reúne la necesaria información del proyecto y como desarrollar el mismo esta detallado en el Capítulo III.

En el Capítulo IV se desarrolla el diseño del sistema e implementación del prototipo de tal manera que concuerden con los requerimientos planteados.

La muestra de resultados de la investigación se representa en las conclusiones y las recomendaciones que están especificadas en el Capítulo V.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1. TEMA DE INVESTIGACIÓN

“Sistema SCADA para la supervisión en tiempo real de medidores industriales de energía en la empresa NOVACERO S.A.”

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Dada la progresiva demanda de volumen y calidad del producto final solicitada a mercados especialmente sectorizados, las empresas se ven exigidas a utilizar herramientas de producción estandarizadas para adquirir entre otros fundamentales objetivos, reducción de los tiempos muertos en la producción debido a fallas o daños en los sistemas, en su producto final observar una mejoría en su calidad y sobre todo en su proceso de producción tener un control total y no parcial.[1]

En la actualidad, una compañía que ostente en su planta de producción un sistema de supervisión, goza de la capacidad de mejorar su proceso y en sus productos, aumentar su calidad, debido a la información proporcionada por los sistemas de supervisión puede ser analizada en tiempo real para realizar correctivas o preventivas medidas de una compostura más rápida y eficiente sobre el problema.[1]

En la industrial moderna, las comunicaciones de datos entre sistemas de diferente función, procesos e instalaciones suponen uno de los apoyos fundamentales para que esta se encuentre en un nivel superior de competitividad exigida en los métodos productivos actuales, necesitando el proceso de integración de protocolos de comunicación industrial que aprueban la transferencia y el intercambio de datos entre los distintos dispositivos industriales, con una evolución gradual a medida que la

tecnología avanza, recordando que cuanto más cerca se encuentra del proceso, más exigente será el sistema de comunicaciones de datos.[2][3]

En la industria Ecuatoriana el uso de elementos o sistemas automatizados para controlar procesos industriales y/o maquinarias va cada vez sustituyendo a sus operadores que realizaban una supervisión de manera primitiva, los cuales tenían que trasladarse hasta el sector de la empresa donde se informaba del fallo de un determinado proceso o del mismo equipo, para después retornar al puesto de trabajo a realizar avisos a sus supervisores y proceder a parar la producción, precisamente perdiendo tiempo y dinero.

En el sector industrial del Cantón Latacunga la empresa NOVACERO S.A. posee elementos industriales de medición que no están conectados a una red industrial, para poder monitorizarlos en tiempo real a través de una estación de supervisión en la planta de producción. Debido a que no se ha implementado por falta de recursos financieros y también la falta de tiempo en la ejecución del sistema que integre protocolos de comunicación industrial con los equipos de medición que suministre datos para realizar registros, teniéndolos disponibles en comparaciones con parámetros requeridos en los diferentes procesos que el departamento de mantenimiento de la empresa pretende.

1.3. DELIMITACIÓN

1.3.1. DELIMITACIÓN DE CONTENIDOS

Área Académica: Programación y Redes.

Líneas de Investigación: Sistemas de Control

Sublínea de Investigación: Automatización.

1.3.2. DELIMITACIÓN ESPACIAL

El presente proyecto de investigación se realizó en las instalaciones de la planta NOVACERO S.A. que se ubica en la panamericana norte, entre la parroquia Lasso y el Cantón Latacunga de la provincia de Cotopaxi, conjuntamente en la Universidad Técnica de Ambato y en la Facultad de Ingeniería en Sistemas, Electrónica e Industrial.

1.3.3. DELIMITACIÓN TEMPORAL

El presente proyecto de investigación se desarrolló en el período Marzo 2018 – Agosto 2018 de acuerdo a lo establecido en el Régimen de Graduación para Obtener el Título Terminal de Tercer Nivel de la Universidad Técnica de Ambato.

1.4. JUSTIFICACIÓN

NOVACERO S.A. es una empresa dedicada a la forja y producción de distintos productos en acero; que con el pasar de los días se vuelve más vanguardista y más segura en proteger bienes, procesos, servicios, productos y el recurso humano, por tal motivo es necesario y primordial el funcionamiento de todas las áreas de producción, no siendo aceptable que la supervisión de sus procesos no se encuentren automatizados o incorporados a una red industrial para la obtención de datos de control y visualización, debido a la falta de recursos o falta de tiempo en la implementación y diseño de un sistema de vigilancia.

El principal interés para el desarrollo de esta investigación es contribuir con la Planta de Producción NOVACERO S.A. con un sistema de adquisición de datos con aplicación en procesos industriales y que use protocolos de comunicación industrial, con la finalidad de innovar la supervisión de variables transmitidas en los diferentes procesos de producción que es realizado por parte del personal del área de mantenimiento, siendo ellos los principales beneficiarios.

Este proyecto de investigación brinda una alternativa en la supervisión de datos en una red industrial de medidores de energía para los encargados del control y supervisión del área de mantenimiento de la empresa, el sistema en si trata de reducir los tiempos de desplazamiento a las distintas áreas de producción y detectar fallas energéticas.

Este proyecto es de gran utilidad para la empresa, con la amplia investigación realizada, al ofrecer un sistema con visualización de los datos del medidor de energía en tiempo real, los mismos que son guardados en un servidor que se encuentra ubicado en el departamento de mantenimiento creando reportes de consumo de energía eléctrica a cada una de las áreas de actividad de la empresa; siendo la planta de producción NOVACERO S.A el principal beneficiario directo porque economiza recursos financieros. Los beneficiarios indirectos son los encargados del departamento de mantenimiento, debido, a que el sistema implementado total, se encuentra en su

estación de trabajo, facilitando la supervisión de variables de los medidores industriales.

El desarrollo de la investigación es factible, ya que se cuenta con la planta de producción adecuada para satisfacer los requerimientos del proyecto, recursos tecnológicos de hardware y software, a los cuales se puede acceder con facilidad, además el bajo costo de los elementos industriales hace que el sistema sea beneficioso, económico y accesible para la empresa NOVACERO S.A.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. GENERAL

Construir un prototipo del sistema SCADA para la supervisión en tiempo real de medidores industriales de energía en la Empresa NOVACERO S.A.

1.5.2. ESPECÍFICOS

- Analizar los requerimientos de NOVACERO S.A. para el desarrollo de la Red Industrial y de los parámetros que requieren de los medidores.
- Analizar las características de las tecnologías industriales existentes para la interacción entre los medidores y la red industrial.
- Diseñar el sistema de supervisión para la adquisición de datos de los medidores industriales para la supervisión en tiempo real.
- Realizar un presupuesto de la implementación del sistema para la empresa NOVACERO S.A.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

Al indagar las distintas fuentes de información de instituciones de investigación o de formación superior tanto en artículos científicos, tesis y libros; los mismos que hacen referencia a un sistema integrado de supervisión en procesos industriales, sistemas HMI de control y supervisión, mismos que valieron como guía para el desarrollo del proyecto de investigación.

Rodrigo Augusto Lippi y Carlos Augusto Ribeiro, en el artículo de investigación publicado en Brasil, en el año 2000 por la Asociación Sul-Americana de Automatización (ISA) con el tema “Sistema de Adquisición de Datos Utilizando un Maestro MODBUS/RTU”; indica que utilizando un protocolo industrial MODBUS/RTU y un medio físico RS-485 a través de un adquisitor de datos (CPU) obtienen los datos de hasta cuatro esclavos (instrumento de medición, pantalla, dos sensor de corriente), logrando la implementación del sistema de adquisición de datos utilizando un maestro Modbus/RTU para escanear la red Modbus y registrar los datos, con el objetivo de posibilitar una solución de costo bajo y diferenciado en comparación con soluciones que utilizan supervisores destinadas al análisis cuantitativo y estadístico de los datos. [4]

En el año 2010, Julián Arcilla Vargas presenta un proyecto titulado “Diseño e implementación de un sistema de adquisición de datos para el área de extrusión de Plastilene S.A.” emplea encoders FRABA POSITAL para obtener información de los

procesos controlados por el PLC Siemens 416-3 los mismos que serán visualizados por Paneles Touch Screen y transmitido al servidor de la planta de Plastilene, consiguiendo el sistema de adquisición de datos a través de una interfaz gráfica HMI (Human-Machine Interface) mediante un sistema SCADA para la supervisión del proceso y la interacción con el mismo.[1]

Marina Hernández Tinoco en el año 2016, presenta el trabajo de fin de grado “Desarrollo e implementación de una red de datos basada en Modbus y Ethernet para autómatas industriales” utilizan una red de datos basada en Modbus y Ethernet para conectar PLCs Schneider realizando el control en tiempo real mediante el autómata Modicon M340, consigue el desarrollo de una aplicación práctica de una red de comunicaciones de 12 PLCs disponibles en el laboratorio de robótica del Departamento de Ingeniería de Autómatas de la Universidad de Sevilla para su validación mediante el control en tiempo real con autómata Modic interactuando en una planta emulada ITS-PLC.[5]

En el año 2010, Cristina Vanessa Carvajal y Leonardo Andrés Pérez desarrollaron el artículo de investigación “Diseño e implementación de un sistema de adquisición de datos y su interface con una Red de Datos en la Empresa Acerías de Ecuador C.A. (ADELCA)”, utilizando una red interna RS-485 para la transmisión de datos, luego se transforma a una red Ethernet para ser transmitida en forma inalámbrica, llegando a la estación de monitoreo nuevamente transformándolo en señal RS-232; para conseguir un manejo y visualización de los datos con una interfaz gráfica HMI en la plataforma de LabView permitiendo tomar datos manuales y automáticos tres veces al día.[6]

David Ugsha y Luis Ugsha presentaron en el año 2013, su proyecto de titulación denominado “Diseño e implementación de un sistema HMI utilizando dispositivos de diferentes tecnologías y comunicaciones inalámbricas para la supervisión y control en tiempo real de la Central Hidroeléctrica –CATAZACON- del Cantón Pangua perteneciente a la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A.” utilizando tecnología inalámbrica ZigBee, y un controlador lógico programable (PLC) que obtiene información de los dispositivos de medición y de control conectados a una red industrial RS-485 logra la implementación del sistema HMI realizado en un ordenador central para cumplir un control sobre el monitoreo de la variables del proceso en tiempo real. [7]

2.2. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

2.2.1. AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL

a) Concepto:

Como una disciplina de la ingeniería, la automatización es más amplia que un elemental sistema de control, comprende la instrumentación industrial, que envuelve los sensores y transmisores de campo, los sistemas de supervisión y control, los sistemas de recolección y transmisión de datos y las aplicaciones de software para supervisar y controlar las operaciones de plantas o procesos industriales en tiempo real. [8]

La automatización industrial tradicionalmente se ha afanado de dichas etapas relativas al ciclo de manufactura y congruentes con líneas de ensamblado, maquinas, robots y procesos que ejecutan una serie de operaciones repetitivas y claramente definidas, efectuadas y supervisadas por empleados. [9]



Figura 2.1: Ejemplo de Automatización Industrial [10]

b) Ventajas de la automatización industrial

- Incremento de producción en diferentes áreas, debido a la continua línea de producción automatizada, los tiempos de demora en los procesos son mínimos, no existe agotamiento o desconcentración en actividades de trabajo repetitivas, disminución considerable en el tiempo de ejecución según cada proceso.

- Sustitución en tareas fuera del alcance de las capacidades del operador como el levantamiento de cargas sumamente pesadas, labores en ambientes extremos o trabajos que necesitan de precisión absoluta.
- Tendencia a optimizar la productividad, promoviendo un mejoramiento del nivel de vida de la maquinaria.
- Sustitución del personal operador humano en labores repetitivos o de alto riesgo.

2.2.2. Niveles que conforman la Pirámide de Automatización

En la Figura 2.2 podemos observar los diferentes niveles dentro de la automatización de un proceso industrial, que incluyen los diferentes oficios de una planta coordinada y ordenada de manera Jerárquica manteniendo una interrelación entre niveles. Envolviendo desde los semblantes de control de los procesos físicos en el nivel más inferior, hasta los niveles donde se efectúan las funciones corporativas de la planta.[11]

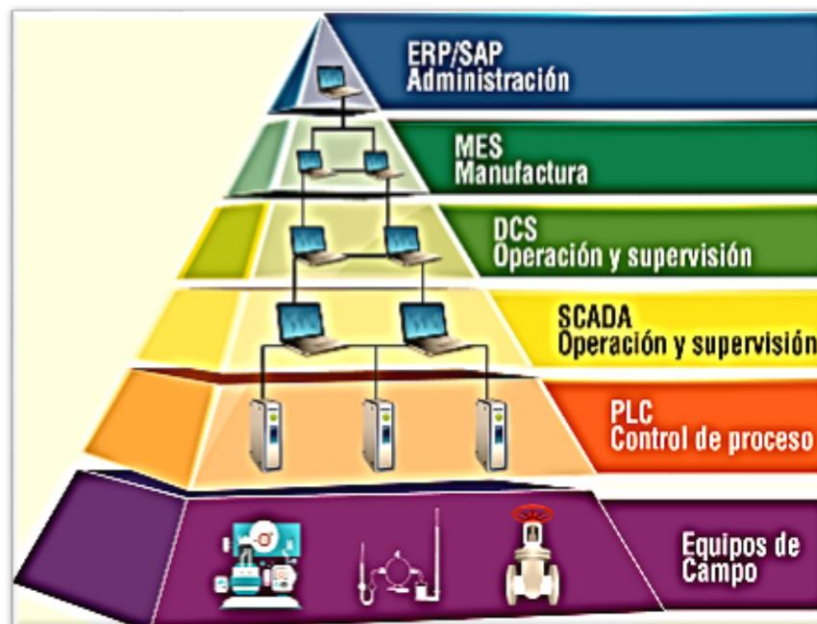


Figura 2.2: Modelo de automatización piramidal CIM.[12]

Cada nivel jerárquico que se describe a continuación no demanda de equipamiento obligatoriamente sofisticado y actualmente son desarrollados manipulando sistemas de control esencial y computadores de última generación; poniendo un mayor énfasis en el cuidado para la integración de todos los componentes entre sí. Con la finalidad de lograr sistemas que permitan en la empresa ejecutar las distintas tareas de control existentes.

i) Nivel 1: Nivel de Acción/Sensado (nivel de célula)

Es el nivel elemental, como base de la automatización piramidal; físicamente se encuentra en contacto con un sinnúmero de variables del entorno exterior a controlar, básicamente formado por elementos de mando (actuadores) y de medida (sensores). Podemos conocerlo de igual manera como nivel de instrumentación, debido a que los actuadores tales como válvulas, motores entre otros son encargados de interactuar tanto como ejecutar las órdenes de los elementos de control a modo de elementos más directamente relacionados con el proceso productivo, y para medir variables en el proceso de producción.

ii) Nivel 2: Nivel de control de célula (nivel de campo)

También llamado nivel de instrumentación, en este nivel se disponen de los elementos capaces de gestionar la información transmitida por sensores y la información emitida hacia los actuadores, tales como PLC's (Autómatas Programables) o elementos de aplicación específica basados en microprocesadores como maquinas eléctricas, variadores de frecuencia o robots. Con señales a controlar y procesar que llegan desde el nivel inferior en forma alámbrica o en algunos casos en forma de redes de comunicación de datos.

iii) Nivel 3: Nivel de supervisión y adquisición de datos (nivel de planta)

Aquí se recoge toda la información generada en el nivel inferior siguiente o de proceso, gestionada por los sensores y actuadores asociados en lazos de control, como estados de proceso de enclavamiento y otros, todos ellos en tiempo real. Es posible visualizar en este nivel, procesos de planta, posibles alarmas, alteraciones en cualquier proceso o fallos que se están llevando a cabo; mediante la utilización de SCADA poder visualizar todos los requerimientos a través de entornos gráficos y pantallas virtuales, un simple resumen de actividades.

iv) Nivel 4: Nivel de Planificación (MES)

(*MES: Manufacturing Execution System*; Sistema de ejecución de fábrica). En este nivel dedicado a la administración de producción se realizan tareas tales como: planificación de la producción, gestión de compras, control de inventarios, facilita la ingeniería de proceso y gestión de la calidad y del mantenimiento. Una de las

principales ventajas de este nivel es el poder identificar tanto falencias en los procesos o recalcar fortalezas de las distintas etapas de proceso de producción.

v) Nivel 5: Nivel de Gestión (ERP)

(*ERP: Enterprise Resource Planning*; Planificación de Recursos Empresariales). Nivel donde permite el manejo corporativo, cuyas funciones principales es la planificación estratégica, planificación corporativa, administración de los recursos y optimización de las finanzas de la planta.

Además emite información necesaria para el Nivel 4, sobre la situación comercial (pedidos y presupuestos), todo lo que tiene que ver sobre la manufactura del producto y de proceso; para realizar una planificación global sobre los cumplimientos de programas y costes de acuerdo a las políticas corporativas vigentes.

Para cualquier proceso industrial el nivel de automatización implica el reemplazo de sistemas de cómputo de los operadores manuales, debido a que la automatización se realiza por maquinas en lugar de personas. Mejorando la calidad de los productos, aumento de productividad, mejoría en las condiciones de trabajo y vida de los empleados y sobre todo disminuyendo los gastos en materia prima.

Recordando que cuando existe en un proceso industrial la automatización, el individuo encargado del proceso en la planta orienta su protagonismo en la función de monitoreo y supervisión.

2.2.3. SENSORES

a) Definición

Para poder conceptualizar el significado de sensor, se cita primero el concepto de un transductor, ya que existe una relación directa debido a que un sensor siempre hace uso de un transductor. Entonces podemos decir que un transductor convierte la energía de un dominio a otro, con diferencia de que el sensor no solo cambia de dominio de la variable física medida, sino que además la salida del sensor será un dato útil para un sistema de medición. De tal manera, y entendiendo la diferencia del uno con el otro; definimos al sensor como un dispositivo de entrada que provee una salida manipulable de la variable física medida.[13]

A continuación, podremos apreciar en la Figura 2.3, algunos ejemplos de sensores.



Figura 2.3: Sensores[14]

b) Clasificación

En muchos artículos de investigación como en libros, existe una abundancia de clasificaciones para los sensores, por lo cual se tomaron en cuenta los tipos de sensores que se utilizan dentro del desarrollo del proyecto de investigación, sugiriendo los siguientes.

- **Sensor de Corriente:**

Un sensor de corriente es un transductor que genera un cambio de corriente proporcional a la variación del ingreso de tensión eléctrica. Cuando se trata de implementación de un sistema de control este sensor es muy útil, debido a que se puede conocer la potencia consumida por una serie de circuitos que están agrupados y alimentados por una sola batería, para estar al tanto el sobreconsumo de corriente, entre otros valores de corriente involucrados en el sistema.[13]

Existen diversas variantes de sensores de corriente, que a continuación conceptualizaremos:[13]

- **Sensores de corriente basados en el Efecto Hall:** Dichos sensores son de estado sólido, cuyo principio de funcionamiento se basa en el efecto Hall, el cual permite convertir un campo magnético en un voltaje equivalente.
- **Sensores de corriente basados en la Ley de OHM:** Este tipo de sensor de corriente transforma un voltaje diferencial en una salida de corriente, la misma

que es convertida nuevamente mediante la ayuda de una carga resistiva cualquiera (R_L) a voltaje.

- **Sensores de corriente basados en Transformadores:** Cuando hablamos de este sensor decimos que es el más usual cuando se necesitan medir abundantes corrientes, debido a que si se necesita realizar una medición la circulación de la corriente eléctrica que circula no se interrumpe. El único inconveniente de este sensor es que mantiene un corrimiento de fase que va desde los 0.1° y 0.3°

2.2.4. ACTUADORES

a) Definición

Podemos deducir a un actuador como un elemento capaz de generar una fuerza que ejerce un cambio de velocidad, posición o estado de algún tipo sobre un dispositivo mecánico, a partir de la transformación de energía.[13]



Figura 2.4: Actuadores[14]

b) Clasificación

Habitualmente los actuadores se pueden clasificarlos en estos distintos grupos. Así tenemos:[13]

- **Actuadores Neumáticos:** Son elementos que transforman la energía acumulada en el aire comprimido en trabajo mecánico de movimiento rotatorio o movimiento rectilíneo. Usualmente, estos se pueden clasificar en cilindros o actuadores lineales y motores o actuadores de giro.

- **Actuadores Hidráulicos:** Su funcionamiento es muy similar al de los actuadores neumáticos, debido a que ambos elementos transforman la energía acumulada de un fluido a presión en trabajo mecánico de movimiento rectilíneo o circular; con una gran diferencia que en el caso de estos actuadores el fluido a presión no es el aire, sino algún tipo de aceite mineral.
- **Actuadores Eléctricos:** Estos actuadores para generar una energía mecánica, ya sea lineal o rotacional, transforman la energía eléctrica. Por tal motivo son utilizados con mayor frecuencia, debido a que su fuente de alimentación es la energía eléctrica, que es la energía que se encuentra en cualquier red de distribución, contrario a las alimentaciones de los otros actuadores con energía hidráulica o neumática que requieren del uso de compresores para generación de la misma.

2.2.5. MEDIDORES DE ENERGÍA

a) Definición

Uno de los principales factores que rige la vida actual y los sistemas de medición de parámetros eléctricos es la energía eléctrica, la cual juega un papel predominante en la situación económica entre empresas productoras, distribuidoras y transmisoras de energía, y principalmente a los consumidores. Los medidores de energía eléctrica o contadores utilizados en ambientes domésticos e industriales están compuestos por un conjunto de elementos electromagnéticos o electrónicos que se utilizan para medir cuanta energía se ha consumido, tanto de manera activa como reactiva y en varios procesos su demanda máxima. Dicho mejor, es un instrumento dedicado a medir la energía mediante varias integraciones de la potencia reactiva o activa en función del tiempo.[15]

b) Clasificación

A estos medidores de energía eléctrica, podemos clasificarlos en tres grupos.[15][16]

- **Medidores electromagnéticos o medidores de inducción:** Estos medidores están compuestos por un conversor electromecánico (fundamentalmente un vatímetro con un sistema móvil de giro libre), éste actúa sobre un disco, donde la velocidad generada de giro es proporcional a la potencia demandada, provisto de un dispositivo integrador.

- **Medidores electromagnéticos con registrador electrónico:** En esta clase de medidores de energía, el disco giratorio del medidor de inducción, es configurado para que genere un tren de pulsos (un valor determinado por cada rotación del disco, tomando de ejemplo unos 5 pulsos). Ayudándose en el censo de marcar grabadas en la cara superior mediante un captador óptico; continuando con el cálculo y registro de valores de energía y demanda a través de los pulsos procesados por un sistema digital.
- **Medidores totalmente electrónicos:** Para este tipo de medidores, la medición de energía y el registro se realizan mediante un proceso análogo-digital (cuyo sistema es totalmente electrónico), mediante el uso de un microprocesador y memorias. A su vez, de acuerdo a las facilidades implementadas, podemos clasificarlos como:
 - i) **Medidores de demanda:** Son medidores que miden y almacenan la energía total en una única demanda en las 24h00 (es decir un solo periodo, una sola tarifa).
 - ii) **Medidores multitarifa:** Medidores que miden y almacenan energía y demanda en distintos tramos de tiempo en las mismas 24h00 que los medidores de demanda, por ende corresponden a diferentes tarifas (cuadrantes múltiples). Pueden inspeccionar también parámetros espaciales adicionales, su energía reactiva y el factor de potencia.

2.2.6. SISTEMA SCADA

a) Introducción

Uno de los principales objetivos de la automatización, reside en administrar las actividades y la evolución continua de los procesos sin la intervención duradera de un operador humano.

SCADA es un sistema que nos permite una supervisión y control de distintas variables que intervienen en un proceso. Además de acceder al historial de alarmas y variables de control, permitiendo la combinación de bases de datos relacionadas y presentándolas en un simple ordenador, como por ejemplo, en bloc de notas, documento en Word y plantillas en Excel; haciendo así un sistema amigable, todo en un ambiente Windows o cualquier otro sistema operativo.[15]

A continuación podemos observar en la figura 2.5, donde está ubicado el sistema SCADA dentro de la pirámide de automatización.

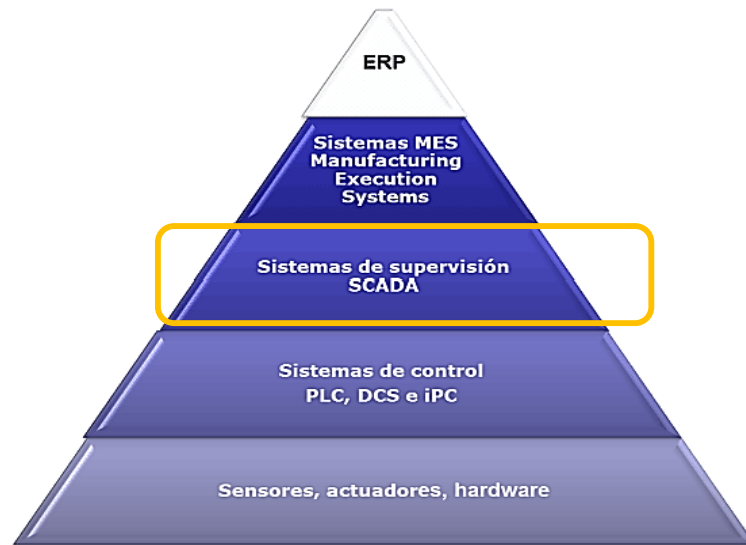


Figura 2.5: Pirámide de Automatización.[17]

b) Definición.

SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*, Control con Supervisión y Adquisición de Datos), se lo puede definir como un software que accede a los datos en forma remota de un proceso el cual permite mediante la utilización de herramientas de comunicación necesarias, el control del mismo. Argumentando podemos deducir que no solo se trata de un sistema de control, sino también de una entidad SOFTWARE de monitorización o supervisión que realiza la tarea de interface entre los niveles de control (situando en este nivel a controladores PLC's o PAC's) y los niveles principales de gestión de procesos.[18]

c) Principales funciones de un sistema SCADA

Las funciones principales que abarca un sistema SCADA son las siguientes: [18]

- **Supervisión:** Con ésta función el operador en su área trabajo puede observar desde un monitor donde el progreso de las variables de control con cambios que se produzcan diariamente en operaciones de la planta. Permittedir dirigir tareas de mantenimiento y permitir una estadística de fallas.

- **Control:** Con el desarrollo del sistema se pueden activar o desactivar equipos en forma remota (tomando como ejemplo el encendido de motores, activar contactos, etc.); proceso por el cual el empleado podrá realizar acciones de control y a su vez, si es necesario modificar la evolución de los procesos en situaciones irregulares que lo ameriten.
- **Adquisición de datos:** Recolección, procesamiento, almacenamiento y visualización de la información recibida en forma continua, desde los elementos externos o campo.
- **Generación de reportes:** Con los datos obtenidos se generan reportes en forma gráfica, predicciones, gestión total de la producción, control estadístico, gestión administrativa y financiera, entre otros.
- **Representación de señales de alarma:** Mediante las señales transmitidas por las alarmas se logra una alerta temprana al operador, frente a una falla o la presencia de una condición perjudicial que afecte a la producción; siendo estas alarmas visuales o también alarmas sonoras.

Las principales funciones cuando se desarrolla una aplicación SCADA son las siguientes:[15]

- Como principal tenemos con el de disponer de un interfaz gráfico, el cual proporcione al operador el control y supervisión del sistema, con la utilización de gráficos sinópticos, formados por un fondo fijo y distintas áreas activas que cambian dinámicamente a diferentes colores y formas. Representando sobre ellos las variables de entrada y salida, como el esquema de instalación es función de los sinópticos.
- Se puede alertar de cambios en la planta a operadores, para aquellos que no se consideren normales (alarmas), como los que se produzcan diariamente en operaciones (eventos), con ayuda de paneles de alarma reconocer paradas o situaciones de alarmas, accediendo a un registro de incidencias.
- Con la generación de históricos de señal de las variables del proceso, podrán ser volcados para un proceso en una hoja de cálculo.

- Con la gestión de archivos de datos para procesado, incluso con la realización de operaciones complejas, y almacenamiento de datos intangibles para diferentes periféricos en hardware o software del sistema; podrán tener acceso a ellos aplicaciones u otros dispositivos.

d) Componentes del Sistema:

Los principales tres componentes de un sistema SCADA son los que se especifican a continuación: [15]

- Unidades Múltiples de Terminal Remota (RTU, UTR o Estaciones Externas).
- Estación Master y computador con HMI.
- Infraestructura de Comunicación.

2.2.7. HMI (HUMAN MACHINE INTERFACE)

a) Definición.

Proviene del acrónimo en inglés (Human Machine Interface – Interfaz Hombre-Máquina), dicha interfaz de usuario se usa para describir la interacción entre máquinas y humanos, siendo esta aplicable a sistemas de Automatización en distintos procesos.

Representándolo en la Automatización como una pantalla táctil ubicada en una máquina indicada en la Figura 2.6, o también puede ser un propio software instalado en un PC para controlar varios procesos que se requieran. [18]



Figura 2.6: Terminales HMI Schneider.[19]

Cabe recordar, que en años anteriores los procesos industriales fueron controlados desde el puesto de trabajo del operador debido a que su visualización de los procesos de los sistemas de supervisión y control fue muy escasos, consistiendo únicamente en una visualización en indicadores de encendido-apagado y alarmas.

b) Finalidad

La principal finalidad de los HMI's es de facilitar la tarea de supervisión, control y visualización de distintos procesos de producción, interconectando por medio de una red sea esta industrial o red de tráfico de datos, varios o todos los controladores programables de procesos a un computador principal, logrando una visualización del más imperceptible detalle en el proceso a controlar.

Refiriéndonos como otra finalidad de un HMI, al control directo de las instalaciones técnicas del proceso, equipos de manipulación, medios de producción y sistemas de almacenamiento y transporte.

c) Utilidades del HMI

- Con una implementación óptima de los HMI's se puede realizar una representación gráfica y muy detallada de máquinas implicadas en la producción, posibilitando una verificación mediante un diagrama preciso del proceso, en distintas áreas de la planta industrial.
- Con la versatilidad que tienen dichos HMI es posible una conexión con cualquier tipo de controlador programable, así también con un sinnúmero de aplicaciones del sistema de cómputo a utilizar. Logrando además la creación de base de datos que puedan almacenar valores de interés para distintas áreas de la empresa.
- Se puede tomar una automatización existente en la planta y centralizar todos los procesos en un computador central; sin cambiar la lógica para conseguir una mejora a la misma.
- A una mejora continua, se puede entender con la toma de todos los equipos y dispositivos de automatización existentes para realizar un control por HMI, permitiendo una visión global de la fabricación del proceso así también como el avance de los mismos en tiempo real.

2.2.8. Protocolos de comunicación industrial

a) Definición.

Podemos decir que los protocolos básicamente son arreglos entre personas o procesos. En particular, un protocolo es un conjunto de instrucciones acerca de la exactitud o superioridad, basándonos en un ejemplo sencillo un protocolo militar o diplomático.[15]

Para métodos generales de comunicación, el protocolo es un procedimiento estándar que permite la interacción entre distintos procesos (ejecutados en distintos equipos), en resumen, es un conjunto de instrucciones y procedimientos que deben ejecutarse para el intercambio correcto de datos a dentro de cualquier red. Permitiendo así, la existencia de múltiples protocolos de comunicación.

En el Figura 2.7, podemos observar un claro ejemplo de diferentes Protocolos de Comunicación.

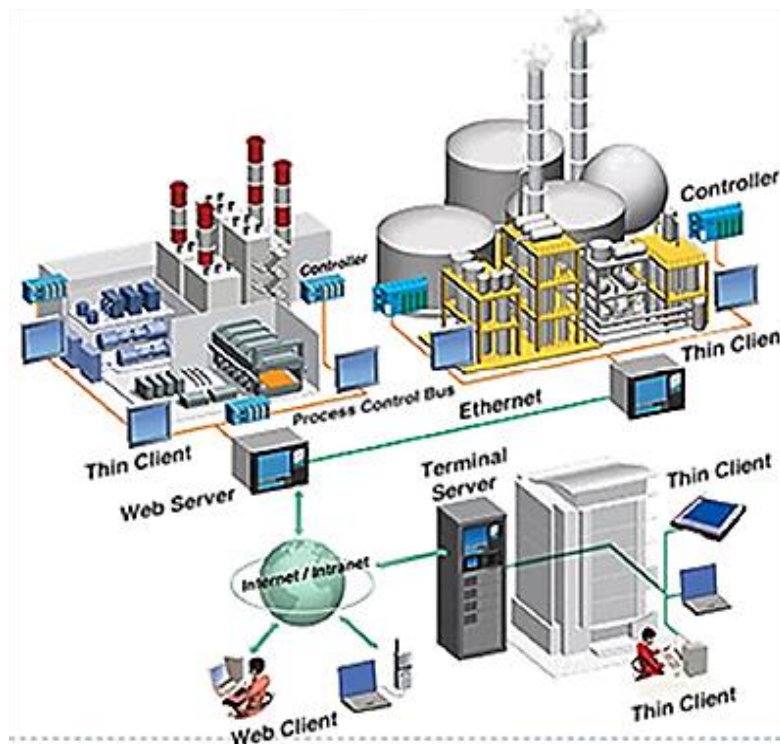


Figura 2.7: Protocolos de Comunicación.[20]

b) Principales funciones de los protocolos: Las principales funciones de los protocolos podemos enumerarlas de la siguiente manera:[15]

- Establecer el canal de comunicaciones en caso de ser conmutado.

- Establecer la transmisión (modo control).
- Efectuar la transmisión (modo información).
- Verificar la transmisión.
- Fin de transmisión.
- Corte de canal.

c) Importancia de los protocolos de comunicación

Cada protocolo es distinto uno de otro está creado para optimizar los diferentes niveles de automatización y en efecto responden al interés de varios proveedores, cada protocolo posee un rango de aplicación, excluyendo del mismo disminuye el rendimiento e incrementa la relación costo-prestación.

Entonces en los sistemas SCADA las comunicaciones, este módulo debe desempeñar algunos cometidos, entre ellos tenemos:

- Realizar una unión a través de distintas redes de comunicación de varios ordenadores de proceso, obteniendo una labor distribuida en cada red, de un determinado sistema SCADA.
- Determinar una conexión entre varios equipos de planta y el SCADA, solucionada por distintos medios: línea telefónica, líneas RS-232, RS-422, RS-485, lazos de corriente, fibra óptica, entre otros.
- Obtener una libre unión con elementos de comunicación auxiliares (switch, router, hub, gateway) permitiendo el intercambio correcto de datos entre diferentes redes.
- Permitir el intercambio de datos con los dispositivos de control de planta, módulo por el cual se inicializa las comunicaciones con los equipos, para obtener datos de ellos e integrarlos en la base de datos y seguido realizar el envío de órdenes de peticiones de otros módulos a dichos equipos.

d) Tipos de protocolos[21]

HART

Desarrollado en el año 1993 por Rosemount como protocolo abierto, creado con la finalidad de mantener la propiedad de la tecnología, gestionar los estándares y asegurar así la accesibilidad de la tecnología a todos los sectores industriales.

Este protocolo pretende reemplazar al captador clásico 4-20mA por un captador inteligente, minimizando las modificaciones de cableado.

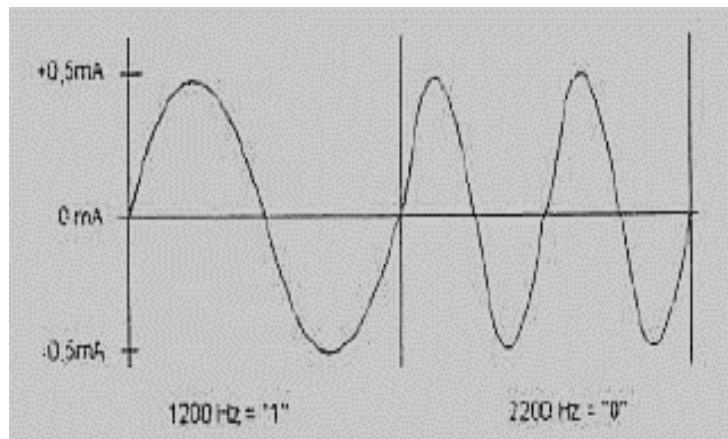


Figura 2.8: Codificación de bits FSK en el protocolo Hart.[21]

Mediante la técnica de modulación FSK representada en la Figura 2.8, se superpone una señal de datos a la señal de medida, de 4-20mA y cada dispositivo puede transferir hasta 256 datos del tipo (medida, parámetros, estado, ajustes, etc.) y la alimentación se suministra por el mismo cable.

Este protocolo permite conectar hasta 15 dispositivos sobre un mismo cable o bus (técnica Multidrop).

INTERBUS

Desarrollado por Phoenix Contact como red de (entradas/salidas) numéricas.

Sistema Monomaestro - Multiesclavo (hasta 512 esclavos), lo que ayuda a la optimización en la transmisión numérica, para aplicaciones con entradas y salidas distribuidas.

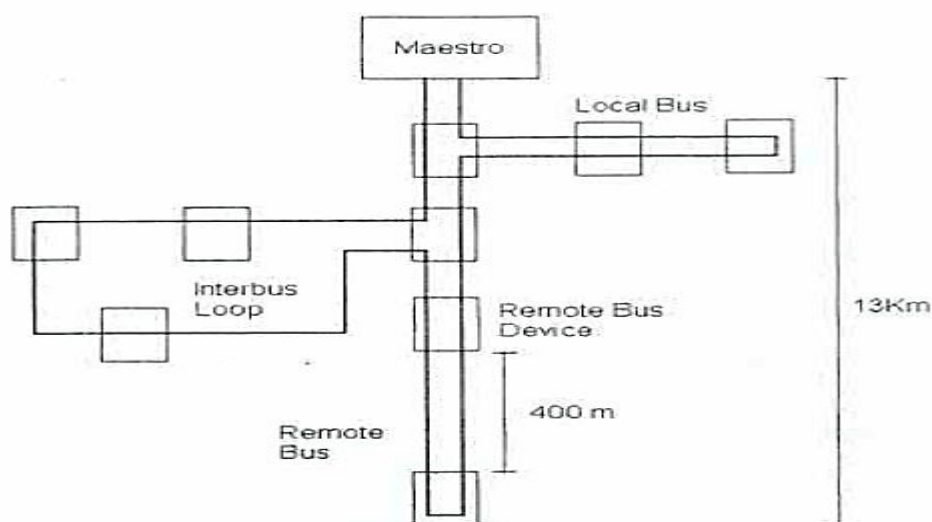


Figura 2.9: Topología Interbus.[21]

El Maestro del Protocolo Interbus utiliza topología de anillo activo y se comporta como una tarjeta de entradas y salidas del propio PLC representado en la Figura 2.9, siendo transparente al usuario. Este sistema es muy sensible a fallos, como la rotura de anillo.

Todos los nodos son activos y regeneran la señal recibida antes de transmitirla al abonado siguiente. Las señales de ida y vuelta son integradas en el mismo cable y forman una sola línea física en estructura lineal.

RED MODBUS

Protocolo desarrollado en 1979 por Modicon, utilizado para establecer comunicaciones “Maestro-Eslavo” y “Cliente-Servidor” entre dispositivos inteligentes y con dispositivos de campo.

Este protocolo es ideal para:

- Transmitir señales digitales, analógicas y registros entre ellos, o monitorizar dispositivos de campo.
- Como monitorización remota vía radio de elementos de campo (RTU, *Remote Terminal Unit*).
- Utiliza RS-232C, que define las características físicas de la conexión.

- En las comunicaciones de una Red Modbus, el protocolo determina cómo cada controlador reconocerá las direcciones, y si una dirección está dirigida a él, además determina la acción a llevar a cabo y extraer los datos del mensaje.
- Este protocolo permite conectar hasta 255 dispositivos por cada maestro sobre un mismo cable o el mismo bus.

RED PROFIBUS

Protocolo desarrollado por un consorcio de cuatro empresas y siete universidades.

Este bus proporciona una solución de uso general para tareas de comunicación Maestro/Esclavo y perfiles de protocolo de las industrias de automatización de procesos, seguridad y control de movimiento, se puede representar de la siguiente manera:[21]

- Profibus FMS (Especificación de mensaje de bus de Campo): orientado al intercambio de grandes cantidades de datos entre autómatas, con tiempos de reacción cortos.
- Profibus DP (Periferia Descentralizada): diseñado para el intercambio de datos de alta velocidad al nivel de Campo, en este nivel la comunicación se realiza principalmente con elementos de entrada/salida (válvulas,etc), el intercambio de datos es de tipo cíclico.

La agrupación de equipos y de funciones que se deben conectar a este módulo, hace esencialmente que cuente drivers de conexión para múltiples equipos, que irán ordenados al SCADA según su lugar y función que ocupe cada uno de ellos.

2.2.9. Normas ISA

En instrumentación y control, se emplea un sistema especial de símbolos con el objeto de transmitir de una forma más fácil y específica la información. Esto es indispensable en el diseño, selección, operación y mantenimiento de los sistemas de control. Para designar y representar los instrumentos de medición y control se emplean normas muy variadas que a veces varían de industria en industria. Esta gran variedad de normas y sistemas utilizados en las organizaciones industriales indica la necesidad universal de una normalización en este campo. [19]

Normativa de representación de sistemas de control

Para la representación gráfica de los sistemas de control en plantas industriales, se utiliza el denominado el diagrama de flujo de instrumentos, abreviado P&ID- por “Piping & Instrumentation Diagram”. En él se detalla toda la instrumentación empleada en el control de la planta industrial. Existen diversas normas para la designación de los instrumentos de medición y control, las cuales pueden variar en función de la industria en que se apliquen, para la implementación de este sistema se basará en las siguientes normas: [22]

- Norma ANSI 5.1
- Norma ANSI 18.2
- Norma ANSI 101

NORMA ANSI 5.1

(Conformada en 1992) sobre “Instrumentation Symbols and Identification” que establece un medio uniforme de designación de instrumentos y sistema de instrumentación usada en medida y control. Las necesidades de las diferentes organizaciones fueron reconocidas, mientras no fueron incoherentes con los objetivos del estándar, facilitando métodos alternativos de simbolismo, en caso que se desee.[20]

- Símbolos generales

La norma ISA 5.1 define 4 topologías de elementos gráficos siguientes: [20]

- Instrumentos Discretos
- Indicación y Control
- Funciones de cómputo
- Controladores lógicos programables

Además, agrupa dichos símbolos en cuatro categorías,

- Localización primaria
- Localización auxiliar
- Localización trasera o inaccesible
- Montado en campo

En la Figura 2.10 se indica la localización del instrumento y existen pequeñas variaciones del símbolo.

- Símbolo sin modificar indica que el instrumento está montado en campo, es decir, cerca de la variable del proceso a medir, o que actúa directamente sobre el proceso.
- Línea horizontal sobre el símbolo se indica que el instrumento está en una localización primaria y es accesible por el operario.
- Línea horizontal discontinua indica que el dispositivo se encuentra en una zona inaccesible al operador.
- Doble línea horizontal indica que el dispositivo está ubicado en una localización auxiliar accesible por el operador.

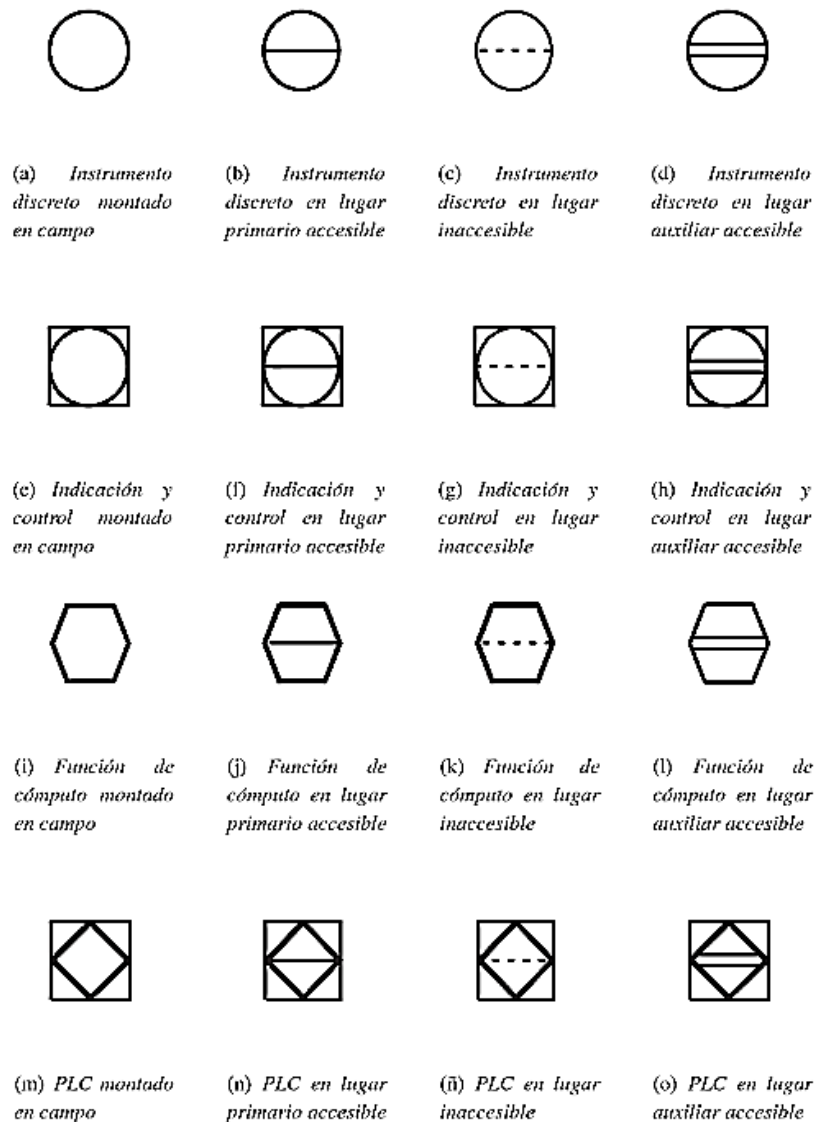


Figura 2. 10: Simbología general según la normativa ANSI/ISA 5.1-1984 [19]

- Letras de identificación

Cada instrumento está identificado por una etiqueta formada por un código alfanumérico o número de tag (tag number) que contenga el número de identificación del lazo. Una identificación representativa es la Tabla 2.1: [19]

Tabla 2.1: Identificación Representativa [19]

TIC	103	• IDENTIFICACIÓN DEL INSTRUMENTO
T	103	• IDENTIFICACIÓN DEL LAZO
	103	• NÚMERO DEL LAZO
TIC		• IDENTIFICACIÓN FUNCIONAL
T		• PRIMERA LETRA
IC		• LETRAS SUCESIVAS

- El número de letras funcionales para un instrumento no se deben de exceder de cuatro.
 1. Disponer de letras en subgrupos
 2. En un instrumento que indica y registra la misma variable medida puede omitirse la letra I (identificación).
- La numeración de bucles puede ser paralela o serie.
 1. Numeración paralela: inicia secuencia numérica para cada nueva primera letra (TIC-100, AI-100, etc).
 2. Numeración serie: identifica los bucles de instrumentos de un proyecto o secciones de un proyecto con una secuencia única de números, sin tener en cuenta la primera letra del bucle (TIC-100, FRC-101, LIC-10, AI-103, etc).
- Si un bucle dado tiene más de un instrumento con la misma identificación funcional, es preferible añadir un sufijo, ejemplo (FV-2A, FV-2B)

Estos sufijos pueden añadirse obedeciendo a las siguientes reglas, indicadas en la Tabla 2.2:[20]

- a. Deben usarse letras mayúsculas A, B, C, etc.
- b. En un instrumento tal como un registrador de temperatura multipunto que imprime números para identificación de los puntos, los elementos primarios pueden numerarse TE-25-1, TE-25-2, TE-25-3, etc.
- c. Las subdivisiones interiores de un bucle pueden designarse por sufijos formados por letras y números.

- Un instrumento que realiza dos o más funciones puede designarse por todas las funciones o letras que se representan en la Tabla 2.3.

Tabla 2.2: Código de identificación de instrumentos. ISA-5.1-84.[20]

PRIMERA LETRA (4)		LETRAS SUCESIVAS (3)			
	VARIABLE MEDIDA O INICIAL	LETRA DE MODIFICACIÓN	LECTURA O FUNCIÓN DE LECTURA PASIVA	FUNCIÓN DE SALIDA	LETRA DE MODIFICACIÓN
A	Análisis (5,19)		Alarma		
B	Quemador, combustión		Libre(1)	Libre(1)	Libre(1)
C	Libre(1)			Control(13)	
D	Libre(1)	Diferencial (4)			
E	Tensión (f.e.m)		Sensor (elemento primario)		
F	Caudal	Relación (4)			
G	Libre(1)		Vidrio, Dispositivo visión (9)		
H	Manual				Alto (7,15,16)
I	Corriente (eléctrica)		Indicar (10)		
J	Potencia	Exploración (7)			
K	Tiempo, programación tiempo	Variación de tiempo (4,21)		Estación de control (22)	
L	Nivel		Luz (11)	Libre(1)	Bajo (7,15)
M	Libre(1)	Momentáneo (4)			Medio, Intermedio (7,15)
N	Libre(1)		Libre(1)	Libre(1)	Libre(1)
O	Libre(1)		Orificio, Restricción		
P	Presión Vacío		Punto (Ensayo) Conexión		
Q	Cantidad	Integrar, localizar (4)			
R	Radiación		Registro (17)		
S	Velocidad, Frecuencia	Seguridad (8)		Interruptor (13)	
T	Temperatura			Transmisión (18)	
U	Multivariable (6)		Multifunción (12)	Multifunción (12)	Multifunción (12)
V	Vibración, Análisis mecánico (19)			Válvula, Regulador tiro, Persiana (13)	
W	Peso, Fuerza		Vaina, Sonda		
X	Sin Clasificar (2)	Eje X	Sin Clasificar (2)	Sin Clasificar (2)	Sin Clasificar (2)
Y	Evento, Estado o Presencia (20)	Eje Y		Relé, Cálculo, Conversión (13,14,18)	
Z	Posición, Dimensión	Eje Z		Motor, Actuador, Elemento final de control sin clasificar	

Tabla 2.3: Identificación Representativa.[20]

FC	Controlador de caudal- Flow controller: controla la salida del lazo de un sistema realimentado de caudal, por ejemplo la salida de un regulador PID.
FI	Indicador de caudal: indica el valor de caudal de forma analógica o digital.
FIC	Indicador del controlador de caudal: indica el valor del caudal proporcionado por el controlador. FC
FIG	Indicador de caudal con visor: permite visualizar el caudal mediante un visor de vidrio.
FS	Interruptor de caudal: cambia de caudal.
GF	Filtro de gas: las letras G (libre) y F (identificada) no tienen significado definido en las posiciones que ocupan, pero según la norma EP-TA1-GS representarían un filtro de gas.
HS	Interruptor manual: interruptor que se activa manualmente o mediante un control en un programa SCADA.
HV	Válvula manual: válvula en funcionamiento on/off.
ISS	Interruptor de seguridad de corriente eléctrica: se activa al detectar fugas de corriente.
LV	Válvula de nivel: permite variar el nivel de líquido de un tanque.
KA	Alarma de tiempo: se activa al finalizar un temporizador.
PCV	Válvula de control de presión: válvula auto-regulable que incorpora control de presión.
PT	Transmisor de presión- pressure transmitter: transmite la presión desde el proceso.
PTY	Transmisor convertidor de presión: transmite la señal de presión a un bus de campo. Por ejemplo profibus.
TDT	Transmisor de temperatura diferencial: transmite una diferencia de temperaturas desde el proceso.
TE	Elemento de temperatura, por ejemplo el sensor PT100
TY	Relé de temperatura.
TZ	Actuador de temperatura, ejemplo ventilador.
YV	Válvula de estado: válvula controlada por un estado, evento o condición, indicada, por ejemplo un PLC.
ZA	Alarmas de posición que detecta una posición incorrecta.
ZC	Controlador de posición.

- Símbolos de proceso

La norma ISA-5.1 especifica también símbolos de sensores y actuadores para diferentes tipos de procesos. Con el objetivo de ilustrar el uso de la normativa en la Figura 2.11 se describe diferentes diagramas de lazo, su configuración y las características específicas.

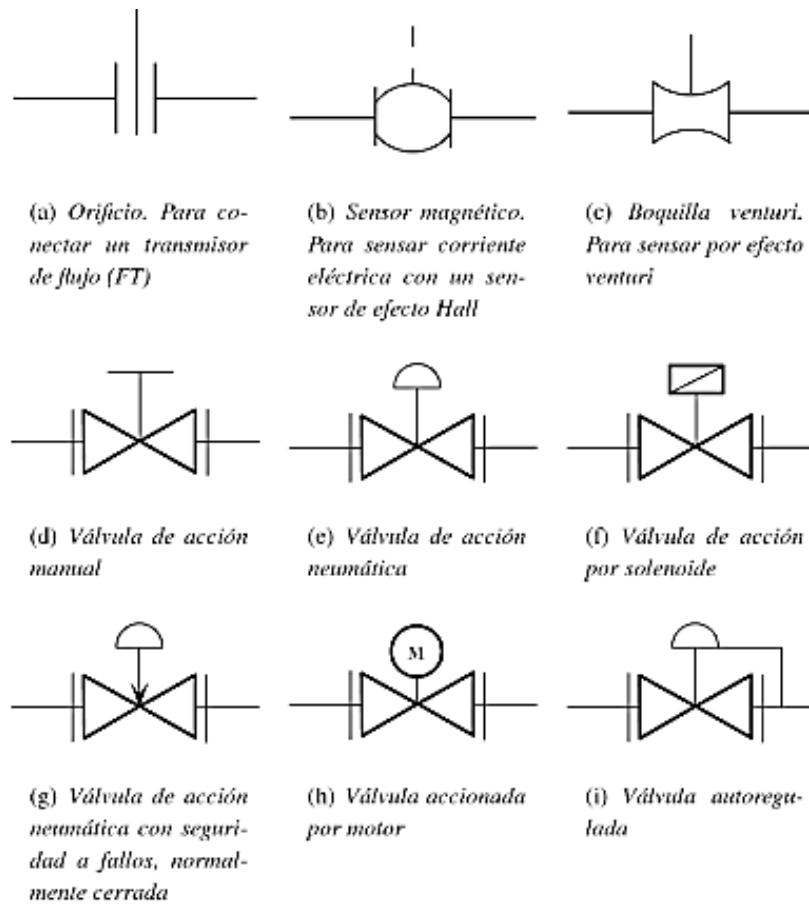


Figura 2.11: Simbología de sensores y actuadores según normativa ANSI/ISA 5.1-1984[20]

NORMA ANSI 18.2 (Sistemas de Monitoreo, SCADA, Interfaces HMI, Salas de Control)

En 2003, ISA comenzó a desarrollar un estándar en torno a Gestión de Alarmas. Después de seis años de duro trabajo, fue publicado el estándar de gestión de sistemas de alarma ANSI / ISA-18,2-2009 para las industrias de proceso.[21]

- ISA-18.2 es bastante diferente de la norma ISA habitual. No se trata de la especificación de protocolos de comunicación entre los equipos, ni el diseño detallado de los componentes de control. Se trata de los procesos de trabajo de las personas. Gestión de alarmas no es realmente acerca de hardware o software; se trata de procesos de trabajo.[21]
- El enfoque de la ISA-18.2 es sistemas de alarma que forman parte de los sistemas de control moderno, como DCS, sistemas SCADA, PLC, o sistemas de seguridad. Se aplica a plantas con los operadores que responden a las alarmas que aparecen en

una pantalla de tipo informático y / o un anunciador. Esto incluye la mayor parte de todos los procesos que operan hoy en día.[21]

- La ISA-18.2 incluye un diagrama moderadamente complejo que representa los estados de alarma y de los sub-estados de "Normal", "No Reconocida", "Acusado", "Volvimos a-Normal", y "Bloqueado". De particular interés son los estados de "Dejado de lado", "Suprimido por Diseño" y "Fuera de Servicio". Éstos tienen significados específicos.[21]

- **Ciclo de vida de gestión de alarmas**

La ISA-18.2 está escrita con una estructura de ciclo de vida compuesto por diez Figura 2.15.

- a) Filosofía de alarma: Documentos de los objetivos del sistema de alarma y los procesos de trabajo para cumplir con esos objetivos.
- b) Identificación: Los procesos de trabajo de determinar qué son necesarias las alarmas.
- c) Racionalización: El proceso de garantizar que una alarma cumple con los requisitos establecidos en la filosofía de alarma, incluyendo las tareas de priorización, clasificación, determinación, configuración y documentación.
- d) Diseño detallado: El proceso de diseño de los aspectos de la alarma para que cumpla con los requisitos que se determinan en la racionalización y en la filosofía. Esto incluye algunas decisiones De forma del HMI y puede incluir el uso de técnicas especiales o avanzadas.
- e) Implementación: El diseño de alarma se pone en estado de funcionamiento. Esto puede implicar la puesta en marcha, pruebas y actividades de formación.
- f) Operación: La alarma es funcional. Esta etapa incluye cursos de actualización, si es necesario.
- g) Mantenimiento: La alarma no es funcional debido a cualquiera de las actividades de prueba o de reparación. (No equiparar esta etapa del ciclo de vida con el departamento de mantenimiento o función.).
- h) Monitoreo y Evaluación: El rendimiento del sistema de alarmas se controla continuamente y revisa contra los objetivos de la filosofía de la alarma.

- i) Gestión del Cambio: Los cambios en el sistema de alarma siguen un proceso definido.
- j) Auditoría: Periódico revisiones se llevan a cabo para mantener la integridad del sistema de alarma y los procesos de trabajo de gestión de alarmas.

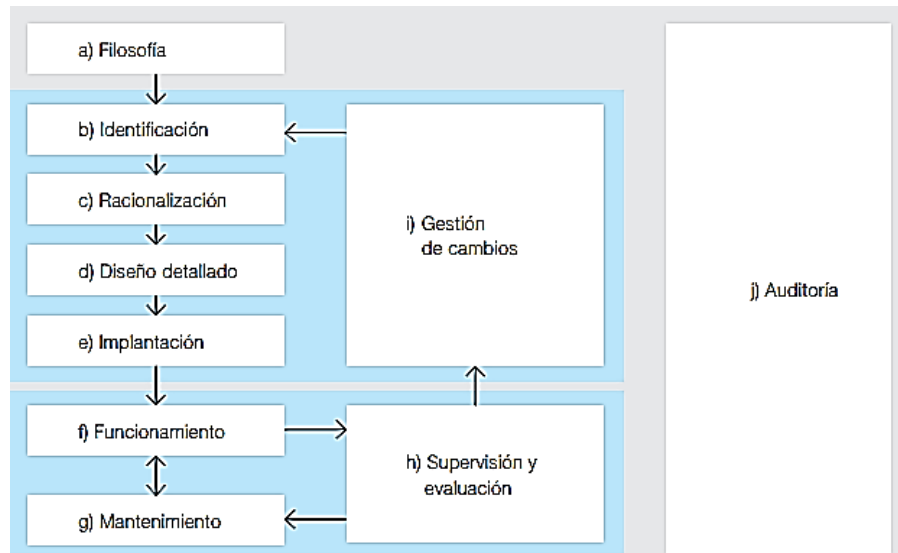


Figura 2.12: Ciclo de vida de gestión de alarmas.[21]

NORMA ANSI 101 (interfaces hombre-máquina)

Establece normas, prácticas recomendadas, e informes técnicos relacionados con HMI en aplicaciones de fabricación y procesos. Los interface HMI en la industria son pantallas, terminales de operador y sistemas SCADA. Los próximos informes técnicos de ISA101 HMI están destinados a ayudar a los usuarios a entender los conceptos básicos de estilo de interfaz hombre-máquina que la norma recomienda. Está dirigido a los responsables de diseñar, implementar, utilizar o administrar aplicaciones HMI.[22]

La norma define los modelos de la terminología y el desarrollo de un HMI y los procesos de trabajo recomendadas para mantener con eficacia a lo largo de su ciclo de vida. La norma pretende proporcionar orientación para diseñar, construir, operar y mantener HMI efectivas que resulten más seguras, más eficaces y más eficiente en el control de un proceso, en todas las condiciones de funcionamiento.[22]

Mejorar las habilidades del usuario para detectar, diagnosticar y responder adecuadamente a las situaciones anormales. Si la norma, las prácticas recomendadas,

y la metodología se siguen, el resultado debería permitir a los usuarios a ser más eficaz en la mejora de rendimiento de seguridad, calidad, producción y fiabilidad.[22]

El alcance de la norma pretende incluir jerarquías de menú, convenciones de navegación de pantalla, convenciones de colores y gráficos, elementos dinámicos, convenciones de alarmas, métodos de seguridad y atributos de firma electrónica, interfaces con la programación de antecedentes y bases de datos de históricos, convenciones emergentes, pantallas de ayuda, y métodos utilizados para trabajar con alarmas, interfaces de objetos programa, y las interfaces de configuración en las bases de datos, servidores y redes. [22]

En los sistemas HMI se pueden considerar las siguientes pautas para la configuración, toda su representación se encuentra en la Figura 2.13:[23]

- No debe diseñarse para una guía de estilo común.
- No usar juegos de herramientas gráficas comunes.
- Usar colores consistentes.
 - Los fondos grises se utilizan para minimizar el deslumbramiento y proporciona una representación de bajo contraste.
 - Los colores brillantes solo deben usarse para resaltar alarmas y situaciones anormales.
 - Los colores que se utilizan para las alarmas no deben ser usado en otro lado.
- Descubre oportunidades para mejora continua de los sistemas HMI
 - Operaciones de entrevista, mantenimiento y otros usuarios.
 - Proceso de revisión e incidentes de seguridad.
- Presenta oportunidades y soluciones para:
 - Propietarios del sistema y usuarios finales
 - Gestión de la planta
- ISA101 analiza un ciclo de vida HMI y los propietarios del sistema y los usuarios finales deberían estar familiarizados con ciclos de vida similares
 - Ciclo de vida del sistema de seguridad (ISA84).
 - Ciclo de vida de gestión de alarmas (ISA18.2).

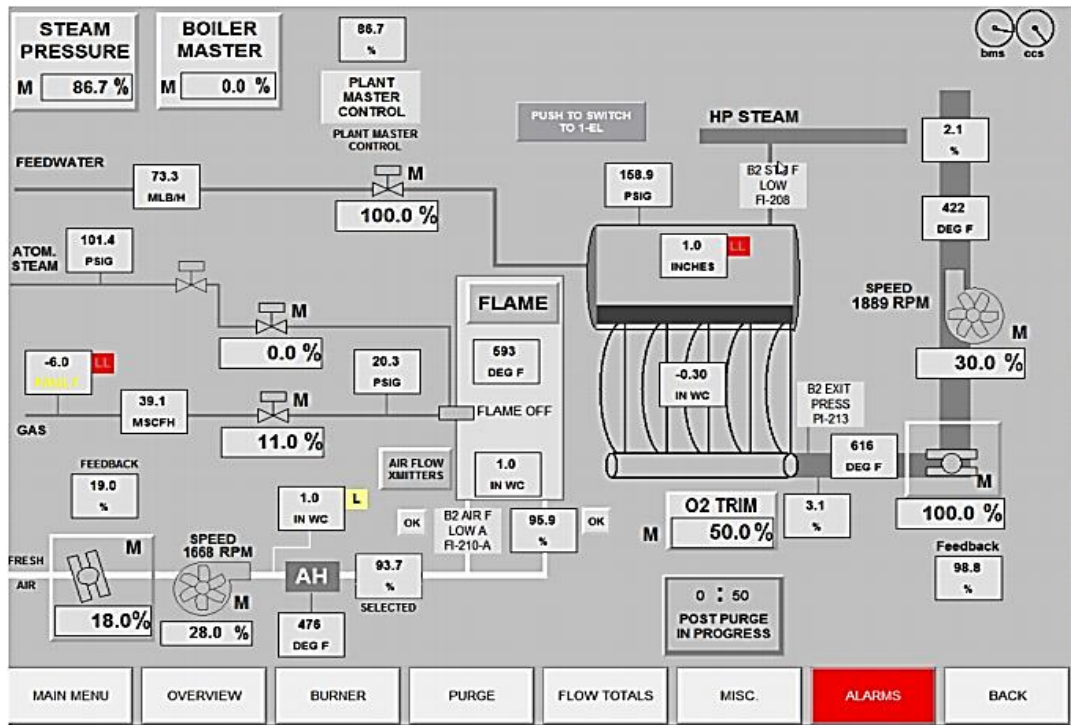


Figura 2.13: Ejemplo de un diseño de HMI.[23]

2.2.10. NORMAS IP

Las normas IP hacen referencia a la norma IEC 60529 (Degrees of Protection), esta norma nos indica los niveles de protección que tienen que cumplir los contenedores o cubiertas de equipos y herramientas eléctricas o electrónicas. Protección que evita el ingreso de materiales sólidos o líquidos al interior de las herramientas o equipos, para causar algún daño severo en su funcionamiento.

Dichas siglas IP provenientes del acrónimo Ingress Protection, es decir protección de ingreso, norma desarrollada y establecida por la International Electrotechnical Commission (IEC) o Comisión Electrotécnica Internacional.[26]

Codificación del grado de protección.

Las normas IP fueron establecidas para realizar una combinación de letras y números, para demostrar el grado de protección con el que cuenta un instrumento o herramienta. A continuación podemos apreciar los posibles valores del grado de protección para primer y segundo número en las siguientes tablas:[26]

Tabla 2.4: Indicadores de protección contra elementos sólidos.[26]

Nivel	Tamaño de objeto entrante	Efectivo contra
0	---	Sin protección
1	<50 mm	Cuerpos sólidos con esfera de 50 mm de diámetro o menos, no debe llegar a entrar completo
2	<12.5 mm	Cuerpos sólidos con esfera de 12,5 mm de diámetro o menos, no debe llegar a entrar completo
3	<2.5 mm	Cuerpos sólidos con esfera de 2,5 mm de diámetro o menos, no debe llegar a entrar completo
4	<1 mm	Cuerpos sólidos con esfera de 2,5 mm de diámetro o menos, no debe entrar en lo más mínimo.
5	Protección contra polvo	La entrada de polvo no puede evitarse, pero el mismo no debe entrar en una cantidad tal que interfiera con el correcto funcionamiento del equipo.
6	Protección fuerte contra polvo	El polvo no debe entrar bajo ninguna circunstancia.

Tabla 2.5: Indicadores de protección contra elementos líquidos.[26]

Nivel	Protección frente a	Método de prueba	Resultados
0	Sin protección	Ninguno	El agua entrará en el equipo en poco tiempo
1	Goteo de agua	Se coloca el equipamiento en su lugar de trabajo habitual	No debe entrar el agua cuando se la deja caer, desde 200 mm de altura respecto del equipo, durante 10 minutos (a razón de 3-5 mm ³ por minuto)
2	Goteo de agua	Se coloca el equipamiento en su lugar de trabajo habitual	No debe entrar el agua cuando se la deja caer, durante 10 minutos (a razón de 3-5 mm ³ por minuto). Dicha prueba se realizará cuatro veces a razón de una por cada giro de 15° tanto en sentido vertical como horizontal, partiendo cada vez de la posición normal de trabajo
3	Agua nebulizada (spray)	Se coloca el equipamiento en su lugar de trabajo habitual	No debe entrar el agua nebulizada en un ángulo de hasta de 60° a derecha e izquierda de la vertical a un promedio de 11 litros por minuto y a una presión de 80-100kN/m ² durante un tiempo que no sea menor a 5 minutos.
4	Chorros de agua	Se coloca el equipamiento en su lugar de trabajo habitual	No debe entrar el agua arrojada desde cualquier ángulo a un promedio de 10 litros por minuto y a una presión de 80-100kN/m ² durante un tiempo que no sea menor a 5 minutos.
5	Chorros de agua	Se coloca el equipamiento en su lugar de trabajo habitual	No debe entrar el agua arrojada a chorro (desde cualquier ángulo) por medio de una boquilla de 6,3 mm de diámetro, a un promedio de 12,5 litros por minuto y a una presión de 30N/m ² durante un tiempo que no sea menor a 3 minutos y a una distancia no menor de 3 metros.

6	Chorros muy potentes de agua	Se coloca el equipamiento en su lugar de trabajo habitual	No debe entrar el agua arrojada a chorro (desde cualquier ángulo) por medio de una boquilla de 12,5 mm de diámetro, a un promedio de 100 litros por minuto y a una presión de 100N/m ² durante un tiempo que no sea menor a 3 minutos y a una distancia no menor de 3 metros.
7	Inmersión completa en agua	El objeto debe soportar sin filtración alguna la inmersión completa a 1 metro durante 30 minutos	No debe entrar agua
8	Inmersión completa y continua en agua	El equipamiento eléctrico / electrónico debe soportar (sin filtración alguna) la inmersión completa y continua a la profundidad y durante el tiempo que especifique el fabricante del producto con el acuerdo del cliente, pero siempre que resulten condiciones más severas que las especificaciones para el valor 7	No debe entrar agua

Poniendo como un sencillo ejemplo de acuerdo a las indicaciones de las tablas el grado de protección IP 22:

- IP: indica la protección de ingreso o Ingress Protection.
- El primer número: indica el nivel de protección contra elementos sólidos, indicado en la Tabla 2.4 para cada caso expuesto; en el caso 2, señala la protección frente a cuerpos sólidos con esfera de 12,5 mm de diámetro o menos, no debe llegar a entrar en el equipo por completo.
- El segundo número: indica el nivel de protección contra elementos líquidos, indicado en la Tabla 2.5 para cada caso expuesto; en el caso 2, menciona que no debe entrar el agua cuando se la deja caer, durante 10 minutos (a razón de 3-5 mm³ por minuto).

2.3. PROPUESTA DE SOLUCIÓN.

La implementación del Sistema SCADA para la supervisión en tiempo real de los datos enviados en tramas por los medidores industriales de energía a través de la red industrial (MODBUS RS-485), permitió visualizar los datos mediante una interface gráfica HMI manteniendo el chequeo continuo de los equipos industriales en el área de Subestación.

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

3.1. MODALIDAD BÁSICA DE LA INVESTIGACIÓN

Esta investigación tuvo la característica de ser un proyecto de investigación aplicada, por medio del cual se buscó dar solución al problema planteado, y a través de la puesta en práctica de conocimientos teóricos, para llegar al diseño y finalmente a la implementación del sistema.

Investigación Bibliográfica-documental, se llevó a cabo al obtener información de repositorios, publicaciones y artículos científicos disponibles en Internet para tener distintos enfoques con relación al tema de investigación y extender conocimientos acorde a los requerimientos del proyecto.

Investigación de campo, se desarrolló en las instalaciones de la empresa obteniendo datos útiles, que permitió la generación de información fiable y confiable para el desarrollo óptimo y sostenible del sistema con un horizonte ético profesional.

3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA

Debido a la naturaleza del proyecto no se requiere una población o muestra.

3.3. RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

La información a procesarse, se obtuvo de los requerimientos del personal encargado del Departamento de Mantenimiento de NOVACERO S.A. y de fuentes o referencias bibliográficas obtenidas de ejemplares de investigaciones previas, ubicados en los

repositorios de diferentes universidades, locales y extranjeras; tanto como publicaciones, informes y artículos provenientes de revistas de investigación científica, que aportaron información referente al tema de investigación,

3.4. PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

La información obtenida se organizó metódicamente, de tal forma que contribuya con el óptimo desarrollo de la investigación de la siguiente manera:

- Revisión de la información obtenida.
- Estudio de la documentación y archivos para poder obtener datos que ayuden a los intereses de la investigación.
- Análisis de la información conseguida para plantear estrategias que permitan alcanzar a una mejor solución del problema planteado.
- Interpretación y conclusiones logradas de los datos mediante el desarrollo del proceso en el sistema.

3.5. DESARROLLO DEL PROYECTO

En el desarrollo del proyecto de investigación se realizaron las actividades que se enlistan a continuación:

- Estimación del estado actual de los medidores industriales en las diferentes áreas de la empresa NOVACERO S.A. para poder diseñar una ruta adecuada de la Red Industrial.
- Recolección de información de los datos en los medidores industriales presentados por el personal encargado de la supervisión del departamento de mantenimiento.
- Estudio de redes industriales y protocolos para definir el método de transmisión de datos óptimo para NOVACERO S.A.
- Clasificación de protocolos de comunicación industrial con mejor interacción en la Red.
- Exploración en fuentes bibliográficas de los parámetros técnicos de los diferentes dispositivos industriales.

- Elaboración de cuadros comparativos de los parámetros técnicos de los dispositivos a implementar el sistema.
- Categorización de las características necesarias de equipos y dispositivos industriales que cumplan las necesidades en la implementación del prototipo.
- Selección de equipos y dispositivos industriales.
- Diseño de las diferentes etapas que componen la red industrial referente a la adquisición de datos.
- Implementación de las etapas de adquisición, conversión, manipulación y acondicionamiento del sistema SCADA.
- Elaboración de la interfaz de comunicación con el computador.
- Desarrollo de la interfaz gráfica HMI para la visualización de los datos obtenidos de los medidores industriales eléctricos.
- Examinación de equipos y dispositivos a través de proveedores existentes en el mercado actual.
- Construcción del prototipo con pruebas de campo y corrección de errores.
- Determinación de equipos y elementos de la Red Industrial en NOVACERO S.A. para determinar la inversión total en la implementación del sistema de adquisición de datos en la supervisión en tiempo real.
- Generación de presupuesto de los equipos y dispositivos industriales para el desarrollo de sistema SCADA en la planta de producción NOVACERO S.A.
- Recopilación y presentación de resultados obtenidos.
- Elaboración del informe final.

CAPÍTULO 4

DESARROLLO DE LA PROPUESTA

NOVACERO es una sólida empresa ecuatoriana, pionera y líder en el mercado desde 1973, con la mejor experiencia en la ceración, desarrollo e implementación de soluciones de acero para construcción. Soluciones que se encuentran en modernas construcciones industriales y agroindustriales, instalaciones comerciales, educativas, deportivas, de viviendas y en infraestructuras viales del Ecuador y el exterior.[27]

Hasta el año 2001 fueron dos empresas, llamadas una Novacero y otra Aceropaxi; a partir de enero de ese año, ambas empresas se fusionan para formar una sola, con el nombre NOVACERO-ACEROPAXI S.A. En el 2005 empieza el crecimiento del negocio de los laminados en caliente, producto de esto la empresa pasa a llamarse NOVACERO S.A. por la incorporación de la varilla de construcción al portafolio de productos; con este propósito se adquirió un moderno tren de laminación, que junto a otras mejoras permitió acelerar el crecimiento de las ventas y una mayor participación de mercado.[28]

En el año 2006, se inició el proyecto de acería, para obtener nuestras propias palanquillas, materia prima del proceso de laminación para la fundición de la chatarra metálica. Se instaló un horno eléctrico de 50 toneladas, que arrancó su producción en octubre 2009 y nos ha permitido mejorar nuestro valor agregado, calidad y competitividad. El crecimiento sostenido, especialmente en los últimos 5 años nos acerca a nuestro propósito de *"Ser reconocidos como una empresa dinámica, innovadora, en constante crecimiento en la industria del acero en el Ecuador"*.[28]

En la actualidad NOVACERO S.A. cuenta con 3 plantas industriales, ubicadas en Quito, Lasso y Guayaquil; 3 oficinas comerciales en Quito, Guayaquil y Cuenca, las

cual le permite atender a más de 400 puntos de distribución a lo largo del país y representantes comerciales en Centroamérica, Bolivia, Perú y Chile. En la actualidad, Novacero está ubicada entre las 25 empresas más importantes del Ecuador y segunda en el sector siderúrgico del país. [28]

La empresa “NOVACERO S.A. ubicado en la parroquia rural Lasso, perteneciente al cantón Latacunga de la Provincia de Cotopaxi, en la Figura 4.1 se muestra la ubicación geográfica de la Planta.



Figura 4.1: Ubicación geográfica de Planta NOVACERO S.A. sector Lasso-Cotopaxi.[29]

NOVACERO S.A. cuenta con distintas áreas de fabricación de conformado mecánico, tales como:[30]

- *Fundición:* Sección de la planta de producción que se consigue la fundición del acero al verter metal fundido (liquido) en una cueva hueca (molde) y dejándolo enfriar en su interior.

- *Forja*: Sección de la planta de producción que se consigue la forja del modelo del acero, martillando o aplicando una presión constante sobre la pieza de trabajo hasta adaptar la forma de la matriz y puede ser realizado en caliente o en frío.
- *Prensado*: Área de la empresa que consiste en moldear una lámina o chapas metálicas en varias direcciones al mismo tiempo, forzándola entre dos matrices (hembra y macho).
- *Trefilado (estirado)*: Sección de la planta de producción que se consiste en dar forma a una varilla o cinta metálica tirando de ella a través de una matriz para reducirla a un hilo o para formar un tubo.
- *Extracción*: Sección de la planta de producción que consiste en empujar al metal a través de una matriz o apertura para darle una forma deseada de sección transversal.
- *Laminado*: Sección de la planta de producción que su función es de reducir las secciones transversales de una barra de metal caliente al hacer pasar los rodillos giratorios para obtener diversas formas chapas y perfiles.
- *Estampado*: Sección de la planta de producción que consiste en presionar entre dos moldes metálicos un trozo de material a una temperatura adecuada, hasta que por deformación llene el espacio hueco existente entre ellas.
- *Troquelado*: Sección de la planta de producción que consiste en obtener piezas mediante la presión que ejerce unos punzones sobre un molde o matriz.

Áreas producción de conformado metálico con arranque de viruta: [30]

- *Torneado*: Área de trabajo que permite obtener piezas de formas cilíndricas interior o exteriormente mediante diversas operaciones de una misma máquina.
- *Fresado*: Área de producción que permite obtener formas diversas en superficies planas, por mecanizado de superficies en piezas que se desplazan con movimiento rectilíneo bajo la herramienta.
- *Limado*: Área de producción que permite obtener superficies de forma plana (aplanar) en piezas de pequeñas dimensiones.

- *Cepillado*: Área de producción donde se obtiene superficies planas al cepillar superficies irregulares pero en piezas de gran tamaño.
- *Taladrado*: Área de producción que permite obtener piezas perforadas, las perforaciones tienen forma circular.
- *Electroerosión*: Área de producción de mecanizado fino por arco eléctrico generado entre una pieza y un electrodo para arrancar pequeñísimas partículas de la pieza por fusión, para obtener piezas finamente acabadas.

En el Anexo D, referenciado como Plano General de la Empresa NOVACERO S.A. se encuentra y distingue: las áreas verdes recreacionales, espacios administrativos, áreas de manufacturación, bodegas donde se encuentran los productos para exportación, patio de chatarrería donde se encuentra la materia prima en bruto y el área de subestación la cual administra la energía necesaria para poder realizar los productos terminados; debido a su amplia infraestructura y la lejanía que se encuentra uno con otro los tableros de distribución en los procesos de manufacturación se buscó la solución a todos los inconvenientes en la obtención de datos de los equipos y medidores instalados en las distintas áreas que tiene la empresa NOVACERO S.A.; los procesos de solución se muestran a continuación:

4.1. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA UBICACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA Y SISTEMAS IMPLEMENTADOS EN NOVACERO S.A.

La ubicación específica de los medidores instalados en la empresa se puede apreciar de mejor manera en el Anexo D, referenciado como Plano Layout de medidores, los cuales la empresa utiliza en todas sus áreas de manufacturación. Acotando con lo anterior manifestaremos que la planta cuenta en su totalidad de 34 medidores de energía industriales los cuales se realizan las distintas mediciones, estos ubicados en los tableros de distribución principal, para lo cual cada fin de jornada del día, fin de semana y mes realizan la toma de datos respectivos a la producción realizada por cada área de la planta; para lo cual los enlistaremos en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Listado general de medidores de energía NOVACERO S.A. (Planta Lasso)

MEDIDORES DE ENERGIA PLANTA LASSO				
NÚMERO	UBICACIÓN	DESIGNACIÓN	MARCA	MODELO
1	SUBESTACION	SUBESTACION BAHIA PRINCIPAL ALTA TENSION	SCHNEIDER	ION6200
2	SUBESTACION	SUBESTACION BAHIA 18KV ALTA TENSION	SCHNEIDER	ION6201
3	SUBESTACION	SUBESTACION BAHIA 13.8kV ALTA TENSION	SCHNEIDER	ION6202
4	SUBESTACION	SUBESTACION EAF MEDIA TENSION	SCHNEIDER	ION8600
5	SUBESTACION	SUBESTACION TRAF0 13.8KV MEDIA TENSION	SCHNEIDER	ION8300
6	SUBESTACION	SUBESTACION ANILLO DE DISTRIBUCION 13.8KV	SIEMENS	SENTRON PAC4200
7	SUBESTACION	SUBESTACION PLATA GOX	SCHNEIDER	PM210
8	TREN 1	TREN 1	SIEMENS	PM5110
9	ACERIA	ACERIA EAF	SCHNEIDER	PM5640
10	PLANTA DE AGUA	PLANTA DE AGUA-WTP	SCHNEIDER	PM5110
11	PLANTA DE HUMOS	PLANTA DE HUMOS	SCHNEIDER	PM 710
12	GALPON NORTE	PROYECTOS ZONA NORTE	SCHNEIDER	PM5110
13	RECICLAJE	HARRIS	SCHNEIDER	PM 710
14	ACERIA	ACERIA 220V	SCHNEIDER	PM5110
15	ACERIA	ACERIA 440V	SCHNEIDER	PM5110
16	RECICLAJE	CAMARA FRAGMENTADORA	SCHNEIDER	PM 710
17	GALPON MALLAS	TREFILADORA	SCHNEIDER	PM 710
18	GALPON MALLAS	ENDERZADORA 440V	SCHNEIDER	PM 710
19	FIGURADOS	ENDERZADORA 220V	SCHNEIDER	PM 710
20	GALPON MALLAS	MALLA ELECTROSOLDADA	SCHNEIDER	PM 710
21	FIGURADOS	FIGURADOS 440V	SCHNEIDER	PM 710
22	RECICLAJE	CHANCADORA	SCHNEIDER	PM 710
23	TALLER DE MAQUINAS	TORNOS	SCHNEIDER	PM 710
24	FIGURADOS	FIGURADOS 220	SCHNEIDER	PM 710
25	ACERIA	HORNO CUCHARA	SCHNEIDER	PM5640
26	TREN 2	TREN 2	SCHNEIDER	PM 710
27	TREN 2	LPP NUEVO	SCHNEIDER	PM 710
28	GALPON MALLAS	FIGURADOS NUEVO ZONA NORTE	SCHNEIDER	PM 710
29	GALPON MALLAS	TREFILADORA VAUGHNT NUEVO NORTE 220V	SCHNEIDER	PM5110
30	GALPON MALLAS	MALLA ELECTROSOLDADA NUEVA	SCHNEIDER	PM 710
31	RECICLAJE	NUEVA COMPACTADORA	SCHNEIDER	PM5110
32	TREN 2	HORNO LPP INDUCCION	SIEMENS	PAC 4200
34	MONOBLOCK	MONOBLOCK	SCHNEIDER	PM 5110

Fuente: Departamento de Mantenimiento NOVACERO S.A.

Actualmente el departamento de Subestación de NOVACERO S.A. cuenta con un sistema SCADA básico, en el cual simplemente se encuentran conectados seis medidores de energía, cuya integración al sistema se pudo realizar debido a su corta distancia que se encuentra uno con los otros. Esta implementación tuvo como finalidad ayudar a los empleados y al Jefe del departamento agilizar la obtención de datos, sin pérdida de tiempo en el traslado de puntos muy alejados; siendo este último, la mayor necesidad para implementar un Sistema de Supervisión de datos en tiempo real de todos los medidores existentes en la planta.

4.2. ANÁLISIS DE LOS REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL DISEÑO DEL SISTEMA SCADA.

4.2.1. REQUERIMIENTOS DE RED Y PARÁMETROS DE MEDICIÓN.

Realizada la visita y observación de las distintas áreas de la Empresa, con ayuda del personal encargado de Subestación de NOVACERO S.A. se pudo determinar, que se tiene un rustico método de obtención por día, semanal, quincenal o mensual de datos de la energía consumida por las maquinas utilizadas a través de sus procesos de manufacturación. Que da como resultado con la pérdida de tiempo de los subordinados del departamento de mantenimiento, al movilizarse hasta los lugares donde se encuentran ubicados los tableros principales de distribución y así realizar la supervisión de los datos obtenidos por los medidores. De tal manera, se ha decidido promover la creación de un sistema que integre las distintas tecnologías y equipos, que conjuntamente con una red industrial se pueda integrar y obtener los datos en tiempo real de los distintos medidores eléctricos.

Para poder determinar estos requerimientos, se tuvo una entrevista con el Jefe del departamento de Subestación el Ingeniero Carlos Verdugo y su sucesora del cargo Ingeniera Alejandra Ortiz; los cuales manifestaron que en la realización e integración de la red industrial se debe tomar en cuenta los siguientes parámetros:

1. Parámetros de la red industrial.

- Poder integrar en la misma red industrial los 34 medidores que se encuentran en los distintos tableros de distribución.

- Utilizar recursos que la planta utiliza para comunicarse entre los distintos departamentos, es decir emplear la red interna propia de la empresa.
- Economizar en recursos, investigando cuál de ellos son los más óptimos tanto en diseño e implementación.

2. Parámetros de medición a controlar o supervisar que necesitan obtener del sistema.

- Voltajes Fase-Fase.
- Corrientes.
- Potencia Activa.
- Potencia Reactiva.
- Factor de Potencia.
- Demanda.

4.3. ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE HARDWARE PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL PARA LA ADQUISICIÓN DE DATOS DE MEDIDORES INDUSTRIALES

A. MEDIDORES DE ENERGIA

En este primer punto se recalca que en el análisis y selección de los medidores de energía se lo realizó para la construcción del prototipo; debido a que en los tableros de distribución instalados en la empresa estos equipos de medición son los principales elementos donde se obtienen los datos a supervisar para el sistema SCADA. Por ende se realizó la investigación en base a los fundamentos básicos del proyecto empleando medidores industriales que ofrezcan una configuración sencilla de sus distintos parámetros, que sean económicos y que en el mercado nacional contengan un stock variado, por lo anterior, se han estimado los siguientes medidores industriales o analizadores de redes.

- Medidores SCHNEIDER

ION6200: El PowerLogic ION6200 es medidor de energía multifuncional, que ofrece a todos sus compradores una calidad sobresaliente, versatilidad y funcionalidad a bajo costo, en un equipo ultra compacto. Este dispositivo industrial es muy simple de usar y ofrece una pantalla grande, con LEDs brillantes para su mejor visibilidad en condiciones adversas de luminosidad.

Es preciso y complejo, de tal manera que ofrece parámetros básicos como THD, potencia en los cuatro cuadrantes, demanda, energías, factor de potencia y medidas de frecuencia. [31]

Características: A continuación en la Tabla 4.2, podemos encontrar algunas de sus características esenciales del medidor de energía ION6200.

Tabla 4.2: Características principales del PowerLogic ION6200

ALIMENTACIÓN DE ENTRADA Y SALIDAS	
Alimentación de Control VCA/VCC	100-240 VCA / 110-300VCC
Medida Directa de Voltaje LN/LL	60-400 VCA
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Voltajes de Entrada	3
Corrientes de Entrada	3
Muestras por ciclo	64
Impedancia de Entrada	hasta 2MΩ
Voltaje	L-N 0,3% lectura; L-L 0,5% lectura
Frecuencia	± 0,1 Hertz
Lectura Corriente	≥ 5% de escala máx. 0,3% lectura
	< 5% de escala máx. 0,3% lectura +0,05% escala máx.
	I4 derivada 0,6% lectura +0,05% escala máx.
Factor de Potencia	1,0 % lectura
TDH	± 1,0%
Medición de potencias y energías	kW;kVA;kVAR;kWh;kWAh;kVARh
Normas Estandarizadas	IEC 60687 Clase 0,55
	ANSI 12.20 Clase 0,5
COMUNICACIONES	
Protocolo de Comunicación	Modbus RTU / ION System
Puertos de Comunicación	RS-485
DIMENSIONES Y PESO	
Peso de equipo (Kg)	0,68
Unidad Base (mm)	106,7 * 106,7 * 40,6
CONDICIONES AMBIENTALES	
Temperatura de Operación (°C)	> (-20) a < (70)
Almacenado (°C)	> (-40) a < (85)
Humedad	5% a 95% no condensado
Grado de Protección IP	IP 30 – IP 65
Precio (\$)	1300

Elaborado por: Investigador. Basado en: [31]

PM5100: El medidor de potencia PM5100 de la serie PM5000 de PowerLogic posee una muy buena referencia en la precisión de medición. Con valores que requiere obtener, controlar, supervisar y visualizar con precisión correcta, estos medidores son compactos en su forma física y asequible en el mercado nacional como internacional debido a las capacidades de costos por su alta gama, sin olvidar de su administración básica de energía móvil.[32]

Características: En la tabla 4.3 podemos encontrar algunos de los parámetros importantes del PowerLogic PM5100.

Tabla 4.3: Características principales del PowerLogic de Series PM5000

ALIMENTACIÓN DEL EQUIPO	
Voltaje Corriente Alterna	100-277 V L-N \pm 10%
	100-415 V L-L \pm 10%
Frecuencia (Hz)	50/60 \pm 5Hz
Voltaje Corriente Continúa	125-250 V \pm 20%
Carga de Corriente Alterna	5W / 11 VA máx. a 415 VCA
Carga de Corriente Continúa	4W máx. a 125 VCC
COMUNICACIONES	
Puerto de Comunicación	RS-485
Protocolo de Comunicación	Modbus RTU
ENTRADAS DE TENSIÓN	
Tensión Medida	20 a 400 V L-N
	35 a 690 V L-L (estrella)
	35 a 600 V L-L (triángulo)
Frecuencia (Hz)	50/60
Sobrecarga Permanente	400V L-N o 800V L-L
Impedancia	5 M Ω
Categoría de Medición	Grado III
ENTRADAS DE INTENSIDAD	
Corrientes Nominales	1A o 5 ^a
Intensidad Medida	de 5mA a 8,5 ^a
Rigidez	20A continuos; 50A a 10s/h; 500A a 1s/h
Impedancia	0,3M ω
Carga	0,026 VA a 8,5 A
CONDICIONES AMBIENTALES	
Temperatura de Funcionamiento (°C)	de -25 a 70
Funciones de Visualización	a -25°C con rendimiento limitado
Humedad Relativa	Del 5% al 95% sin condensación a 50°C
Contaminación	Nivel 2
Altitud	2000m en CAT III / 3000m en CAT II
Grado de Protección IP	IP 52 - IP30
No apto para ubicaciones húmedas	
Para uso en exteriores	
Precio (\$)	591,18

Elaborado por: Investigador, Basado en:[32]

- **Medidores CIRCUTOR**

CVM-C10: Es un analizador de redes para panel (de 96 * 96 mm) que posee registro de energías. Móvil y macizo con medida en sus cuatro cuadrantes (generación y consumo). Diseñado para instalaciones de Media o Baja Tensión, también para circuitos trifásicos a 3 ó 4 hilos (R,S,T ó R,S,T y Tierra), bifásicos con o sin neutro, monofásicos o conexiones ARON.[33]

Características: En la tabla 4.4, se puede observar detalladamente las especificaciones técnicas del Analizador de Redes CVM-C10.

Tabla 4.4: Características principales del Analizador de Redes CVM-C10 (CIRCUTOR)

CIRCUITO DE MEDIDA	
Tensión	300 VCA F-N / 520 VCA F-F
Frecuencia (Hz)	50/60
Corriente	ITF /5A ó /1ª
	MC /250Ma
Muestreo	64 muestras/ciclo
TENSIÓN DE ALIMENTACIÓN	
Corriente Alterna	de 85 a 265 VCA
Corriente Continua	de 95 a 300 VCC
	de 20 a VCC (Modelo SDC)
COMUNICACIONES	
Protocolo	Modbus RTU / BACnet (RS-485)
Velocidad de Tx (Baud)	9600,192
Bit; Paridad; Stop	8; n; 1
SALIDAS	
2 Salidas Digitales	Interfaz SO
	Configurable hasta 1000 impulsos
	2 Transistores NPN
	(24VCC máx, 50mA, 16imp/s, Max Ton/Toff configurable)
2 Salidas a Relé	Max/ Min/ No/ NC/ Histéresis/ Enclavamiento 250VCA , 6ª
ENTRADAS	
2 Entradas Digitales	Selección de tarifa o alarmas externas NPN, optoacopladas)
CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS	
Envolvente	Plástico VO autoextinguible
Dimensiones (mm)	96,7 * 96,7 * 63,4
CONDICIONES AMBIENTALES	
Altitud Máxima (m)	2000
Humedad Relativa	de 5 hasta 95%
Temperatura de Trabajo	de -5°C hasta 45°C
Grado de Protección	IP 51-IP64-IP31
Permite Selección de Tarifas Mediante Comunicaciones.	
Presición Clase 0,5% en Tensión, Corriente y Potencia.	
Precio (\$)	200

Elaborado por: Investigador. Basado en: [23]

De los equipos mencionados y de las características técnicas presentadas, después del estudio técnico comparativo realizado, el medidor o analizador de red que se eligió no

solo por ser el más económico de los antes citados, sino también por la adquisición de información y estructuración de tramas mediante el protocolo de comunicación utilizado para adquisición de los parámetros eléctricos; posee datos de fácil interpretación para utilizarlos en un sistema de supervisión, se optó por el medidor de CIRCUTOR CVM-C10. También ofrece una amplia funcionalidad para instalaciones de media y baja tensión, de fácil programación, compatible con distintos elementos de red y como parámetro esencial es de categoría iii.

B. PASARELAS ETHERNET

Para la obtención de los datos en tiempo real de los equipos colocados en cualquier tipo de red industrial y poder convertirlos en tramas de fácil lectura, para utilizarlos en la supervisión y control de un SCADA. Además de que la configuración de parámetros sea muy sencilla de realizar, hemos investigado los siguientes equipos.

- **EGX100 de PowerLogic:** La pasarela Ethernet EGX100 es un equipo de comunicaciones el cual proporciona conectividad entre Ethernet (Modbus TCP/IP) y equipos de línea serie (red industrial), permitiendo a los clientes o usuarios de Modbus TCP/IP acceder a toda la información necesaria de los equipos esclavos en serie. Además permite que los dispositivos maestros de la red serie accedan a los datos de los dispositivos esclavos distribuidos mediante una distinta red Ethernet.[34]
- **EGX150 de PowerLogic:** La pasarela Ethernet Gateway Link 150 es un equipo de comunicaciones el cual suministra conectividad entre dispositivos de la línea Ethernet (Modbus TCP/IP) y Modbus serie, permitiendo a usuarios Modbus TCP/IP acceder a los datos desde equipos esclavos en serie. Conjuntamente permite a equipos maestros en serie acceder a información desde distintos equipos esclavos distribuidos en una red Ethernet.[35]
- **EGX300 de PowerLogic:** La pasarela Ethernet EGX300 es un instrumento tecnológico que proporciona transparente una interfaz entre redes basadas en Ethernet y equipos que pueden ser instalados por el consumidor. Entre los varios elementos que pueden ser instalados por el beneficiario incluimos medidores, monitores, relés de protección, los PLC, unidades de control, pantallas HMI,

control de motores y entre varios dispositivos que pueden tener una comunicación mediante protocolos JBUS, PowerLogic o Modbus.

Como la EGX300 utiliza el protocolo Modbus TCP/IP para permitir el libre acceso a información de dispositivos a través de una red de Área local (LAN) o mediante una red de Área Extendida (WAN). Esta tendencia de utilizar un software de supervisión con acceso a información de los equipos y recolectar datos, establecer estadísticas, gestionar tanto alarmas como eventos, efectuar análisis y ejecutar varias funciones.

Permite generar un registro general de datos en tiempo real para muchos tipos de dispositivos corrientes y a su vez proporcionar varias funciones específicas de equipos incorporados y hojas de resumen de circuitos. [36]

Una vez realizado el estudio de las distintas pasarelas Ethernet, a continuación, se efectúa un análisis técnico comparativo de las principales características de los equipos detallados anteriormente, finalizado el análisis y de acuerdo a las descripciones técnicas mencionadas en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5: Tabla Comparativa Pasarelas Ethernet

Características Técnicas	Unidad	EGX100	LINK150	EGX300
Número de Puertos Ethernet		1	2	1
Tipo de Puerto Ethernet	(Por Defecto)	10/100 Base TX(802.3af)	10/100 Base TX(802.3af)	10/100 Base TX(802.3af)
Protocolo		HTTP,SNMP (MIB2), FTP	FTP, HTTP	HTTP,SNTP,SNMP,FTP
TCP/IP		Si	Si	Si
Velocidad Máxima de Tx.	Mb	10/100	10/100	100Base TX-FD
Número de Puertos Industriales		2	2	2
Tipo de Puerto Industrial		RS232 / RS485 (2-4 hilos)	RS232 / RS485 (2-4 hilos)	RS232 / RS485 (2-4 hilos)
Protocolo Industrial		ModBus RTU/ASCII, Jbus, Power Logic (Sy/Max)	ModBus RTU/ASCII, Jbus, Power Logic (Sy/Max)	ModBus RTU/ASCII, Jbus, Power Logic (Sy/Max)
Velocidad de Tx. Máxima	Baud	2400 hasta 38400 (Config.)	2400 hasta 38400 (Config.)	2400 hasta 38400 (Config.)
Número Máx. de Dispositivos Conectados en la Red		32	32	64
Memoria		No	No	No
Grado de Protección		IP20, IP40	IP20, IP30, IP40	IP30, IP40
Costo	\$	868,25	862,04	1282,46

Elaborado por: Investigador. Basado en:[34][35][36]

Finalizado la parte del análisis, se prefiere la pasarela Ethernet de PowerLogic LINK150 como el encargado de realizar la conversión de protocolos Modbus a Ethernet por el cual se obtendrá los datos de los equipos ubicados en la Red Industrial; debido a que su costo es moderado, este equipo se encuentra disponible en el mercado nacional, ofrece una excelente interfaz gráfica, tamaño y peso ideales en las necesidades del proyecto.

C. Transformadores de Corriente

Tenemos como elemento indispensable en la medición de corriente en varios procesos industriales y a su vez para la gestión energética. Contando con este elemento existente en varias instalaciones y aplicaciones tales como contadores, analizadores de redes, banco de baterías de condensadores, etc.; en el momento de elegir un transformador de intensidad siempre se acarrea ciertas incertidumbres.

Por lo cual analizaremos unos puntos fundamentales para una óptima elección, así tenemos:[37]

- Características mecánicas.
- Características eléctricas.
- Aplicación.

Características Mecánicas: Esta peculiaridad se basa en el aspecto fundamental de que el cable o plinita del cual se necesita saber cuál el valor de corriente ingresa al sistema, quepa en el orificio del TC. Siendo este un punto que suele obviarse por simple descuido, impidiendo o retrasarse básicamente en la instalación de los equipos.

Una manera sencilla de agilizar la instalación sin la necesidad de realizar algún corte en suministro de energía eléctrica es usar transformadores de núcleo partido tipo TP (Transformador de Corriente de Perfil Estrecho) o STP (Transformador de Corriente tipo Pinza Núcleo Partido). Reduciendo, así, considerablemente el tiempo y complejidad de la instalación y sin interrumpir el servicio de energía. [37]

Características Eléctricas: Cuando se refiere en las características eléctricas en el momento de seleccionar un transformador de corriente tenemos las siguientes:[37]

- Tensión de Servicio: Es un indicador del nivel de aislamiento requerido del transformador de corriente; su uso se puede dar en conductores de niveles superiores

de tensión, únicamente cuando el conductor aporte el nivel de aislamiento requerido la instalación del sistema.

- Corriente de Primario: En este punto se basa en la selección del transformador de corriente según la corriente máxima que circula por el conductor. Por ende si elegimos un transformador con una corriente inferior comparada con la del primario este tiende a saturarse, deteriorando sus características físicas y mecánicas, y un daño más severo sería al equipo asociado de medida si no cuenta con las protecciones adecuadas, por último dar un dato erróneo en su medición.

Por lo que se recomienda escoger un transformador de grado superior que se encuentra disponible en el mercado nacional.

- Corriente de Secundario: Este parámetro está vinculado con el equipo receptor y las pérdidas de datos que puede existir en el momento de transmitir las señales de medida entre el transformador de corriente y el equipo receptor de datos. Las salidas más comunes de secundario del transformador tienen que ver con las relaciones X/5Amperios y X/1Amperio. Aunque en el mercado existen transformadores eficaces con una relación de secundario X/250mAmperios, como es el caso de los transformadores MC1 y MC3.

- Potencia: Como bien es conocido en el estudio del transformador ideal, es la inducción que genera el primario a través de un campo magnético sobre el secundario; en este caso una potencia necesaria para poder ser transmitida una corriente de secundario hacia el equipo de medida. Esta potencia inducida es necesariamente superior o igual a las pérdidas de línea agregadas las pérdidas de consumo del mismo equipo de medida.

- Precisión: Según la Norma IEC 61869 (Norma que contiene los requisitos generales para la manufacturación de transformadores con salida analógica o digital para usos con equipos de medida eléctricos o equipos de protección eléctrica con frecuencias nominales de 15Hz a 100Hz) la precisión o clase que puede tener un transformador de corriente, está establecido por porcentaje de error máximo de amplitud debido a un porcentaje de desfase que puede presentar la corriente nominal.

Aplicación: Para tener una selección de transformadores de corriente según su aplicación debemos distinguirlos o seleccionarlos a la función que será destinado, pueden ser transformadores para protección o medida. Esta diferencia radica fundamentalmente en la característica de conservar la linealidad de precisión de la medida obtenida ante tendencias superiores de funcionamiento a su rango de medida, ya sean estas permanentes o transitorias como se muestra en la Figura 4.2.

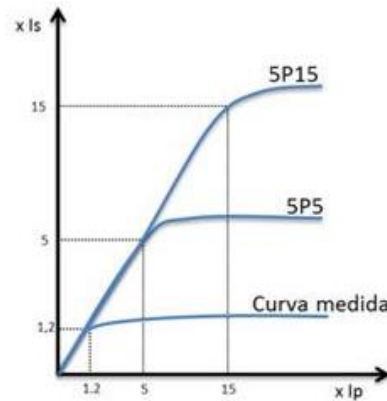


Figura 4.2: Linealidad de transformadores de protección y medida [37]

Con esta representación podemos decir los siguientes postulados con respecto a los transformadores de corriente de acuerdo a su aplicación:[37]

- En transformadores de corriente para protección, pueden conservar su linealidad ante corrientes superiores a la corriente nominal del primario; con un orden de 5 a 15 su corriente de primario.
- En transformadores de corriente para medida, pueden conservar su linealidad hasta un 20% de la intensidad de primario.

Una vez finalizado con un estudio resumido de la elección correcta de los transformadores de corriente por sus puntos fundamentales, se ha desarrollado el análisis técnico comparativo de las características de distintos T.C. que se pueden adquirir en el mercado nacional, mencionadas en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6: Tabla Comparativa Transformadores de Corriente

Características Técnicas	Unidad	T.C. de Alta Precisión Círcutor	T.C. de Alta Precisión Camsco	T.C. de Alta Precisión ABB	T.C. de Núcleo Partido Círcutor
Rango Mínimo / Máximo	Amperios	100 hasta 4000	30 hasta 200	40 hasta 250	100 hasta 5000
Salida	Amperios	X/5 o X/1	X/5	X/5	X/1 o X/250mA
Protección / Aislamiento		Plástico autoextingible	Plástico VO	Plástico	Plástico autoex. UNE 21031

Temperatura de Trabajo	°C	(-5) hasta 40	(-10) hasta 50	hasta ≤ 60	(-40) hasta 85
Frecuencia	Hz	50 / 60	50 / 60	60	50 / 60
Corriente Térmica de Cortocircuito	Amperios (In)	60	30	No definido	60
Grado de Protección	IP	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20
Tensión de aislamiento	KV c.a.	3	0,5	No definido	3
Clase Térmica	°C	B 130	No definido	No definido	B 130
Precio	\$	25,78	15,5	31,47	105,25

Elaborado por: Investigador

Concluido el análisis técnico de parámetros, se selecciona el Transformador de Corriente Camsco para desempeñar el trabajo de convertir corrientes elevadas a una señal de fácil lectura para el equipo de medición, por su costo asequible, se ajusta a los requerimientos del sistema, es muy fácil de adquirirlo en el mercado nacional, soporta una temperatura ambiente elevada y no tiene necesidad de realizar algún acoplamiento extra para su funcionalidad.

D. Fuente de Alimentación Externa.

Para la alimentación de la pasarela Ethernet se requiere de una fuente de energía externa que proporcione 24 voltios en Corriente Continua a máximo 2 Amperios, debido a que el sistema requiere esta cantidad de corriente para el funcionamiento del equipo. Se detallan las fuentes a utilizar:

- **Power Supplies ABL7RP1205 (Schneider):** Es una fuente de alimentación fabricada por Schneider Electric para soluciones de automatización y control. De la gama de Phaseo ABL7, ABL8, con una salida de alimentación regulada a 24 Voltios de Corriente Continua y una corriente de operación de 5 Amperios con una disminución de pérdidas en circuito abierto. [38]
- **Fuente de alimentación UNO-PS (Phoenix Contact):** Fuentes compactas que dan solución correcta para cargas hasta 240 Watts, debido a que en cajas de distribución compactas existe una alta densidad de potencia. Estas fuentes de alimentación son útiles para distintas clases de potencia y utilidades debido a su máximo rendimiento y reducciones en pérdidas con puesta en marcha en vacío, obteniendo una gran eficacia energética. [39]

- **POWER 6EP3333-6SB00-0AY0 (Siemens LOGO):** Fuente de alimentación cuya tensión de salida es de 24 Voltios CC a una corriente de 4 Amperios, brinda potencia en espacio reducido. Una de sus características principales es su alto rendimiento desde el intervalo de carga hasta la disipación parcial de energía en reposo, garantizando así eficiencia debido a la amplia gama de entradas es operable una conexión con corriente continua.[40]

Tabla 4.7: Tabla Comparativa Fuentes Alimentación

Características Técnicas	Unidad	Power Supplies ABL7RP1205 (Schneider)	Fuente de Alimentación UNO-PS (Phoenix Contact)	POWER 6EP3333-6SB00- 0AY0 (Siemens LOGO)
Datos de Entrada				
Tensión nominal de entrada	Voltios CA	100-120 / 200-500	100 - 240	100 – 240
Margen de tensión de entrada	Voltios CA	85-132 / 170- 550	85 - 264	85 – 264
Frecuencia	Hz	47-63	45 - 65	50 – 60
Absorción de corriente (valores nominales)	Amperios	1,5 (100V CA)	0,6 (230VCA)/1(120VCA)	0,97 - 1,95
Limitación de corriente de cierre (a 25°C)	Amperios	No definido	< 30	No definido
Fusible de entrada, interno (valor)	Amperios	50	2.5	No definido
Selección de fusibles, Caract. B,C,D,K	Amperios	16 hasta 50	6 hasta 16	No definido
Datos de Salida				
Tensión nominal de salida	Voltios CC	24	24 ± 1%	24
Corriente nominal de salida	Amperios	10	2,5	4
Derating	°C	50 hasta 60	55 hasta 70	No definido
Disipación máx. (Cir.Abie/ Carg. Nominal)	Wattios	31	< 0,3/ <7	No definido
Proteccion contra sobretension de salida	Voltios CC	≤ 50	≤ 35	≤ 30
Datos de Generales				
Tensión de Ais. In (primaria)/Out(secund.)	kVoltios	No definido	4 CA / 3 CA	No definido
Grado/Clase de protección		IP20 to EN/IEC 60529	IP20 / II	IP20
Temperatura ambiente (servicio)	°C	(-25) hasta 50	(-25) hasta 70	(-25) hasta 70
Temperatura (almacenamiento/transporte)	°C	(-40) hasta 70	(-40) hasta 85	No definido
Humedad a 25°C, sin condensación	°C	0 hasta 95%	≤ 95 %	≤ 90 %
Precio	\$	283,92	91,85	105,17

Elaborado por: Investigador. Basado en:[38][39][40]

En la Tabla 4.7 se puede observar de manera detallada el análisis técnico de las características de las distintas fuentes de alimentación, se selecciona la fuente de alimentación UNO-PS de Phoenix Contact ya que cumple con los valores de salida necesarios para alimentación a un costo relativamente bajo accesible en el mercado nacional, sin muchas pérdidas de energía, alcanzando un elevado rendimiento y máxima eficiencia energética.

E. Elemento de Protección

Todo sistema que utilice corrientes y voltajes elevados, requiere de elementos eléctricos que protejan de sobrecargas y cortocircuitos a los equipos principales del sistema, cuya función principal de estos elementos son: conexión, protección, seccionamiento y control para que no existan pérdidas humanas en tiempo y dinero. Con este concepto se ha previsto de la utilización de breakers para la protección principal en el diseño del sistema.

A continuación se detallará el Breaker que cumple con todas las características para este sistema y se encuentra accesible en el mercado nacional con un alto Stock y precio.

- **Breaker ABB:** producto diseñado para aumento en la eficiencia en todo tipo de instalación, tanto como aplicaciones industriales, en generación de energía renovable y tradicionales y por último para uso militar. por su alta calidad, precisión y confiabilidad se pretende el uso de este elemento de protección principal y a además que cumple con las siguientes parámetros técnicos:

Características Principales: En la Tabla 4.8 se detallan los principales parámetros técnicos del Breaker de ABB. [41]

Tabla 4.8: Tabla de Características Técnica de Breaker ABB

Parámetros Técnico	Unidad	Breaker ABB
Número de Polos		de 1 hasta 4 polos
Mecanismos de Disparo		Disparo térmico - Protección sobrecarga Disparo electromagnético - Protección cortocircuito
Voltaje de Operación	Voltios	12 mín. - 440 máx.
Frecuencia de Operación	Hz	50 - 60
Corriente soportada	A	Depende de la carga conectada
Peso	g.	230
Grado de Protección		IP20
Costo	\$	16

Elaborado por: Investigador

4.4. DISEÑO DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN EN TIEMPO DE ADQUISICIÓN DE DATOS DE MEDIDORES INDUSTRIALES.

Después de realizar el proceso de análisis y selección de los distintos elementos industriales que permiten obtener los parámetros eléctricos así como los equipos que se utilizaron para la adquisición y transmisión de variables a través de la red industrial, se procedió a diseñar el sistema de supervisión en tiempo real para la adquisición de datos de medidores industriales que permitirá manipular, procesar y visualizar variables de parámetros anteriormente citados. A continuación en la Figura 4.3 se detallan las distintas etapas en la adquisición y acondicionamiento de datos, procesamiento y almacenamiento de señales y por último la visualización de toda la información en la interfaz gráfica.

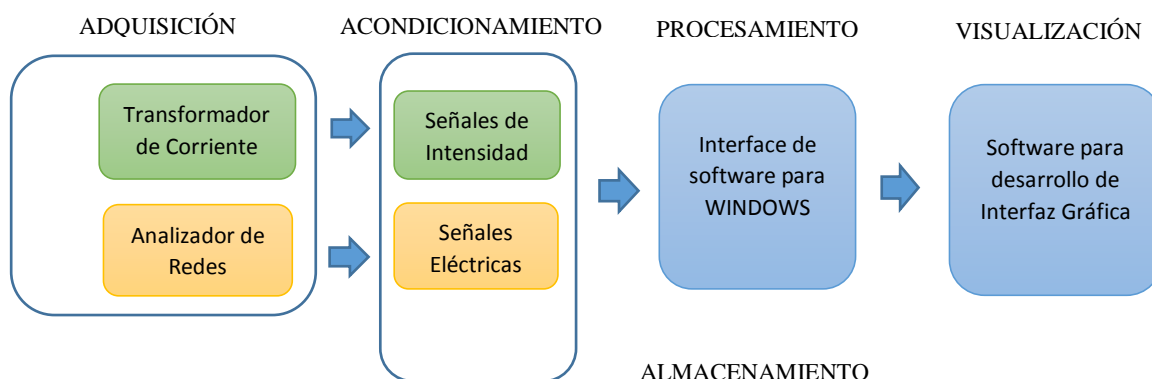


Figura 4.3: Diseño del Sistema de Supervisión en Tiempo Real para la Adquisición de Datos de Medidores Industriales

Elaborado por: Investigador

4.4.1. DISEÑO Y ARQUITECTURA DE RED ETHERNET Y RED INDUSTRIAL MODBUS.

Se comenzó con el análisis y diseño del modelo de red Industrial como Ethernet; dichas redes se basaron a partir de los planos proporcionados por la Empresa NOVACERO S.A., representado en la Figura 4.4 denominada Red Anillo F.O. Planta Lasso.

En el diseño de la Red industrial (RS-485) se inició con la identificación de medidores ubicados en las áreas donde se encuentran los tableros de distribución la cual se puede observar en el Anexo D denominado Plano Layout de Medidores NOVACERO.

NOVACERO S.A. dispone de una red anillo de fibra óptica, la cual se ajusta a los parámetros necesarios de comunicación entre áreas de trabajo donde se ubican los medidores en los tableros de distribución para el posible tendido del cableado desde un área de monitoreo (Departamento de Subestación) hasta los distintos puntos de medición de energía eléctrica. En la Figura 4.3 se visualiza la red anillo de Fibra Óptica existente de la empresa la cual posee un grupo de servidores (Comp - Supermicro) que funcionan como en núcleo de la red anillo, incorporadas en las siguientes áreas:

- Acería-Calidad (901)
- Acería (201-301)
- Oficina Tren 1 (801)
- Tren 2 (601)
- Pulpito Tren 1 (101)

Para la comunicación entre departamentos de la planta se utilizan los equipos conmutadores existentes en las siguientes áreas:

Switches HP (3CR17251-91 SuperStack 4 Switch 5500G-EI 24Port)

- 101
- Pulpito T1 (701)
- Pulpito CC (901)
- 901
- Acería-Calidad(201)
- 301
- 201
- Pulpito T2
- 601
- 801
- Garita
- 701
- Despacho

Switches 3com_4210_26

- Acería
- 201
- Bodega Suministros
- Subestación
- 801
- Contabilidad (701)

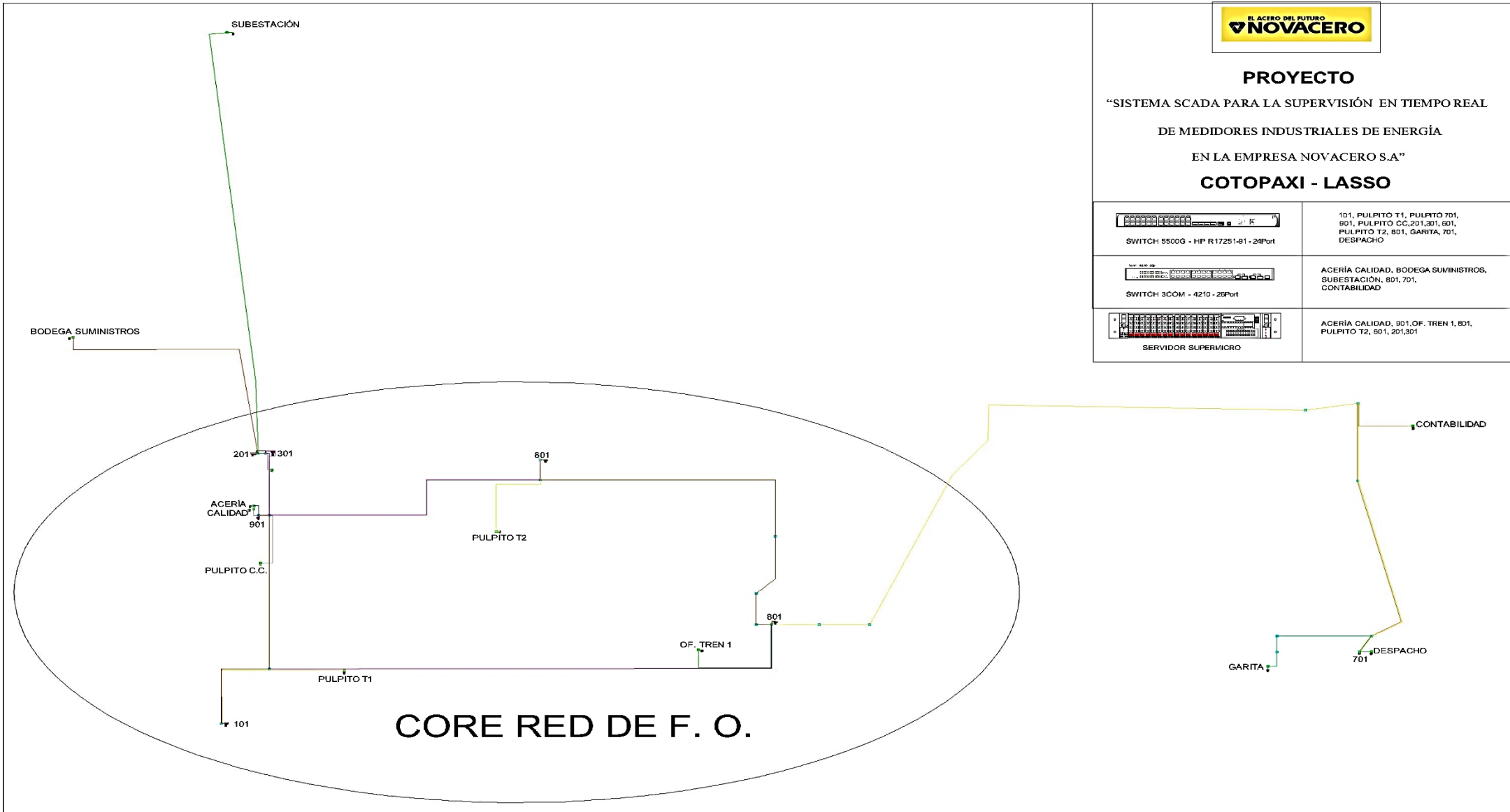


Figura 4.4: Red Anillo de F.O.
 Elaborado por: Investigador

Una vez identificado los medidores de parámetros eléctricos y la distribución de los equipos utilizados en la red anillo de fibra óptica, se realizó el diseño de la red industrial MODBUS (RS-485) para comunicación entre medidores y pasarela Ethernet (Link150) con la estación de monitoreo ubicada en Subestación.

La cual está estructurada de la siguiente manera:

- La Red Industrial MODBUS (RS-485) se desarrolló entendiendo los conceptos citados por los protocolos de comunicación industrial y respetando la distancia entre medidores no exceda un kilómetro. Para el diseño de la red industrial se integraron los medidores de parámetros eléctricos ubicados en los tableros de distribución de las distintas áreas de producción y control de la empresa por medio de un bus en serie de color verde identificado en el Anexo D, determinado como plano de Red Industrial y Red Ethernet y llega hasta la pasarela Ethernet (LINK150).
- La Red Ethernet se desarrolló respetando la distancia entre equipos, que no exceda 100 metros para que no exista atenuación en las tramas de datos. Para el diseño de la red Ethernet se integró los equipos conversores de protocolos o pasarelas Ethernet (LINK 150) lo más cercano posible a las equipos conmutadores de la red de fibra óptica conectados mediante el cable Ethernet de color verde identificado en el Anexo D, determinado como plano de Red Industrial y Red Ethernet (se recomendó el uso del cable Ethernet categoría 6A, ya que posee mayor grado de protección en ruido producido por maquinas industriales).

Concluido con la actualización del plano de Red Industrial y Red Ethernet, se procedió a realizar el diseño de la arquitectura de red en el Software CISCO PACKET RACER, en la Figura 4.5 se indica la conexión de los distintos medidores con las pasarelas Ethernet y estos últimos equipos conectados a Switches y servidores enumerados anteriormente que conforman la Red Anillo.

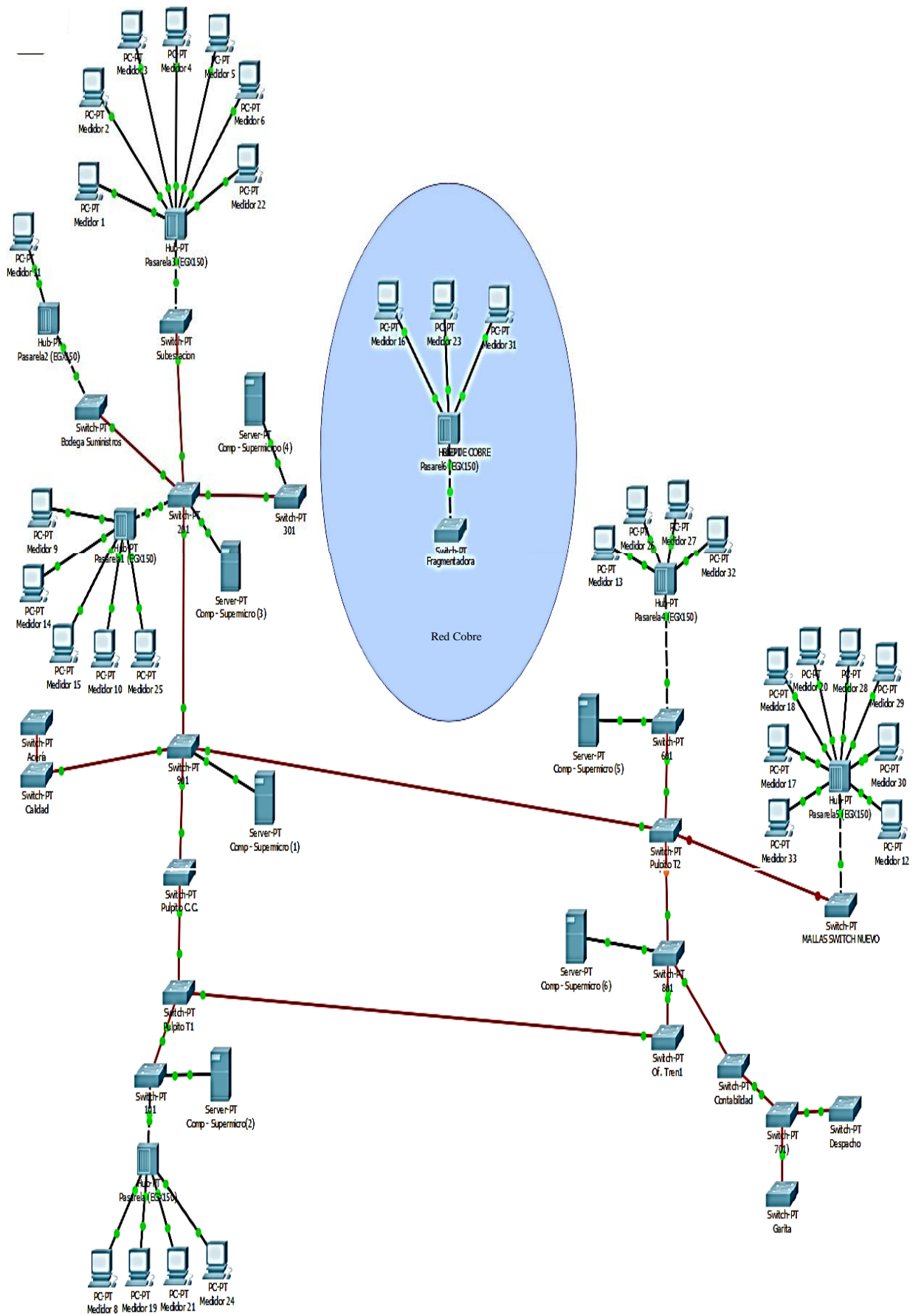


Figura 4.5: Topología de Red en Cisco Packet Tracer.
Elaborado por: Investigador

4.4.2. Adquisición y Acondicionamiento de Señal de Datos

Para el proceso de adquisición y acondicionamiento de la señal de datos se configuran los parámetros a medir de los equipos que se utilizaron en el diseño del sistema de supervisión en tiempo de adquisición con retardo de un segundo de los datos de medidores industriales permitiendo determinar la fiabilidad y confiabilidad del sistema. Para ello se programó el equipo para acondicionar la señal.

- **Configuración del medidor de energía eléctrica CVM-C10 (Circutor):** Para que los valores de medida del control de energía sean reales en el proceso de adquisición de datos, de acuerdo a la tensión de alimentación, la relación de transformación de los TC y de manera importante el tipo de comunicación que se utilizará se necesita configurar el equipo.

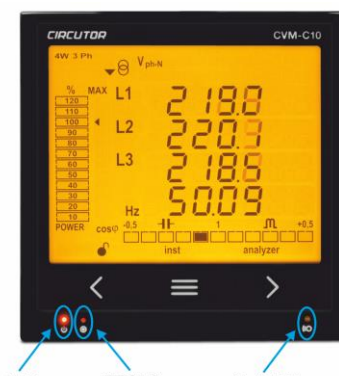


Figura 4.6: Medidor CVM-C10 [28]

A continuación se detallan los pasos a seguir para configurar el medidor CVM-C10:

1. Para Ingresar en el menú principal de configuración se pulsa la tecla de 3 barras horizontales durante un periodo de 3 segundos.
2. El periodo de pulso que sirven para la modificación de parámetros como para su validación es de 3 segundos.
3. Para acceder a los distintos campos de programación se pulsa la tecla derecha.
4. Surge la pantalla Set Pri V (Tensión de primario), no modificar.
5. Pulsar tecla derecha.
6. Surge la pantalla Set Sec V (Tensión de secundario), no modificar.
7. Pulsar tecla derecha.
8. Surge la pantalla Set Pri A (Corriente de primario), este parámetro se programa de acuerdo a la relación proporcionada por el transformador de corriente, para

configurarlo mantenemos presionado el botón de 3 barras horizontales por 3 segundos, seleccionamos 00030 valor tomado por el TC para corriente de primario.

9. Pulsar tecla derecha.
10. Surge la pantalla Set Pri B (Corriente de secundario), configuración similar al paso 7 seleccionamos 00005 valor tomado por el TC para corriente de secundario.
11. Pulsar tecla derecha.
12. Surge la pantalla Set Quad (Numero de cuadrantes), no modificar.
13. Pulsar tecla derecha.
14. Surge la pantalla Set Type (Tipo de instalación), este parámetro nos indica el tipo de instalación de corriente y nos ofrece distintas opciones como:
 - 4 – 3Ph: Red Trifásica con conexión a 4 hilos (R, S, T y Neutro).
 - 3 – 3Ph: Red Trifásica con conexión a 3 hilos (R, S, T).
 - 3 – Aron: Red Trifásica con conexión a 3 hilos y transformadores en conexión ARON.
 - 3 – 2Ph: Red Bifásica con conexión a 3 hilos.
 - 2 – 2Ph: Red Monofásica de fase a fase de 2 hilos.
 - 2 – 1Ph: Red Monofásica de fase a neutro de 2 hilos.

Se selecciona la opción 4 – 3Ph, porque se trata de implementar el sistema en una red trifásica con conexión a neutro.

15. Pulsar tecla derecha.
16. Surge la pantalla Pd Period (Periodo de integración de máxima demanda), no modificar.
17. Pulsar tecla derecha.
18. Surge la pantalla Pd Clear (Borrado máxima demanda), no modificar.
19. Pulsar tecla derecha continuamente hasta llegar a la pantalla de comunicaciones.
20. Surge la pantalla Set nPer (Comunicación Modbus: Número de periférico), para programar este parámetro presionamos durante 3 segundos el botón de tres barras horizontales, podemos elegir entre 001-255 identificadores de esclavos para red Modbus.
21. Pulsar la tecla derecha.
22. Surge la pantalla Set Baud (Com. Modbus: Velocidad de transmisión), parámetro que se programa con las opciones 9600 o 19200 baud. Seleccionamos 19200

debido a que esta velocidad de transmisión asegura una excelente transmisión de datos.

23. Pulsar la tecla derecha.

24. Surge la pantalla Set Pari (Com. Modbus: Paridad), este parámetro nos indica los bits de paridad que puede tener la trama en comunicación Modbus que genera el medidor y nos ofrece distintas opciones como:

- No: Sin paridad.
- Even: Paridad par.
- Odd: Paridad impar.

Esta selección de paridad se elegirá de acuerdo a la necesidad que requiera el sistema, pero por defecto tiene el valor (no) de sin paridad.

25. Pulsar la tecla derecha.

26. Surge la pantalla Set Bits (Com. Modbus: Numero de bits de datos), en este parámetro se puede elegir entre 7 u 8 bits. De igual manera se elegirá el número de bits de trama de acuerdo a las necesidades del sistema, se recomienda 8 bits debido a la transmisión de señal no exista una perdidas de datos.

27. Pulsar la tecla derecha.

28. Surge la pantalla Set Stop (Com. Modbus: Bits de stop), este parámetro se puede configurar entre 1 o 2 bits de Stop. Se configurará de acuerdo a las necesidades del sistema, por defecto tiene el valor de 2 bits de Stop.

29. Pulsar tecla derecha.

30. Surge la pantalla Set Pass (Password), el valor del password se programa para acceder a la modificación de parámetros de programación. Por defecto el password de fábrica es 1234.

31. Concluida la programación de parámetros. para salir del modo de configuración se pulsará el botón de 3 líneas horizontales con un periodo de 3 segundos y automáticamente aparece la pantalla principal con los valores configurados.

4.4.3. Procesamiento de señales

Las señales obtenidas y acondicionadas por el equipo de medición son procesadas por la pasarela Ethernet (LINK 150), la estructura de los mensajes de las señales de tensión y corriente son convertidas de tramas Modbus RS485 a tramas Ethernet, para enviar los bytes de una única palabra con su valor directamente en hexadecimal hacia el OP Server. A continuación se describen los pasos a seguir para configurar la pasarela LINK150.

Acceso a través de una red

1. Configurar los parámetros Ethernet de la estación de trabajo (computador), es decir que la dirección IP del equipo debe estar en la misma red que la LINK150.
2. La dirección IP que posee la pasarela está definida por la dirección de fábrica 169.254.XX.YY, los dos últimos octetos corresponderán a los dos últimos indicadores de MAC Address que son diferentes para cada pasarela Ethernet. Poniendo como ejemplo si la Dirección MAC es 00-80-F4-E5-5C-40; los indicadores 5C y 40 se transformarán a decimal teniendo como valores 92 y 64, llegando a tener una dirección IP de ingreso 169.254.92.64.
3. Conectar la LINK150 mediante una red LAN de Ethernet al computador que posea cualquier explorador de internet. Se recomienda que este explorador sea Internet Explorer 6.0 o posterior, pero en cualquier otro explorador se puede configurar este equipo.

Conexión al LINK150

Para ingresar a la pasarela Ethernet LINK150 por primera vez, se realizaron los pasos que se detallan a continuación.

1. Iniciar el explorador de internet (Mozilla, Internet Explorer, Google Chrome u Oracle).
2. En el cuadro del buscador se ingresará la dirección IP del equipo 169.254.92.64, dirección predeterminada.
3. En la ventana de ingreso al equipo se necesita un usuario y un password, los cuales son **Administrator** y **Gateway** respectivamente respetando letras mayúsculas y minúsculas y a continuación se pulsará **Aceptar** como se muestra en la Figura 4.7.

- Para ingresar a configurar los parámetros del LINK150, se dará click en la pestaña de **Configuración**.

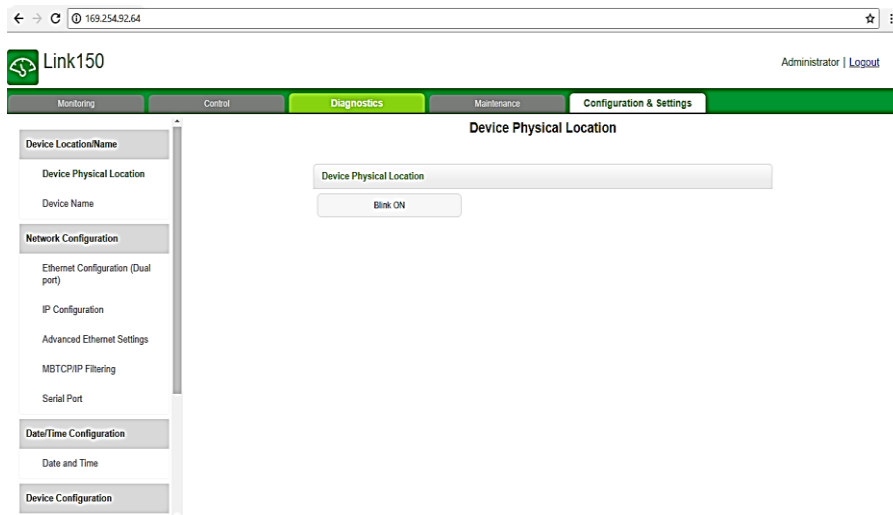


Figura 4.7: Ventana principal de LINK150
Elaborado por: Investigador

En la barra de menús de Network Configuration de la pasarela se ingresó en la pestaña IP Configuration dando clic en donde se procedió a ingresar una nueva dirección IP, mascara de subred y puerta de enlace, los cuales se usaron como identificadores de la pasarela Ethernet LINK150 del sistema de supervisión en tiempo real para la adquisición de datos de medidores como se visualiza en la Figura 4.8.

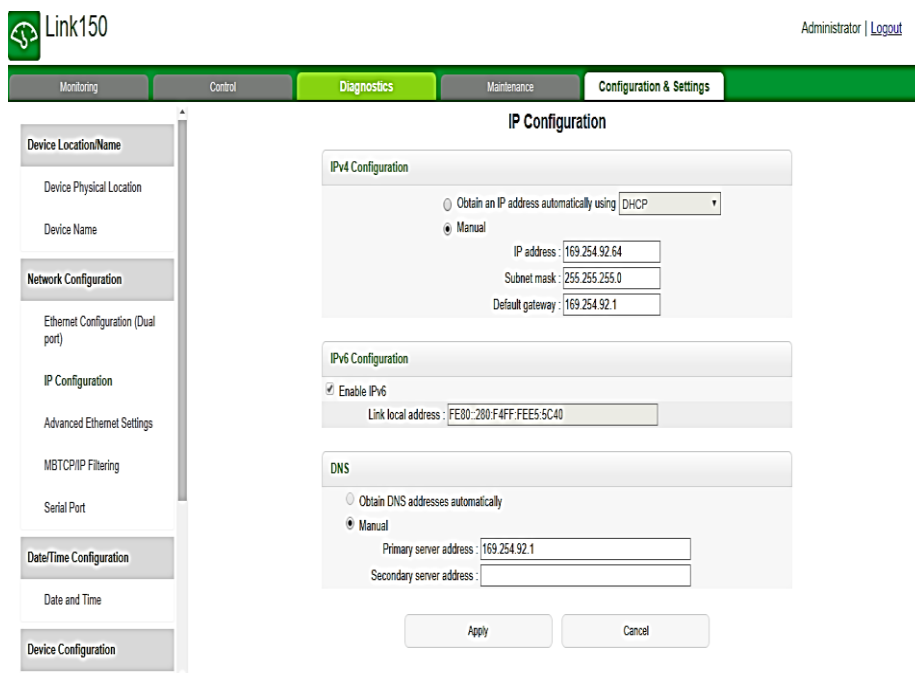


Figura 4.8: Ventana de configuración Ethernet.
Elaborado por: Investigador.

Configuración del Serial Port

1. Se procederá a ingresar dando clic a la pestaña de Serial Port para configurar los parámetros.
2. Se seleccionará el modo de trabajo de la pasarela, la cual trabajará como Maestro.
3. En el parámetro de Interfaz Física, se muestran dos modos de conexión de la Red Industrial el primero es RS485 a 2 hilos y la otra es RS485 a 4 hilos indicado por las Figura 4.8 y Figura 4.9. Se seleccionará RS485 a dos hilos debido a la cantidad mínima de equipos conectados al LINK150.

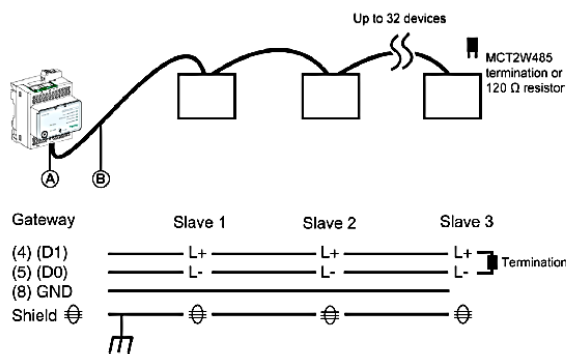


Figura 4.9: Red Modbus RS485 a 2 hilos. [35]

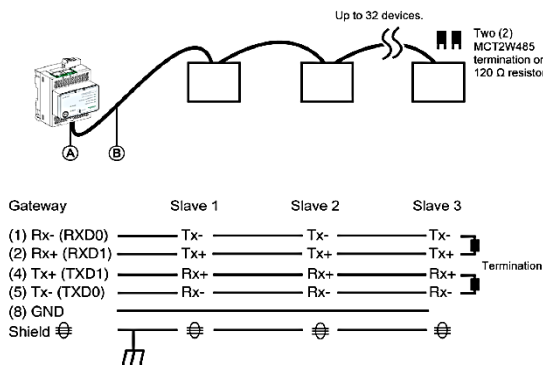


Figura 4.10: Red Modbus RS485 a 4 hilos. [35]

4. El parámetro de Velocidad de Transmisión (Baud Rate), se seleccionará la velocidad 19200.
5. En los parámetros donde se seleccionan bits se configurará de la siguiente manera:
 - Paridad: ninguna
 - Bits de parada: 1 bit.
6. Para los parámetros continúan Termination, Biasing y Response Timeout se mantendrán los valores predeterminados.

7. Configurado todos estos parámetros como se muestra en la Figura 4.11, se acepta y procede el equipo a guardar todos los cambios dando clic en **Aplicar**.

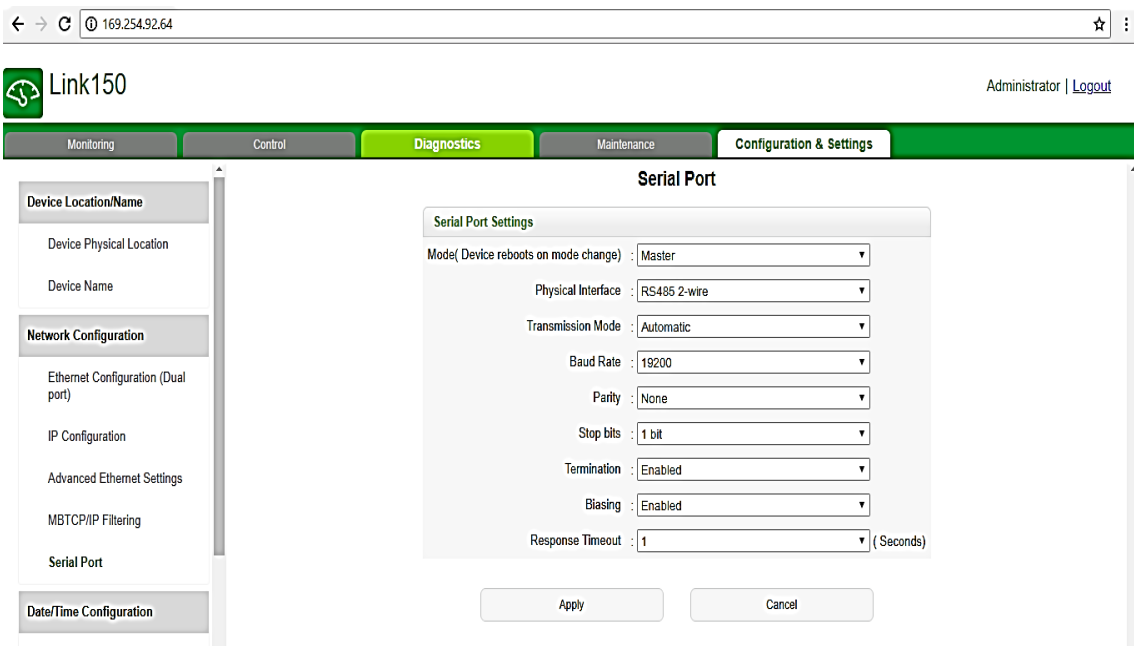


Figura 4.11: Ventana de configuración de Puerto Serie
Elaborado por: Investigador.

Configuración de Hora y fecha

Ingresando a la pestaña Date/Time Configuration se configuraron los datos de la hora y fecha para un óptimo trabajo como se indica en la Figura 4.12.

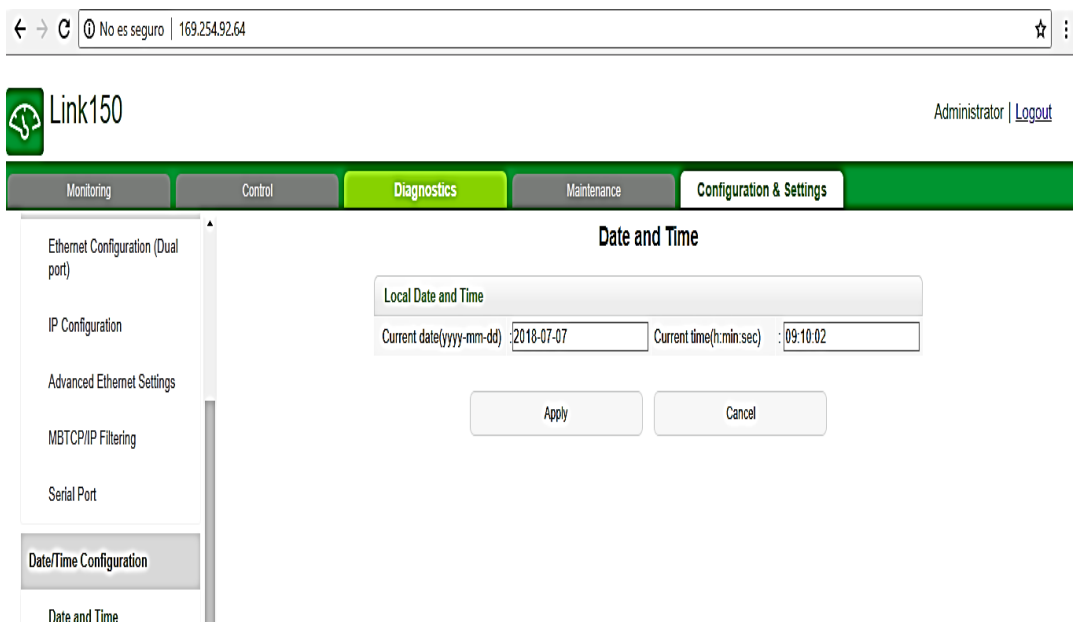


Figura 4.12: Ventana de configuración de Fecha y Hora
Elaborado por: Investigador.

Configuración lista de dispositivos.

Este parámetro se utiliza para nombrar los equipos conectados a los puertos Ethernet o serial, la lista de equipos conectados se definirá manualmente agregando dispositivos de manera individual. Esta configuración se la puede realizar en modo maestro demostrado en la Figura 4.13 la cual indica el modo de conexión entre la estación de trabajo que funcionara como master y los dispositivos slave conectados en serie con un máximo de 128 por pasarela LINK150.

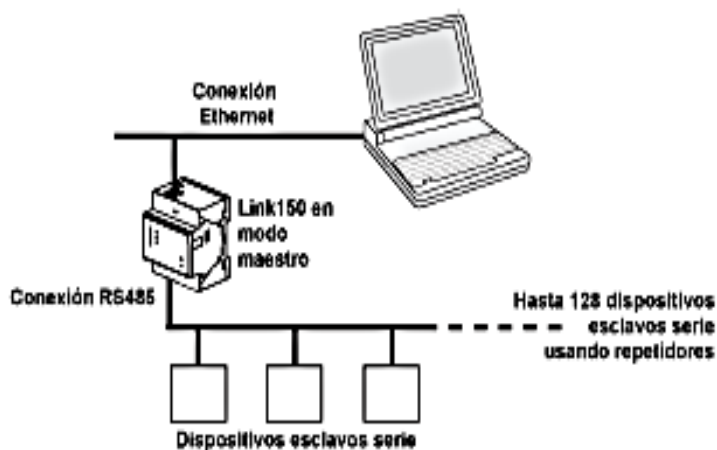


Figura 4.13: Topología en modo maestro con el LINK150.[35]

1. Para la configuración de la lista de dispositivos, se seleccionaron la cantidad de equipos esclavos que se requiere que van desde 16 equipos conectados hasta un máximo de 128 equipos esclavos.
2. Se seleccionó el tipo de protocolo que manejó de preferencia Modbus
3. En el nombre del equipo se recomienda utilizar el nombre del equipo esclavo de preferencia.
4. Para el ID local, es obligatorio utilizar el mismo identificador que se programó en los parámetros del medidor esclavo para red Modbus RS485.

Link150 Administrator | [Logout](#)

Monitoring Control **Diagnostics** Maintenance Configuration & Settings

Device List

Number of Viewable Devices: 16

Protocol	Device Name	Local ID
Modbus	Modbus1	1
Modbus	Modbus2	2
Modbus	Modbus3	3
Modbus	Modbus4	4
Modbus	Modbus5	5
Modbus	Modbus6	6
Modbus		
Modbus		
Modbus		
Modbus		
Modbus		
Modbus		
Modbus		
Modbus		
Modbus		
Modbus		
Modbus		

Figura 4.14: Ventana de Lista de Dispositivos en Modo Maestro
Elaborado por: Investigador.

Cuentas de Usuario

Con la pasarela Ethernet LINK150 se tiene la opción de generar y asignar nombres de usuario y contraseñas, los cuales pueden pertenecer a grupos de acceso con derechos de acceso a la página Web del mismo equipo, asignados por el administrador de pasarela, representados en la Figura 4.15 la cual se programó con dos nombres de usuario como administradores y los otros usuarios restantes como personal de mantenimiento, los últimos mencionados no pueden realizar algún cambio en los parámetros del dispositivo.

1. Se puede introducir nombres y contraseñas de 1 a 15 letras o caracteres para nuevo usuario.
2. Puede configurarse el E-mail específico de cada nuevo usuario.
3. Los nuevos usuarios pueden pertenecer a grupos como: Administradores, mantenimiento, operación e ingeniería.

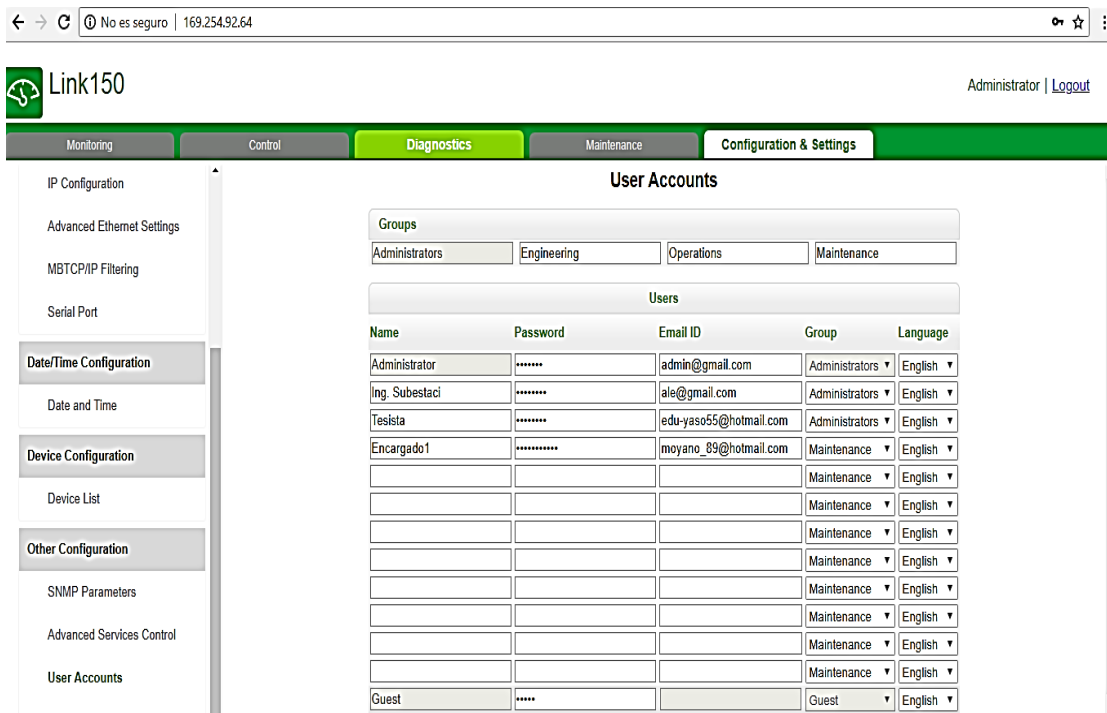


Figura 4.15: Ventana de Lista de Cuentas de Usuario
Elaborado por: Investigador.

Culminación de configuración

Terminada con la configuración de los parámetros Ethernet, puerto serial, fecha y hora y cuentas de usuario, terminamos la sesión y como se muestra en la Figura 4.16 el mensaje de cierre de sesión satisfactorio y la pasarela Ethernet LINK150 permaneció configurada.



Figura 4.16: Ventana de Finalización de Sesión.
Elaborado por: Investigador.

4.4.4. Almacenamiento de datos

En el almacenamiento y visualización de datos procesados del sistema de supervisión en tiempo real para la adquisición de datos de medidores industriales se procedió a utilizar el programa OPC Server de LabView el cual cumple con la función extra de adquirir y procesar nuevamente los datos de acuerdo a las direcciones de un mapa Modbus que cada equipo medidor posee y enviará los datos para que puedan ser visualizados en una Interfaz Gráfica.

OPC Server

OPC proviene del acrónimo (Ole para Control de Procesos), en forma sencilla y resumida OPC es un estándar de interfaz de software, permitiendo a los programas de Windows poder comunicarse con equipos de hardware industrial.[42]

Es un Software de estándar abierto, es decir que es compatible con cualquier tipo de hardware industrial, reduciendo así costos significativamente para los fabricantes con una diversidad gama de opciones para usuarios.[42]

Una arquitectura Servidor-cliente es el escenario típico de la comunicación OPC; donde el servidor OPC es el generador o fuente de datos (a nivel de planta trabaja como un dispositivo hardware) y cualquier aplicación que se ejecute basada en OPC permite el acceso al Servidor para realizar una escritura/lectura de cualquier variable promoviendo una comunicación segura entre el hardware habilitado hacia el OPC, y viceversa.

National Instruments proporciona el software de supervisión y control de procesos industriales para LabView, permitiendo a OPC Server un enlace para el intercambio de datos entre cualquier cliente-servidor como se mencionó antes sin ningún tipo de restricción.

OPC Server en LabView

Para establecer los distintos parámetros de la Red MODBUS RS485 se realizó la configuración que se muestra a continuación.

1. Se procedió a instalar el software NI LabVIEW2013, en el cual se pudo apreciar distintos paquetes que trabajan en conjunto para desarrollar una interfaz gráfica.

2. Instalado LabView 2013 aparecerá en barra de herramientas el icono específico de OPC SERVER.



Figura 4.17: Ícono de OPC SERVER.
Elaborado por: Investigador.

3. Se seleccionará Nuevo Canal.

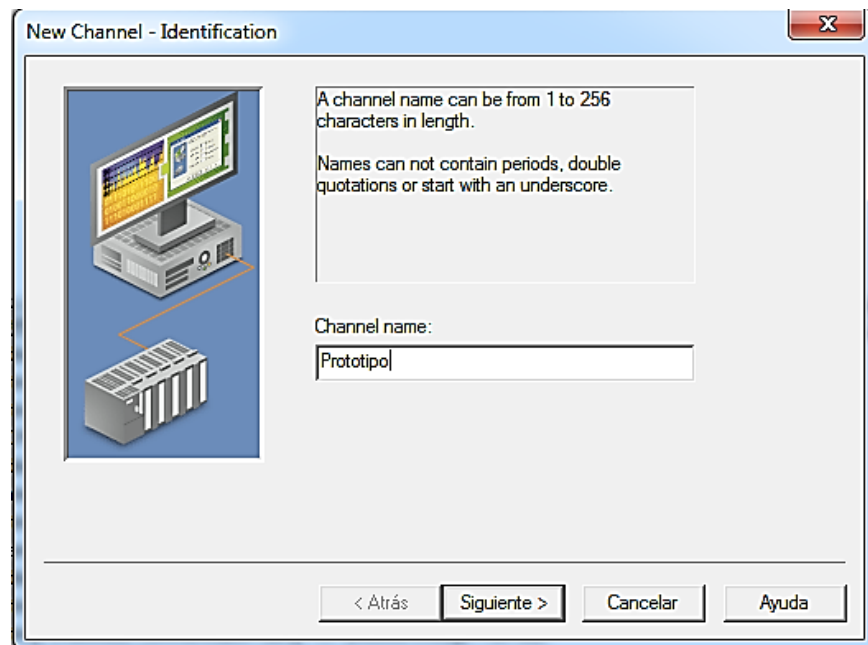


Figura 4.18: Ventana de Selección de Nuevo Canal.
Elaborado por: Investigador.

4. Se continuó con clic en la pestaña en siguiente, donde se visualizó el tipo de comunicación donde se eligió la comunicación Modbus sobre TCP/IP como se muestra en la Figura 4.19

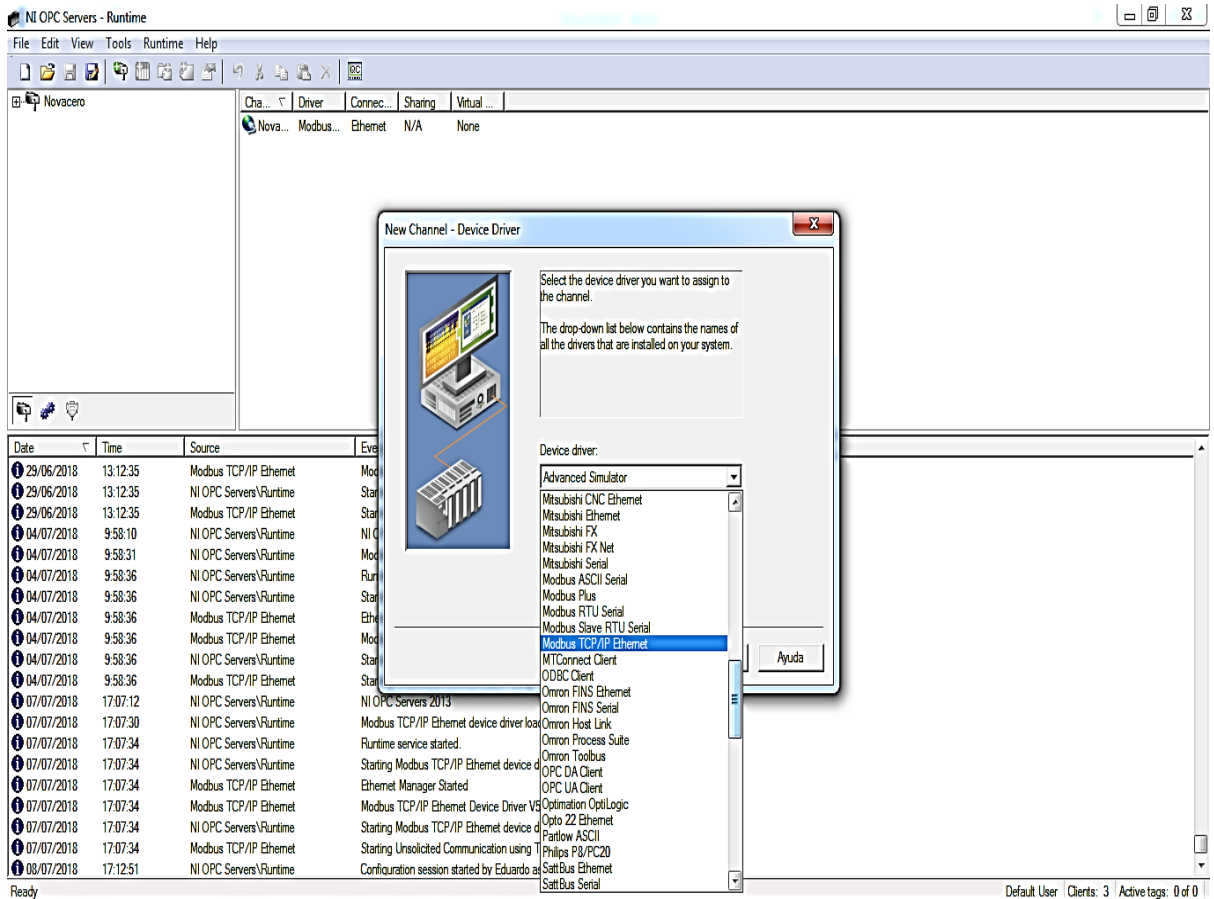


Figura 4.19: Ventana de Selección de Tipo de Comunicación.
Elaborado por: Investigador.

5. Creación de un nuevo dispositivo, se recomienda utilizar el nombre técnico del equipo de medición.

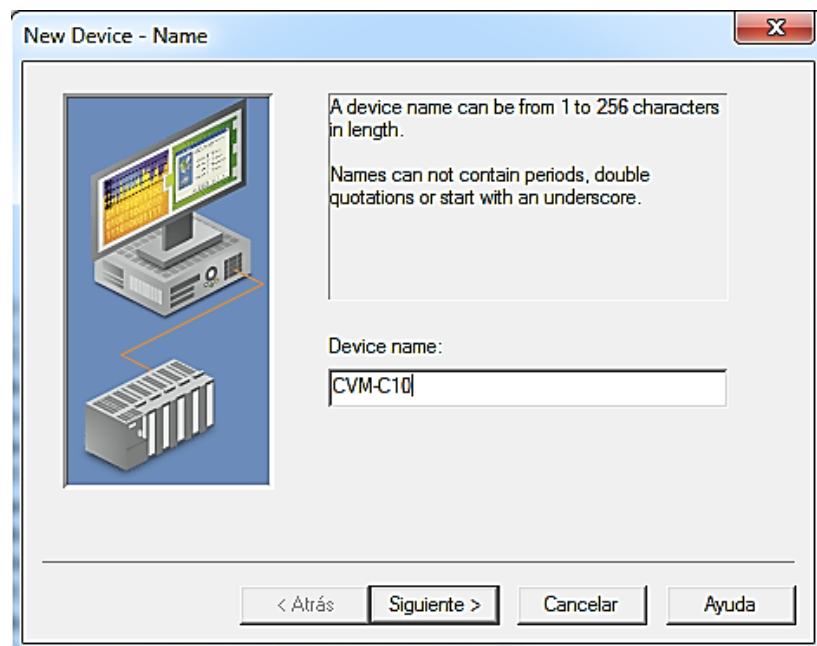


Figura 4.20: Ventana de Creación de Nuevo Dispositivo
Elaborado por: Investigador.

6. Se introdujo o asigno la dirección IP de la pasarela Ethernet LINK159 seguido del identificador de esclavo del equipo de medición.

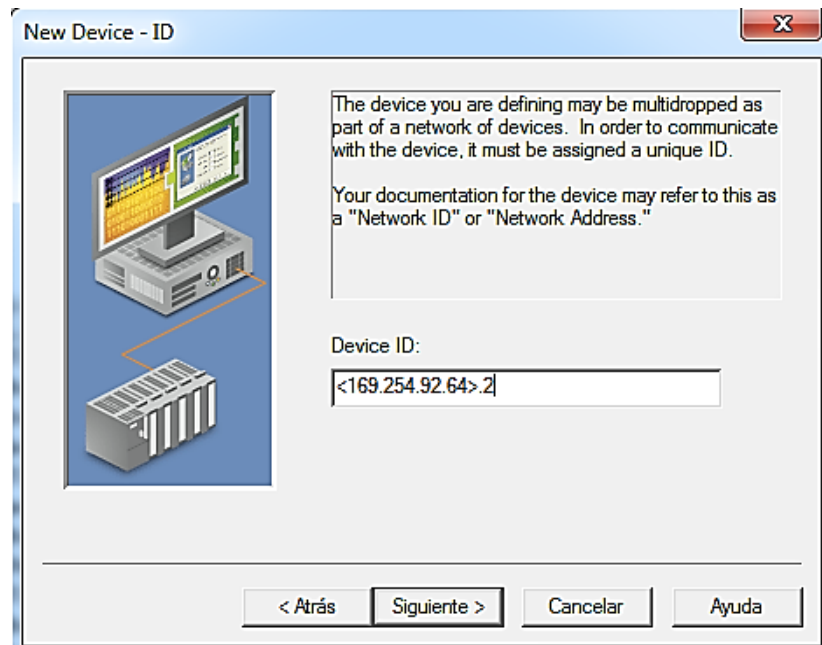


Figura 4.21: Ventana de Asignación IP e ID de Esclavo.
Elaborado por: Investigador.

7. En los pasos siguientes de configuración de nuevo dispositivo, aparecerá la opción del tiempo de muestreo. Se optó por seleccionar la velocidad de muestreo de 100 miliSegundos como se muestra en la Figura 4.22.

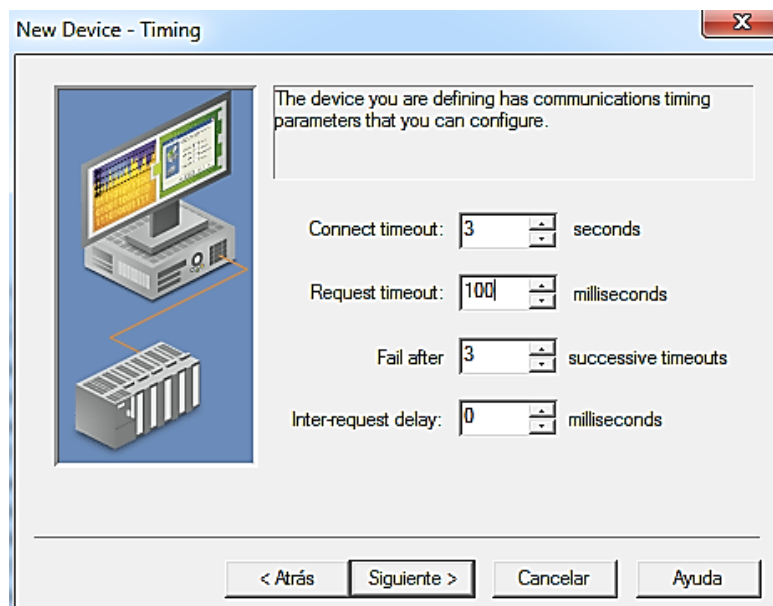


Figura 4.22: Ventana de Selección del Tiempo de Muestreo.
Elaborado por: Investigador.

8. Es importante recordar que el número de puerto por el cual se comunica TCP/IP será 502. Se recomienda no cambiar este valor, es un valor por defecto.

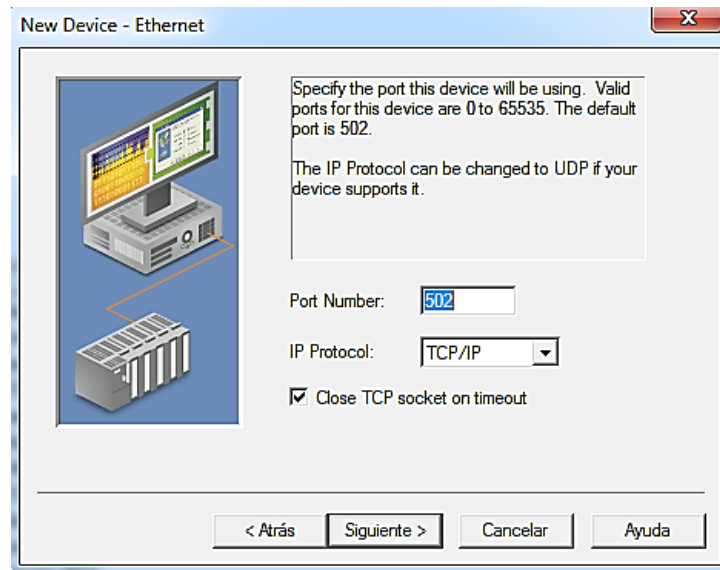


Figura 4.23: Ventana de Indicador Numero de Puerto de TCP/IP.
Elaborado por: Investigador.

9. Finalizado estos pasos de configuración se inició con la creación de Tags, los cuales funcionaron como indicadores de los parámetros de medición pero antes dicha creación debe cumplir con las siguientes pasos:
- **Funciones MODBUS:** Son campos que contienen un único byte, donde se le indicará al maestro el tipo de servicio o función requerida al esclavo (lectura, escritura, etc). En concordancia con el protocolo, cada función se utilizará para el acceso de un tipo específico de dato.

Tabla 4.9: Tabla de Funciones MODBUS

Funciones MODBUS		
Ítem	Función	Descripción
1	1	Lectura del estado de un bit de memoria (Salidas)
2	2	Lectura del estado de un bit de memoria (Entradas)
3	3	Lectura del estado de un registro de memoria (Salidas)
4	4	Lectura del estado de un registro de memoria (Entradas)
5	5	Forzar el estado de una salida (0 Lógico = 00; 1 Lógico = FF)
6	15	Forzar el estado de múltiples salida (0 Lógico = 00; 1 Lógico = FF)

Elaborado por: Investigador

- Mapa MODBUS: El mapa de memoria MODBUS se refiere a todas las direcciones posibles que el medidor de energía utiliza para especificar los parámetros de tensiones, corrientes, potencias, frecuencia, etc. Conocer este mapa optimiza los accesos a bancos de memoria del dispositivo externo, optimizando conexiones y diagnosticar problemas de forma inmediata. En el Anexo B, en las hojas técnicas del Analizador de Redes CVM-C10 se muestra el mapa de memorias Modbus en Hexadecimal.
- Protocolo MODBUS-RTU: Este protocolo permite realizar una transmisión de datos confiable a través de grandes distancias, la velocidad máxima de transmisión es de 10 Mbps y una longitud máxima de 1200 metros.
- Modos de Transmisión: En la especificación del protocolo están definidos dos modos de transmisión: ASCII y RTU. Los modos definen la forma como son transmitidos los bytes del mensaje. No es posible utilizar los dos modos de transmisión en la misma red. En el modo RTU, cada palabra transmitida posee 1 start bit, ocho bits de datos, 2 stop bits, sin paridad. De este modo, la secuencia de bits para la transmisión de un byte es la siguiente:

Start	B0	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	Stop	Stop
-------	----	----	----	----	----	----	----	----	------	------

Figura 4. 24: Secuencia de bits en la transmisión de un byte

En el modo RTU, cada byte de datos es transmitido como siendo una única palabra con su valor directamente en hexadecimal.

- Estructura de los mensajes en el modo RTU: La red MODBUS-RTU utiliza el sistema maestro-esclavo para el intercambio de mensajes. Permite hasta 247 esclavos, y solamente un maestro mostrado en la Figura 4.25. Toda comunicación inicia con el maestro haciendo una solicitud a un esclavo, y este contesta al maestro. En los telegramas (pregunta y respuesta) del maestro y esclavos la estructura utilizada es la misma: Dirección, Código de la Función, Datos y Checksum. Solo el contenido de los datos posee tamaño variable.

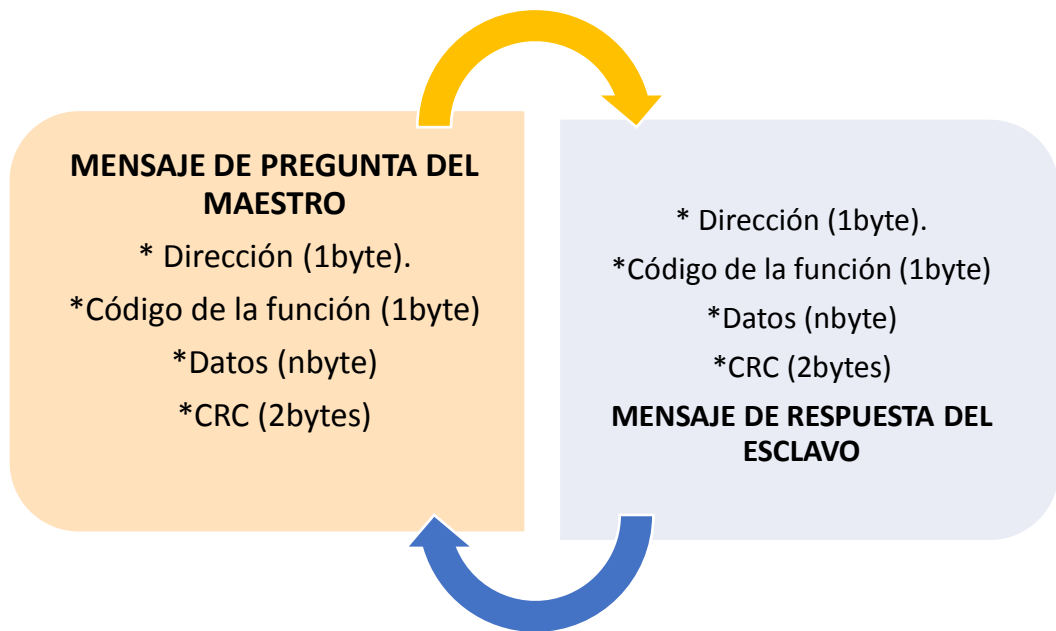


Figura 4. 25: Estructura del mensaje Modbus RS-485

Realizado el análisis acerca de las consideraciones para la creación de Tags, se procedió con la elaboración de las Tags como se visualiza en la Figura 4.26 respetando el proceso de creación para cada variable eléctrica que se requiere.

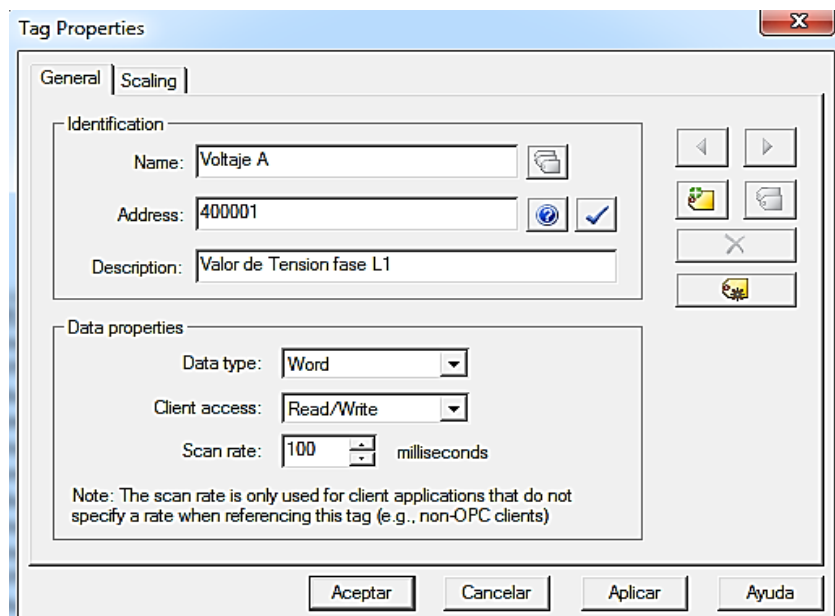


Figura 4.26: Ventana de Creación de Tags.
Elaborado por: Investigador.

10. Concluida con la configuración y finalizando con los parámetros totales de la adquisición de datos mediante Tags utilizando OPC Server, se pudo adquirir los siguientes valores de parámetros eléctricos que se muestran en la Tabla 4.10.

Tabla 4. 10: TAG utilizados para sistema SCADA

Nombre de TAG	Dirección	Tipo de dato	Descripción
Voltaje A	400001	Palabra	Valor de tensión fase L1
Corriente A	400004	Palabra	Corriente L1
Voltaje B	400016	Palabra	Tensión fase L2
Corriente B	400018	Palabra	Corriente L2
Voltaje C	400032	Palabra	Tensión fase L3
Corriente C	400034	Palabra	Corriente L3
Potencia Activa	400048	Palabra	Potencia Activa trifásica
Potencia Inductiva	400050	Palabra	Potencia inductiva trifásica
Potencia Capacitiva	400052	Palabra	Potencia capacitiva trifásica
Potencia Aparente	400054	Palabra	Potencia aparente trifásica
Factor de Potencia	400056	Palabra	Factor de potencia trifásico
Demanda	400082	Palabra	Máxima demanda trifásica
Energía Consumida	400094	Palabra	Energía activa consumida (kW)

Elaborado por: Investigador.

4.4.5. Visualización

En un principio se presentó la propuesta de diseño del sistema que la visualización de datos obtenidos del sistema de supervisión en tiempo real para la adquisición de datos de medidores industriales, sean a través de paneles HMI Basic Panels SIMATIC (SIEMENS) de segunda generación, las cuales cuentan con una pantalla de alta resolución de 4" a 12" y 64.000 colores a un precio conveniente de \$ 800 dólares. En la entrevista realizada al Ingeniero Carlos Verdugo encargada del proyecto en ese momento manifestó, el uso libre del Software LabView para realizar el sistema SCADA, debido a que la empresa cuenta con la licencia totalmente pagada de todo el paquete de instalación, por tal motivo se prefirió dicho programa ahorrando dinero en compras innecesarias de las pantallas HMI SIMATIC.

Para la interfaz de visualización de los datos administrados se empleó el software Labview 2013 de National Instruments, el cual permite crear y editar HMI (Interface Hombre-Máquina), ofreciendo una amplia variedad de herramientas de supervisión y control para procesos industriales. Condescendiendo el intercambio de datos mediante el enlace que posee con OPC Server.

Además LabView forma parte de un revolucionario sistema en programación grafica en aplicaciones que involucren, análisis, adquisición, control y visualizados de datos. Podemos resumir las ventajas a continuación:

- El software posee de un compilador gráfico facilitando una máxima velocidad en ejecución de la programación.
- Proporciona un lenguaje de programación gráfico para desarrollar programas establecidos en diagramas de bloques.
- Da posibilidad al usuario de crear soluciones completas y complejas en un corto tiempo.
- Facilita la incorporación de aplicaciones desarrolladas en otros lenguajes.
- Genera flexibilidad al sistema, consintiendo cambios y actualizaciones tanto en hardware como software.
- LabView reduce tiempos de desarrollo de las aplicaciones, debido a que es muy intuitivo y fácil de entender como comprender.
- Posee extensas librerías de funciones y subrutinas, como librerías exclusivas para la adquisición de datos, control de instrumentación VXI, GPIB y comunicación serie, comunicación MODBUS, análisis de presentación y guardado de datos, Real Time, entre otras. En la Figura 4.27 se puede visualizar la interface gráfica HMI.

NORMATIVAS

Para el diseño en la parte de visualización, se lo estructuró mediante las normas vigentes en los sistemas de control. Es por eso que a nivel internacional no existían normas claras a seguir en el diseño de interfaces HMI hasta ahora, fomentado iniciativas múltiples que pretendían cubrir necesidades concretas del diseño; así tenemos:[21]

- ANSI: American National Standards Institute.
- CENELEC: European Committee for Electrotechnical Standardization.
- CEPT: European Conference of Postal and Telecommunications Administration.
- ETSI: European Telecommunications Standards Institute.
- IEEE: Institute of Electronic and Electrical Engineers.
- ISO: International Standards Organization.
- JIS: Japanese standards Association.

- NIREG: Nuclear Regulatory Commission.
- SAE: Society of Automotive Engineers.

En USA, la organización ISA publica en el año 1985 el informe RP60.3, un artículo que engloba las ideas de diseño acopladas a las capacidades físicas y psíquicas del ser humano denominado – Human Engineering of Control Centres. Normas claras en torno al mundo de las interfaces HMI que regirán a partir de Julio de 2005, cuyo trabajo va consignado a los responsables de diseñar, implementar o visualizar interfaces hombre-máquina en todo tipo de proceso industrial. Teniendo como principales objetivos las siguientes iniciativas:[21]

- i. Disminuir gracias a representaciones claras e intuitivas de las interfaces de control, la tasa de errores a través de los operadores.
- ii. Permitir el cambio de un sistema a otro con el mínimo entrenamiento del operador debido a la estandarización de interface de control, reduciendo el tiempo de aprendizaje en los nuevos empleados.
- iii. Reducir valores económicos en el rediseño al estandarizar procedimientos.

DISEÑO DE PANTALLAS

Los colores de fondo en pantallas de visualización deberán tener colores neutros para no forzar la vista del operador con contrastes excesivos. Así tenemos las siguientes combinaciones adecuadas para contrastes de HMI.

- Rojo – Blanco.
- Azul – Blanco.
- Amarillo o Amarillo Anaranjado – Negro o Azul Oscuro.
- Verde – Blanco.

Debido a estos colores de contraste adecuados para la visualización en el sistema, se optó por la combinación e azul con amarillo el cual se mostrará a continuación en la pantalla principal del Sistema SCADA para la supervisión en tiempo real de medidores industriales de energía.

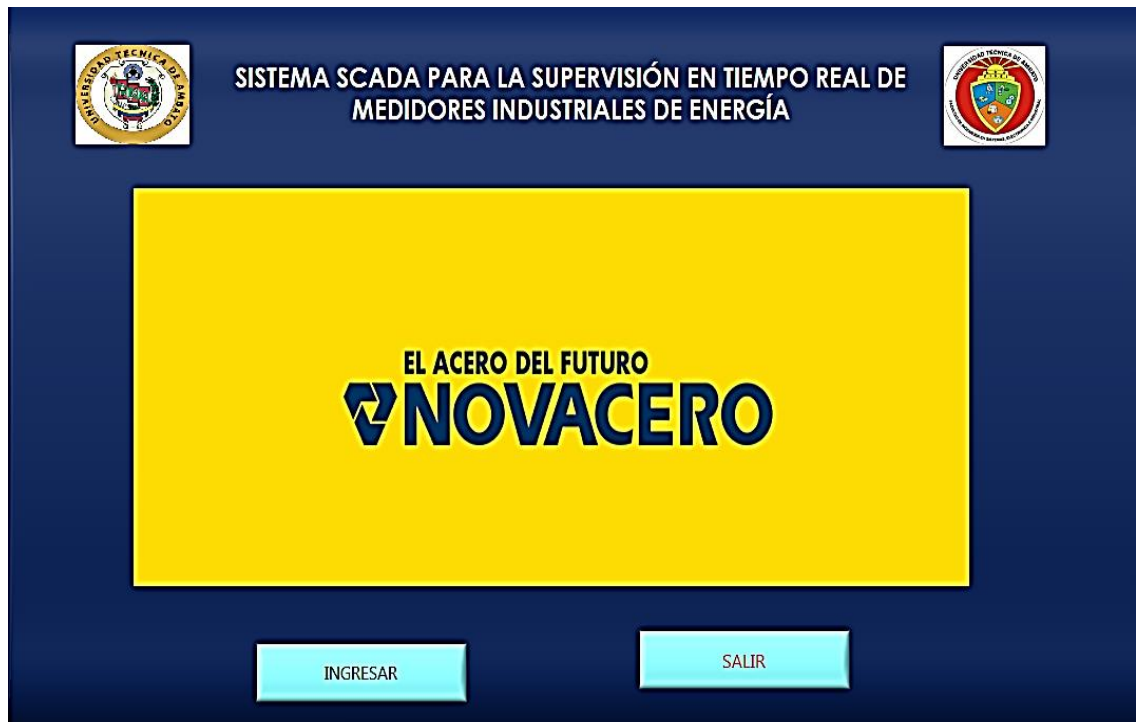


Figura 4.27: Pantalla Principal
Elaborado por: Investigador.

La interface gráfica HMI consta de una pantalla secundaria la cual posee de varios Botones como se representa en la Figura 4.28:

- **Unifilar NOVACERO S.A.:** Pantalla donde se identificaron todos los medidores existentes en tableros de distribución principal de la planta de producción NOVACERO S.A. (Sección Subestación)
- **Reporte Medidor:** Pantalla la cual se visualizaron todos los valores de los parámetros eléctricos como: Voltajes, Corrientes, Potencias de los medidores de energía, provistas de alarmas o alertas tempranas que se ejecutarán cuando exista un excesivo valor de entrada de los parámetros eléctricos.
- **Gráficas:** En esta sección se puede distinguir los gráficos de curvas características tanto de Tensiones, corrientes y potencias ingresadas al equipo de medición.
- **Ayuda:** Es un breve resumen o ayuda con toda la configuración de todo el Sistema SCADA.
- **Pantalla Principal:** Botón que nos ayuda a regresar al pantalla inicial del sistema.

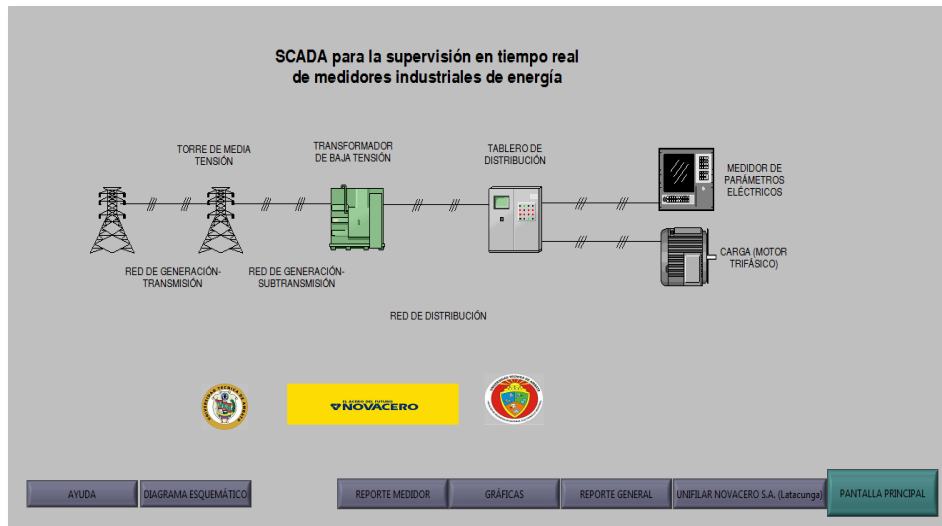


Figura 4.28: Segunda Pantalla, Sistema HMI
Elaborado por: Investigador.

En el Anexo A: Manual de Usuario se puede observar detalladamente las interfaces de cada una de las pantallas realizadas en el Sistema SCADA para la Supervisión en Tiempo Real de Medidores Industriales de Energía en la Empresa NOVACERO S.A.

Normas ISA

Para sistemas HMI se considerarán las siguientes pautas para la configuración de sus pantallas de visualización:

Pantalla generada con normas ISA 5.1: nos indica el medio uniforme para la designación de instrumentos y sistema de instrumentación utilizada. La podemos representar en la Figura 4.29.

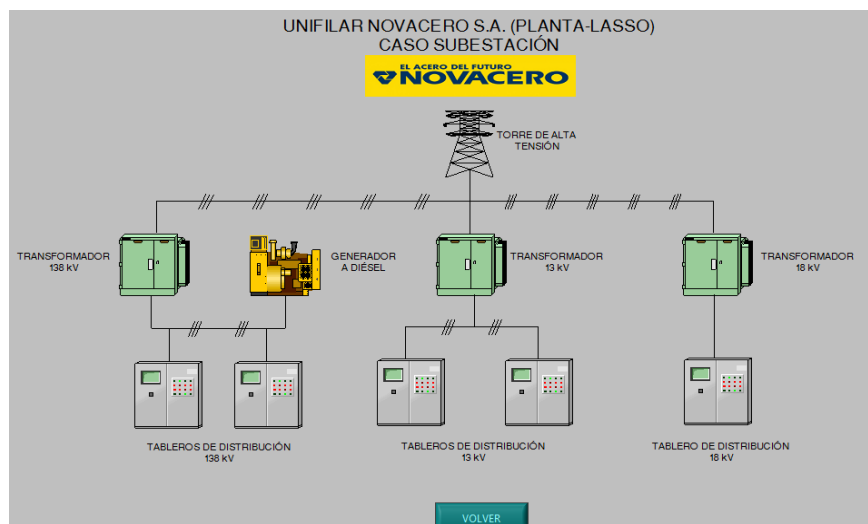


Figura 4.29: Representación Gráfica de Norma ISA 5.1
Elaborado por: Investigador.

- Pantalla realizada con normas ISA 18.2: representa la gestión de alarmas las cuales no están relacionadas directamente con el hardware o software sino más bien con los procesos de trabajo.

En la selección de los tonos de colores para indicadores de alarmas se obtendrá una pauta del documento emitido por la MESA International (Manufacturing Enterprise Solutions Asociation) la cual manifiesta los colores correctos para operadores con distintos problemas de visión. Esto correcto uso de tonalidades la podemos en la Figura 4.30.

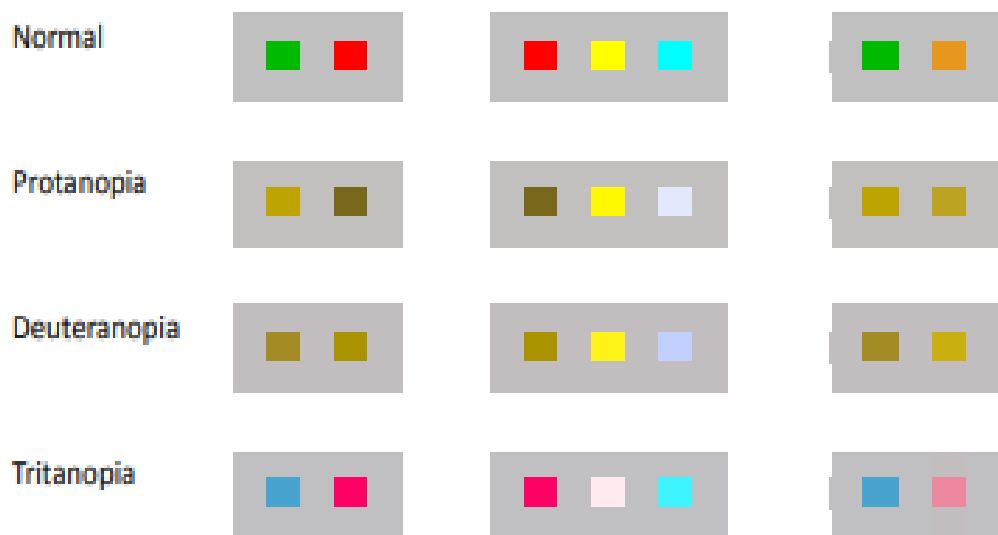


Figura 4. 30: Tonalidad de colores en problemas de visión.[43]

Debido a la anterior figura se podrá visualizar en la Figura 4.31 que los colores elegidos para la visualización de alertas emitidas a los operadores serán de acuerdo a un análisis previo de los trabajadores de la empresa por medio de los recursos humanos los siguientes: el tono rojo en los indicadores representa que la alarma esta activa es decir que el parámetro eléctrico de voltaje y corriente superan el rango de aceptación de medidas y en los indicadores de tono verde se podrá observar que el proceso es correcto o no se ha suscitado aún algún evento.

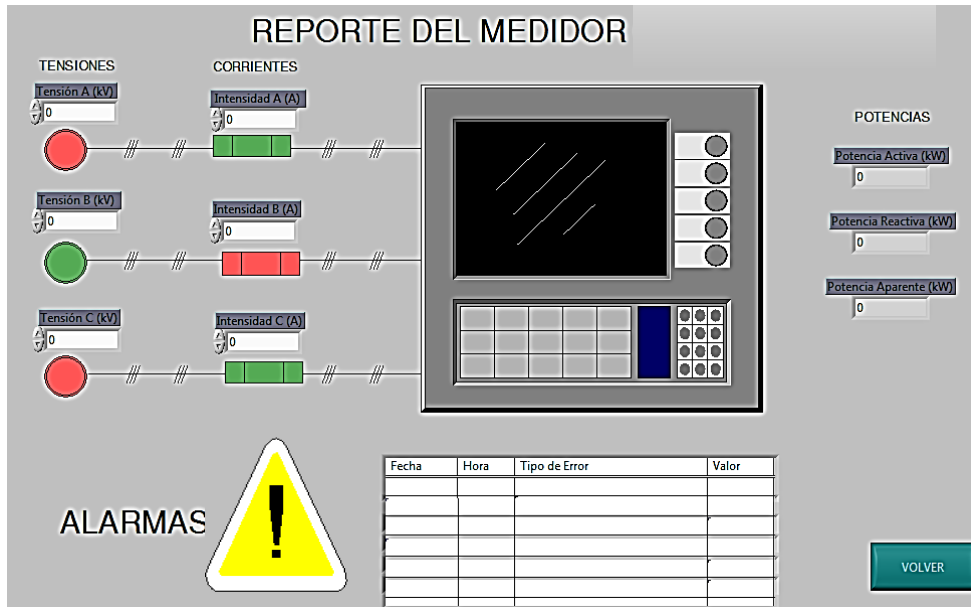


Figura 4. 31: Representación Gráfica de Norma ISA 18.2
Elaborado por: Investigador.

- Pantalla realizada con normas ISA 101: establece las normas y prácticas recomendadas con realización de informes técnicos relacionados con el HMI en la industria son pantallas terminales; para realizar la capacitación a operadores para ayudar a entender el concepto básico de estilo de la interfaz. En la Figura 4.32 podemos observar la pantalla que muestra un menú de usuario el cual permite entender correctamente los parámetros obtenidos y representados en las distintas pantallas de visualización.

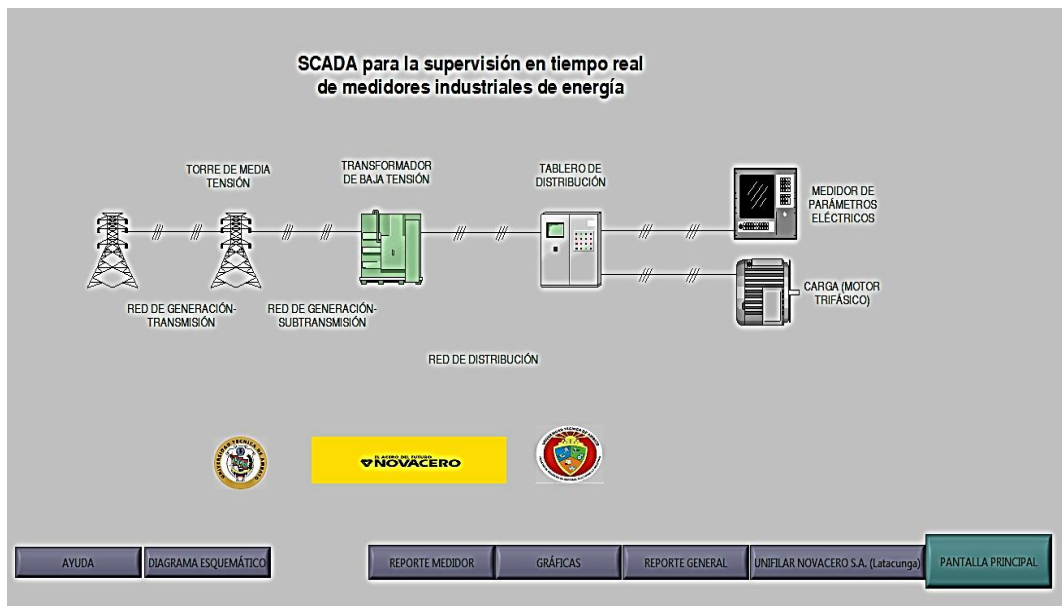


Figura 4.32: Representación Gráfica Norma ISA 101.
Elaborado por: Investigador.

4.5. Construcción del prototipo

La construcción del prototipo se realizó priorizando las normas que rigen en sistemas eléctricos, debido a que debe tener todas las protecciones necesarias si existe altas tensiones o corrientes elevadas que puedan dañar a los equipos de medición, con tomas a tierra, señalización de equipos y terminales de conexión, con elementos fáciles de utilizar, adquiridos a un bajo costo en el mercado nacional.

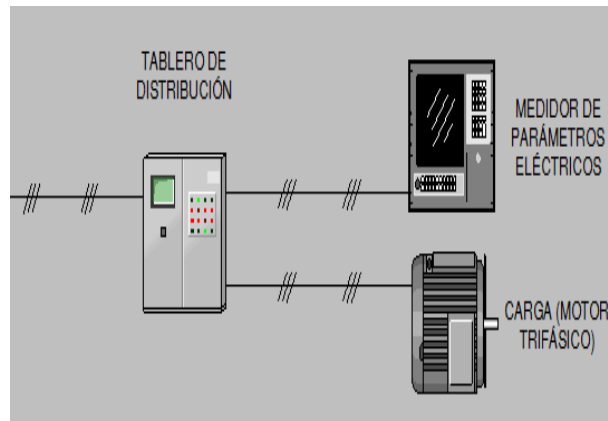


Figura 4.33: Diseño Prototipo
Elaborado por: Investigador.

4.5.1. Planos de Construcción

En la construcción del prototipo se empleó el programa de diseño EPLAN Electric P8 ya que cuenta con todas las herramientas de diseño eléctrico para elaboración de plano, debido a que ofrece todas las posibilidades necesarias para la documentación, planificación y gestión de proyectos de automatización.

Ofrece una generación automática de reportes establecidos en el diagrama de cables del sistema, con documentación completa para las fases siguientes del proyecto, los mismos que se utilizaran para la producción, ensamblaje, puesta en marcha y servicio de datos requeridos.

En el Plano de Construcción de Prototipo se muestran las conexiones que existen entre los equipos de control, como los equipos de medición de parámetros eléctricos, elementos de protección, indicadores luminosos, transformadores de corriente, y red Ethernet como red Industrial Modbus RS485.

PLANO DE CONSTRUCCIÓN DE PROTOTIPO

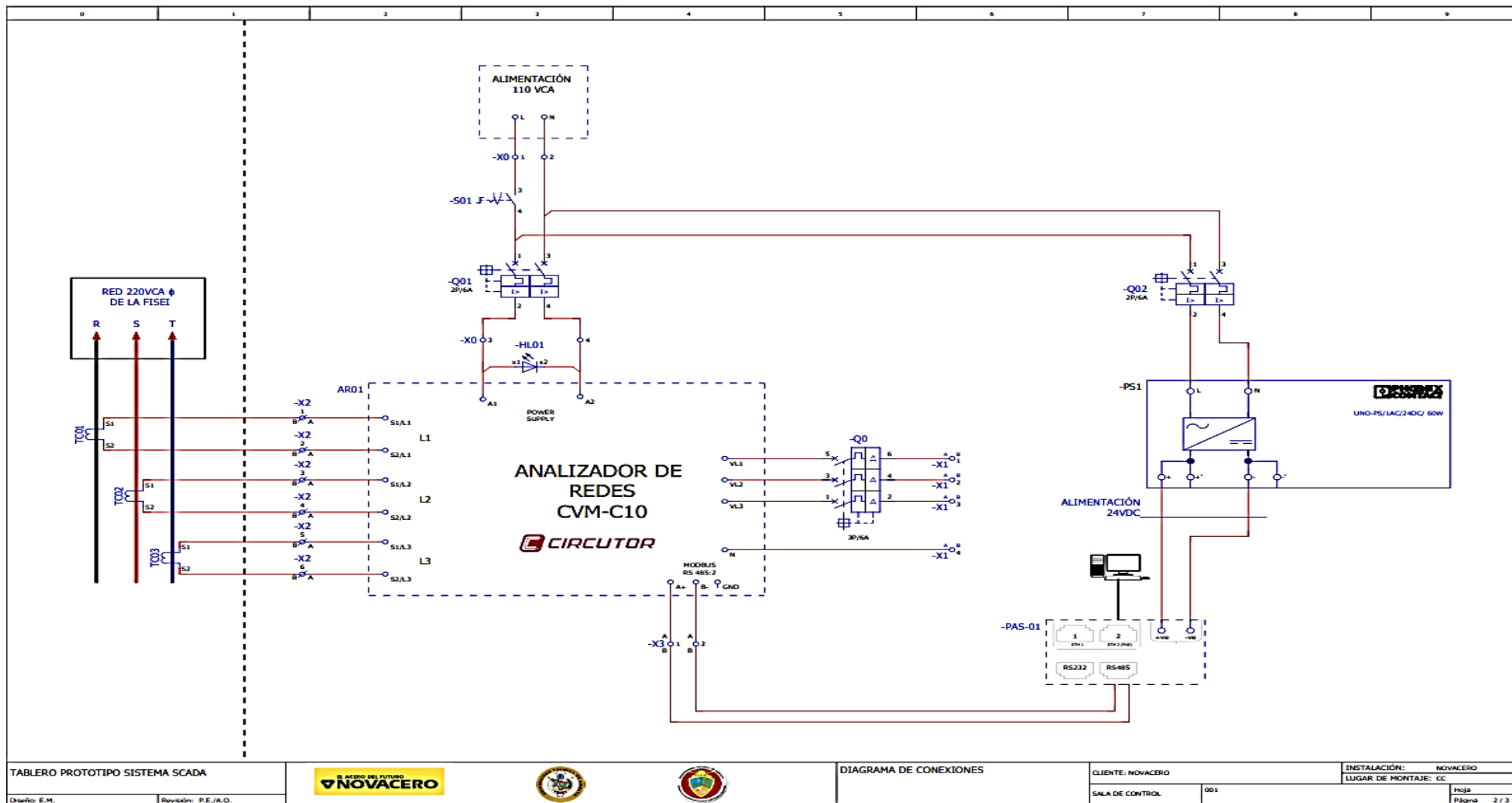


Figura 4.34 : Plano PROTOTIPO
Elaborado por: Investigador

Una vez que se ha finalizado con la construcción del prototipo, en la Figura 4.35 se muestra su acabado total.



Figura 4.35: Prototipo Final.
Elaborado por: Investigador.

4.6. Pruebas de Funcionamiento

A continuación se explica paso a paso como está configurado el sistema SCADA mediante la realización del HMI.

JERARQUIZACION DE PANTALLAS

A continuación se muestra en la Figura 4.36 la jerarquización con la que cuenta el Sistema SCADA para la supervisión en tiempo real de medidores industriales de energía a través de un HMI desarrollado mediante el software LabView.

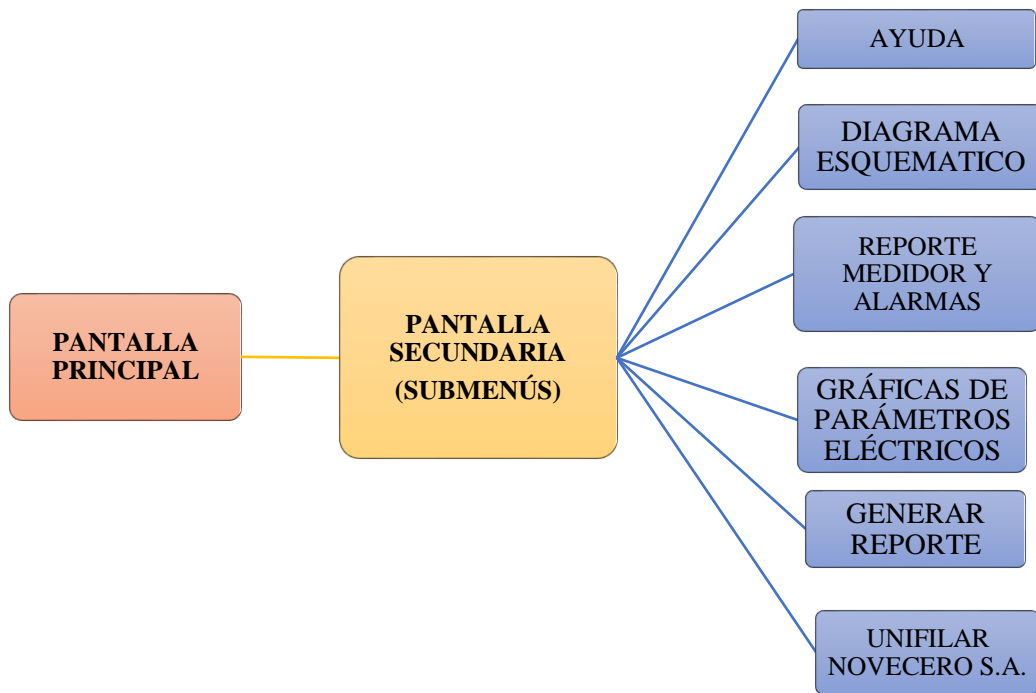


Figura 4. 36: Jerarquización de Pantallas.
 Elaborado por: Investigador.

NAVEGACION DE PANTALLA DEL SISTEMA SCADA

A continuación se muestra la navegación por pantallas de acuerdo a la Figura 4.36.

PANTALLA PRINCIPAL

Al ejecutar la aplicación se muestra la siguiente pantalla.



Figura 4. 37: Pantalla Inicial de Interface Gráfica
 Elaborado por: Investigador

DESCRIPCIÓN GENERAL DE PANTALLA PRINCIPAL

1. El botón Ingresar permite el ingreso a través de un Usuario y Contraseña a la pantalla secundaria mostrado en la Figura 4.38 la cual permite visualizar submenús que corresponden a los parámetros necesario de medición.
2. El botón salir permite Salir totalmente de la ejecución del HMI.

DESCRIPCIÓN SEGUNDA PANTALLA

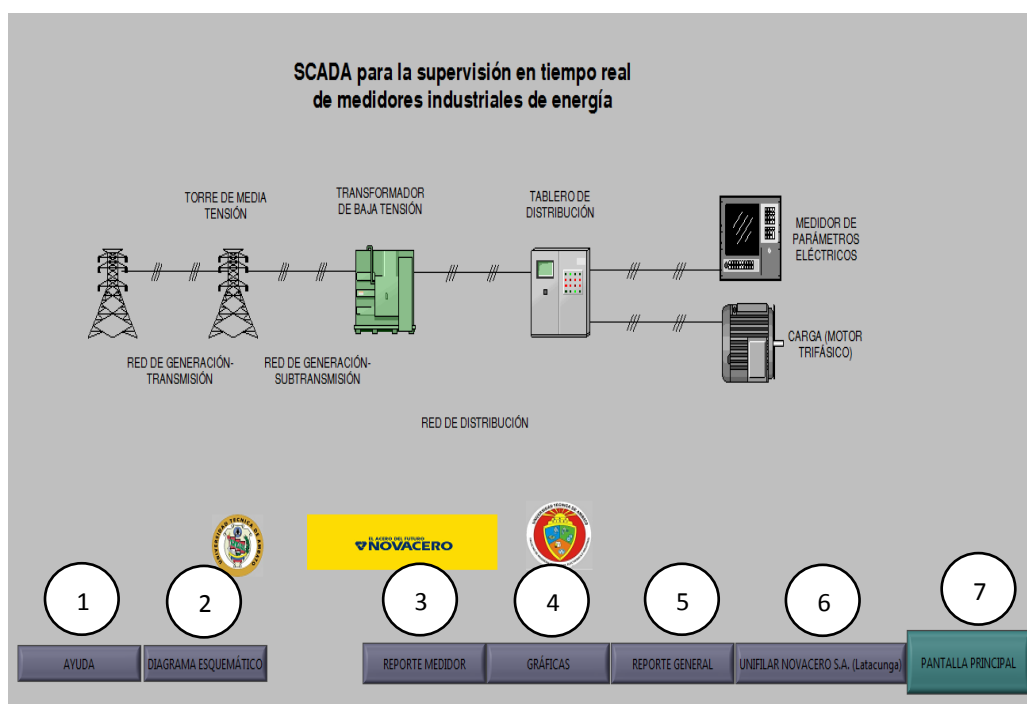


Figura 4.38: Segunda Pantalla Submenús
Elaborado por: Investigador

1. Se visualiza la pantalla AYUDA, donde existe una pequeña ayuda de concordancia con la configuración de todo el Sistema SCADA como se muestra en la siguiente figura.

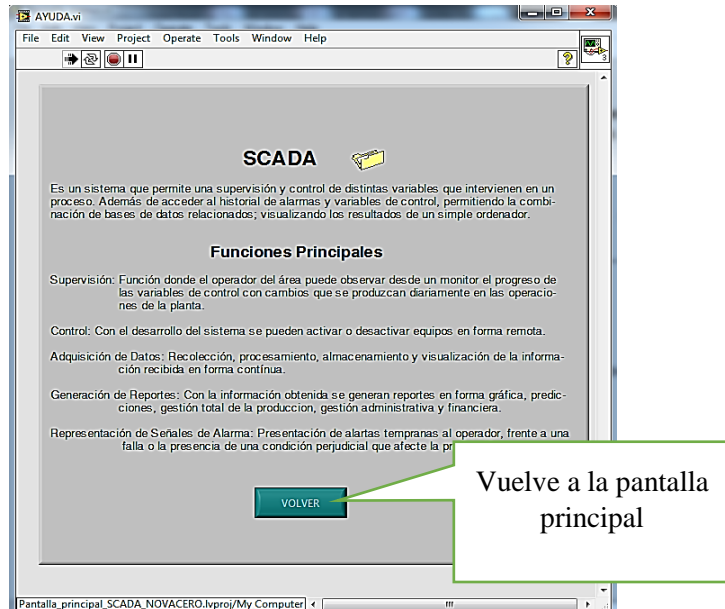


Figura 4.39: Pantalla AYUDA
Elaborado por: Investigador

2. En esta opción podemos apreciar una pantalla donde se encuentra el diagrama esquemático del sistema implementado, tanto en redes de distribución y elementos de medición.



Figura 4. 40: Pantalla Diagrama Esquemático.
Elaborado por: Investigador

3. En la opción de reporte de medidor se visualiza la pantalla, donde se muestran los datos adquiridos por el OPC-Server de los parámetros de voltaje, corriente y

potencia del medidor, conjuntamente con una tabla donde se muestran las alarmas que se generan durante la ejecución del programa.

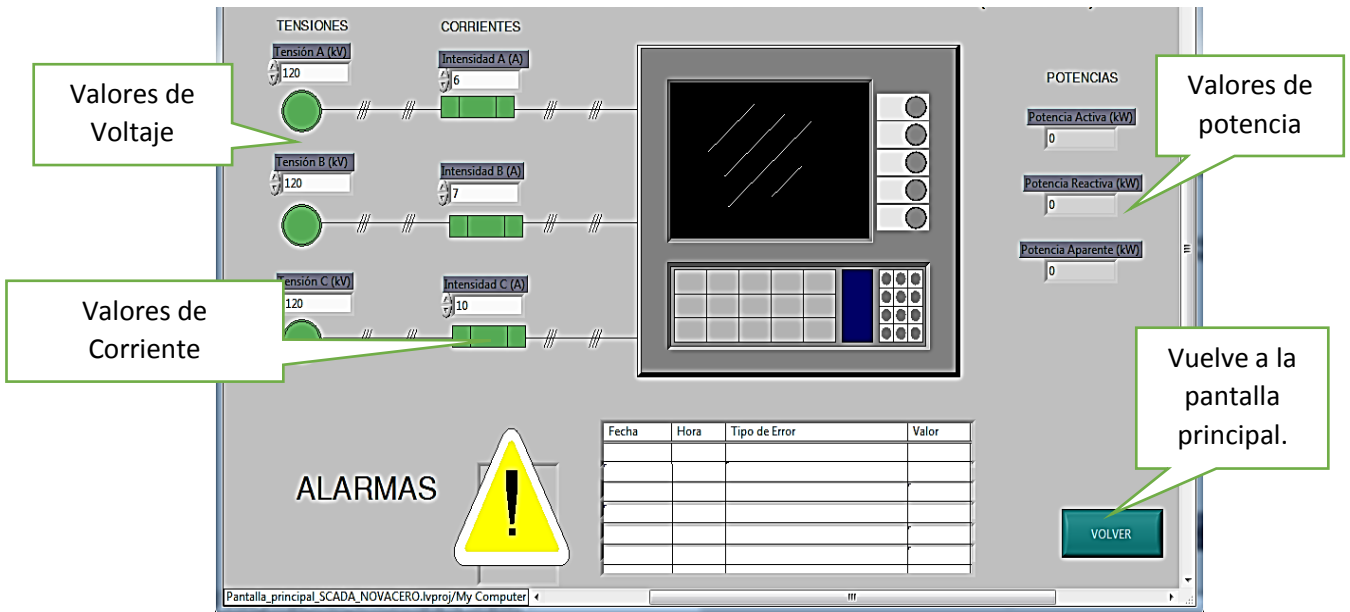


Figura 4.41: Pantalla Reporte Medidor y Alarmas.
Elaborado por: Investigador

- En la opción de graficas de parámetros eléctricos se puede observar la pantalla donde se generan mediante indicadores gráficos los parámetros eléctricos de voltajes, corrientes y potencias.

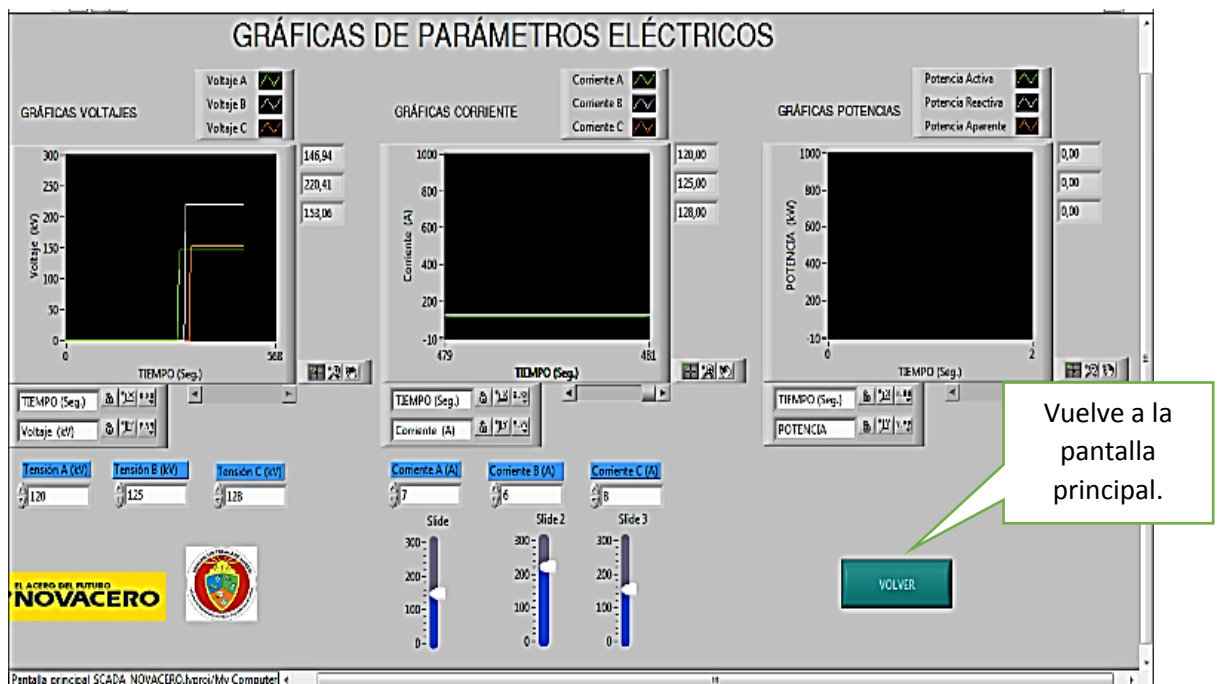


Figura 4.42: Pantalla Gráficos Parámetros Eléctricos.
Elaborado por: Investigador

- En esta opción de acuerdo a los botones generados se puede visualizar la pantalla donde se encuentra el unifilar de NOVACERO SA (PLANTA LASSO) correspondiente a la sección de Subestación.

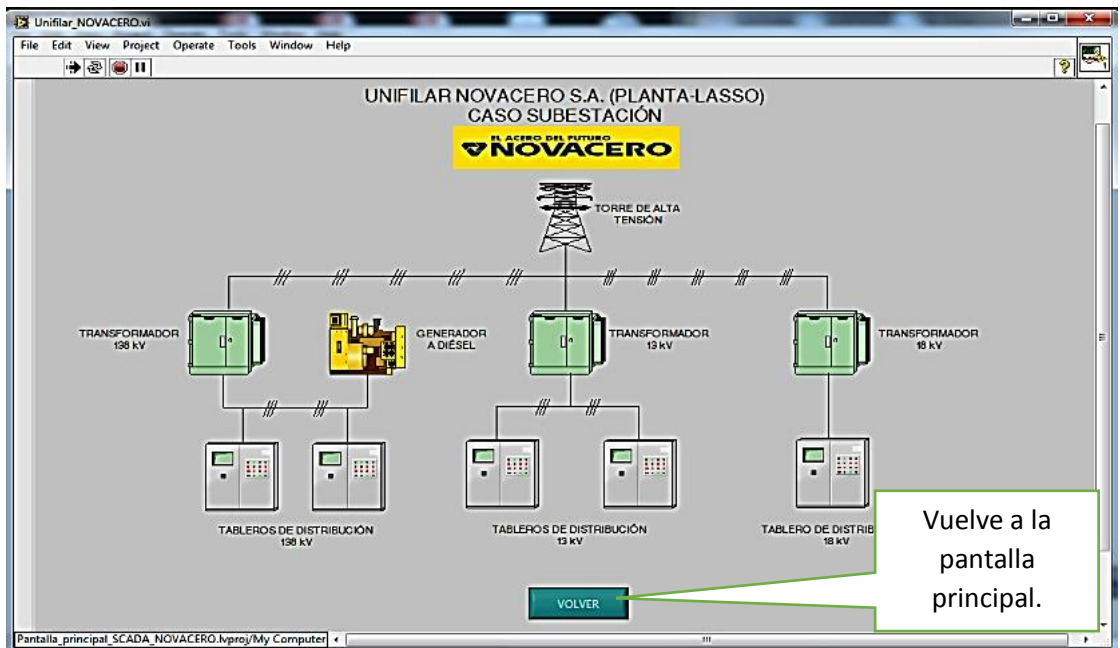


Figura 4.43: Pantalla Unifilar NOVACERO S.A.
Elaborado por: Investigador

- Para el botón Pantalla principal nos permite regresar a la pantalla principal o inicial del HMI.

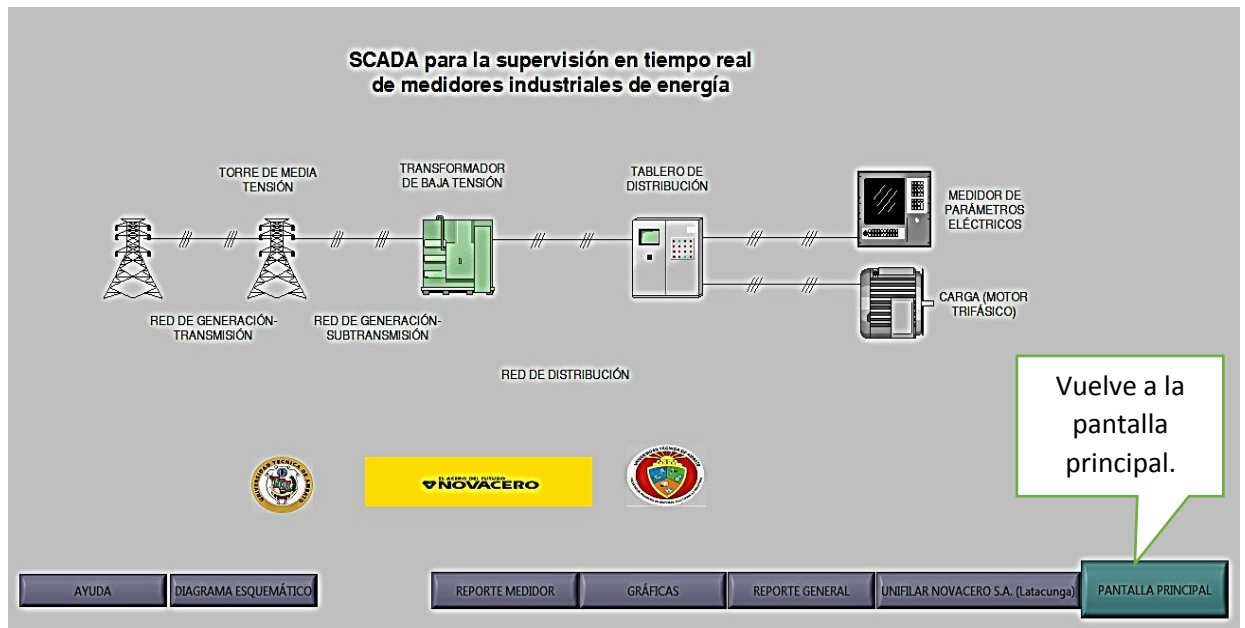


Figura 4.44: Pantalla Secundaria (Opción pantalla Principal)
Elaborado por: Investigador

4.6.1. PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO SCADA

Para comprobar el funcionamiento del prototipo del Sistema SCADA para la supervisión en tiempo real de medidores industriales de energía en la empresa NOVACERO S.A se realizan las pruebas necesarias en la Planta ubicada en Lasso. Estas pruebas se realizaron con el personal encargado del departamento de Subestación empleando las tensiones del sistema eléctrico trifásico comparando los valores obtenidos por el multímetro y pinza amperímetro y establecer conclusiones referente a la exactitud y precisión del prototipo.

Se verifica que no existan errores durante la transmisión de los valores eléctricos (tensiones, corrientes, potencias, consumo de energía) mediante OPC SERVER para que este se visualice en la pantalla HMI de LabView.

Parámetros Eléctricos (TENSIONES):

En la Figura 4.45 y 4.46 se muestran la lectura de los parámetros eléctricos (tensiones trifásicas), así como el diagrama de curvas características de las señales de voltajes línea-línea. Esta prueba se la realizó en el mes de Agosto del presente año en el área de Subestación de la empresa NOVACERO S.A.



Figura 4.45: Prueba parámetros eléctricos (Tensiones).
Elaborado por: Investigador.

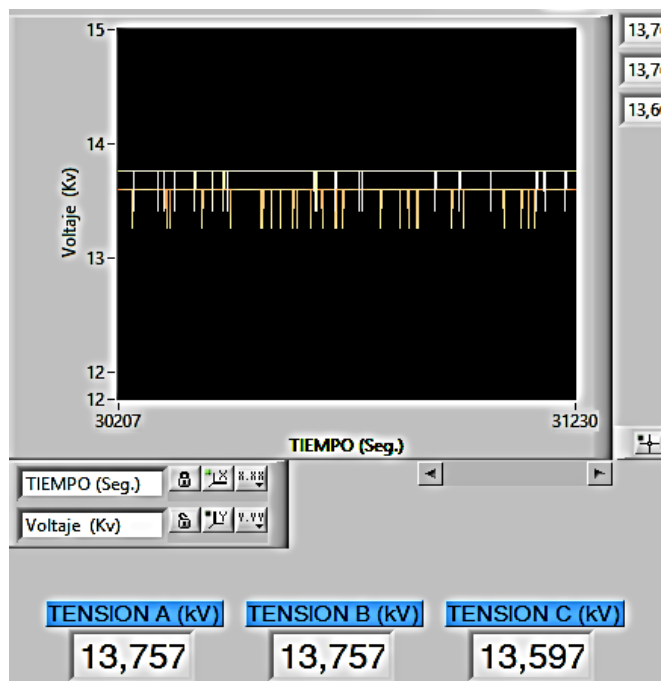


Figura 4.46: Prueba curva característica (Tensiones).
Elaborado por: Investigador.

Parámetros Eléctricos (INTENSIDADES):

En la Figura 4.47 y 4.48 se muestran la lectura de los parámetros eléctricos (corrientes trifásicas), así como el diagrama de curvas características de las señales de corrientes de consumo.

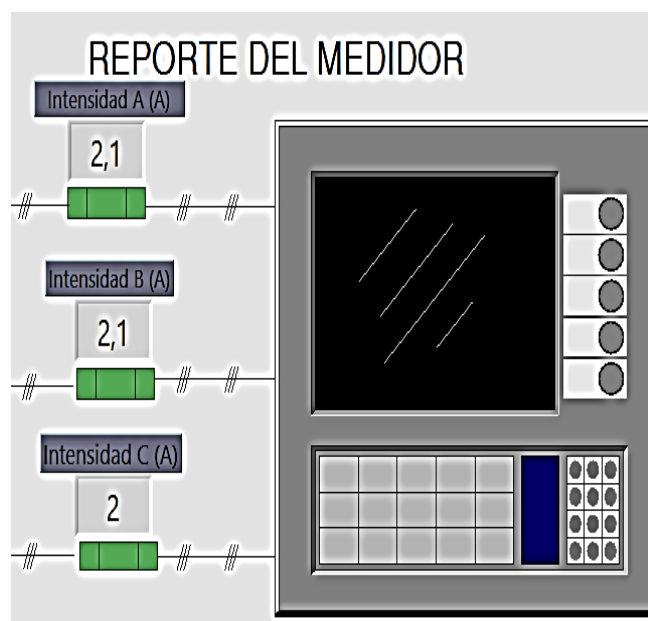


Figura 4.47: Prueba parámetros eléctricos (Corrientes).
Elaborado por: Investigador.

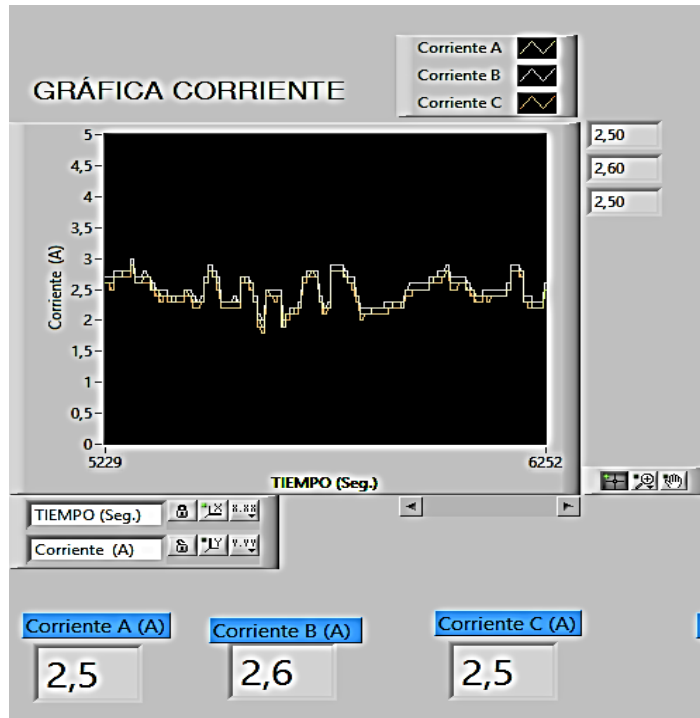


Figura 4.48: Prueba curva característica (Tensiones).
Elaborado por: Investigador.

Parámetros Eléctricos (POTENCIAS):

En la Figura 4.49 y 4.50 se muestran la lectura de los parámetros eléctricos (potencias trifásicas), así como el diagrama de curvas características de las señales de potencias consumidas.

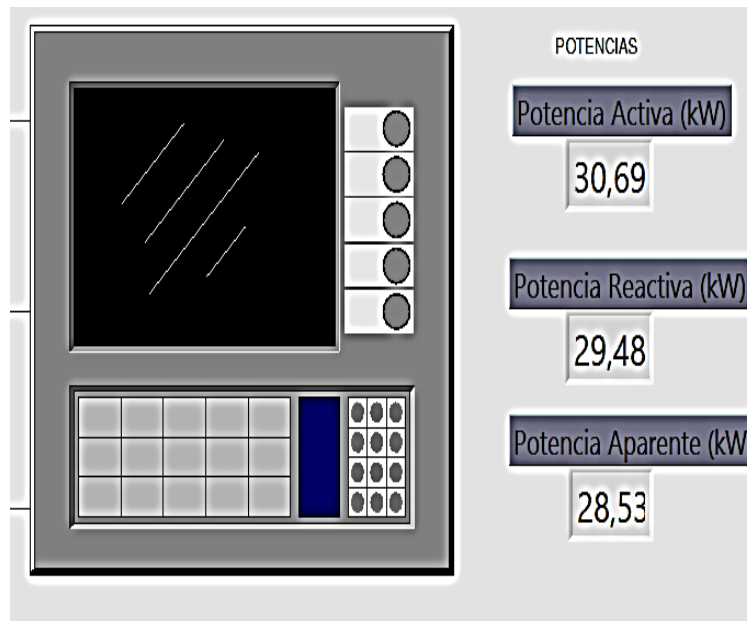


Figura 4.49: Prueba parámetros eléctricos (Potencias).
Elaborado por: Investigador.

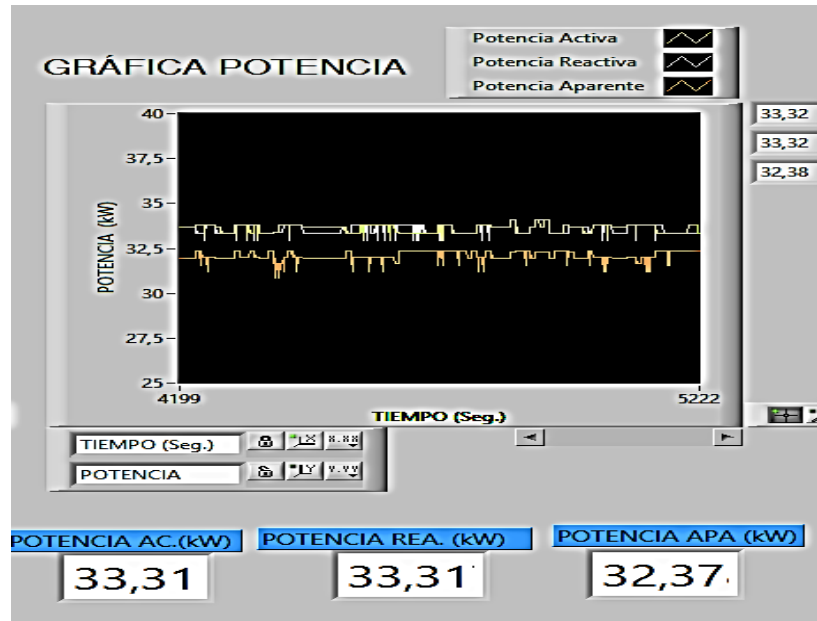


Figura 4.50: Prueba curva característica (Potencias).
Elaborado por: Investigador.

ALARMAS

Cuando existe una variación del $\pm 5\%$ en el valor de tensiones; se puede observar en los distintos indicadores gráficos de voltajes el cambio de tonalidad de color verde (valor aceptable de funcionamiento) a color rojo (valor de precaución o alarma). Como se muestra en la Figura 4.51.

En el instante que se genera este cambio de colores en los indicadores gráficos, a continuación se visualiza en la tabla de alarmas el tipo de inconveniente que se genera por fecha, hora, tipo de error y valor, este proceso se muestra en la Figura 4.50.

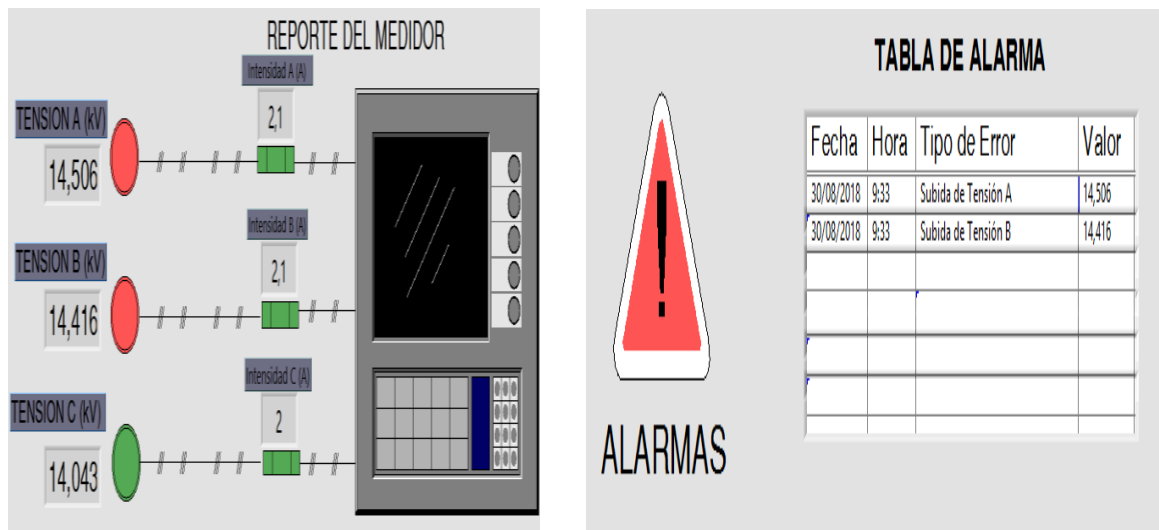


Figura 4.51: Reporte Alarmas.
Elaborado por: Investigador.

MEDICIONES

Las siguientes mediciones de los valores de parámetros eléctricos se realizaron en el mes de octubre del presente año con el sistema SCADA integrado al medidor instalado de Subestación de 138 kVA con un intervalo de tiempo de 30 segundos los mismos que sirvieron para comparar los adquiridos por el sistema SCADA para la supervisión en tiempo real de medidores industriales de energía en la empresa NOVACERO S.A y representados en la Tabla 4.11.

Tabla 4.11: Mediciones de parámetros eléctricos medidor 138kVA

Hora	Tensión A (kV)	Tensión B (kV)	Tensión C (kV)	Corriente A (A)	Corriente B (A)	Corriente C(A)	Potencia A (kW)	Potencia B(kW)	Potencia C(kW)	Factor Pot.	Consumo
10:50	137,69	138,62	135,94	19	23	20	26,16	31,88	27,19	0,92	58578636
10:51	135,39	137,49	135,69	20	18	20	27,08	24,75	27,14	1	58578673
10:51	136,49	136,58	136,51	20	21	20	27,30	28,68	27,30	0,85	58578715
10:52	137,59	135,33	136,56	20	17	17	27,52	23,01	23,22	1	58578749
10:52	139,01	136,81	136,21	19	17	18	26,41	23,26	24,52	1	58578794
10:53	138,08	137,3	136,27	21	17	19	29,00	23,34	25,89	0,99	58578833
10:53	137,63	136,63	136,1	22	18	20	30,28	24,59	27,22	0,99	58578876
10:54	135,63	137,5	136,11	17	23	21	23,06	31,63	28,58	0,98	58578915
10:54	136,84	136,36	135,76	25	23	23	34,21	31,36	31,22	0,99	58578959
10:55	136,12	139,38	135,7	23	23	24	31,31	32,06	32,57	1	58578999
10:55	136,14	136,28	135,65	19	20	16	25,87	27,26	21,70	0,99	58579027
10:56	136,67	135,5	135,89	22	24	24	30,07	32,52	32,61	0,99	58579063
10:56	136,27	136,47	135,85	25	25	19	34,07	34,12	25,81	1	58579100
10:57	136,29	138,01	135,76	19	18	18	25,90	24,84	24,44	0,99	58579114
10:57	136,5	136,45	136,01	23	22	21	31,40	30,02	28,56	0,95	58579137
10:58	136,23	137,39	135,9	24	23	20	32,70	31,60	27,18	0,98	58579156
10:58	136,48	136,57	135,91	22	22	24	30,03	30,05	32,62	0,95	58579229
10:59	136,58	136,51	135,88	22	26	22	30,05	35,49	29,89	0,97	58579240
10:59	136,5	136,45	135,8	22	20	24	30,03	27,29	32,59	0,98	58579336

Fuente: Investigador

REPORTES

Generación del reporte general de parámetros eléctricos (tensiones, intensidades y potencias) mediante la creación de Tags que realiza OPC-Server en las variables de adquisición en un tiempo continuo de 30 segundos representados en la Figura 4.52.

REPORTE GENERAL DE DATOS



Hora	Fecha	Voltaje A (kV)	Voltaje B (kV)	Voltaje C (kV)	Corriente A (A)	Corriente B (A)	Corriente C (A)	Potencia A (kW)	Potencia B (kW)	Potencia C (kW)	Factor Pot.	Consumo (kWh)	ERROR	ERROR	ERROR
01/10/2018	10:50	136,69	136,62	135,94	20,00	20,00	20,00	1,2060	1,3090	1,1700	0,92	58578636,00			
01/10/2018	10:51	136,19	136,39	135,69	19,00	19,00	19,00	1,7020	1,7530	1,6870	1,00	58578673,00			
01/10/2018	10:51	136,99	137,18	136,51	20,00	20,00	18,00	0,9360	0,9840	0,9250	0,85	58578715,00			
01/10/2018	10:52	137,19	136,93	136,56	22,00	17,00	18,00	1,6720	1,7230	1,6510	1,00	58578749,00			
01/10/2018	10:52	136,51	136,81	136,21	18,00	21,00	18,00	1,9350	1,9840	1,9130	1,00	58578794,00			
01/10/2018	10:53	137,08	137,30	136,27	24,00	27,00	28,00	1,5590	1,6150	1,5450	0,99	58578833,00			
01/10/2018	10:53	136,63	136,63	136,10	17,00	15,00	19,00	1,7790	1,6890	1,6200	0,99	58578876,00			
01/10/2018	10:54	136,63	136,60	136,11	22,00	27,00	20,00	1,5680	1,6590	1,6010	0,98	58578915,00			
01/10/2018	10:54	136,21	136,36	135,76	20,00	19,00	22,00	1,6690	1,7110	1,6520	0,99	58578959,00			
01/10/2018	10:55	136,12	136,38	135,70	21,00	23,00	20,00	1,7570	1,8330	1,7810	1,00	58578999,00			
01/10/2018	10:55	136,14	136,28	135,65	18,00	18,00	18,00	1,9460	2,2280	2,1550	0,99	58579027,00			
01/10/2018	10:56	136,67	136,80	135,89	22,00	25,00	24,00	1,4820	1,5330	1,6090	0,99	58579063,00			
01/10/2018	10:56	136,27	136,47	135,85	25,00	25,00	18,00	1,6940	1,7480	1,9130	1,00	58579100,00			
01/10/2018	10:57	136,29	136,33	135,76	19,00	20,00	18,00	1,9300	1,9610	1,9080	0,99	58579114,00			
01/10/2018	10:57	136,50	136,45	136,01	23,00	22,00	21,00	1,4060	1,4380	1,3730	0,95	58579137,00			
01/10/2018	10:58	136,23	136,39	135,90	24,00	23,00	20,00	1,5120	1,5460	1,5640	0,98	58579156,00			
01/10/2018	10:58	136,48	136,57	135,91	22,00	22,00	24,00	1,0720	1,1090	1,2620	0,95	58579229,00			
01/10/2018	10:59	136,58	136,51	135,88	22,00	26,00	22,00	1,7600	1,8070	1,7420	0,97	58579240,00			
01/10/2018	10:59	136,50	136,45	135,80	22,00	20,00	24,00	1,4610	1,4940	1,4360	0,98	58579336,00			
01/10/2018	11:00	136,92	137,22	136,55	18,00	20,00	19,00	1,8640	1,9110	1,8460	0,96	58579410,00			
01/10/2018	11:00	136,83	136,70	135,99	18,00	18,00	17,00	1,6360	1,6820	1,6160	1,00	58579453,00			
01/10/2018	11:01	136,45	136,70	135,92	21,00	21,00	21,00	1,8730	1,9140	1,8520	0,95	58579493,00			
01/10/2018	11:01	136,37	136,63	135,97	23,00	16,00	15,00	1,5950	1,6430	1,5840	0,98	58579537,00			
01/10/2018	11:02	136,61	136,77	136,00	23,00	22,00	26,00	1,7810	1,8270	1,7630	1,00	58579576,00			
01/10/2018	11:02	136,46	136,72	136,17	19,00	21,00	17,00	1,6920	2,0660	1,6080	0,98	58579621,00			

AYUDA

Generar Reporte

REPORTE MEDIDOR

GRÁFICAS PARÁMETROS ELÉCTRICOS

PANTALLA PRINCIPAL

Figura 4.52: Reporte general.
Elaborado por: Investigador.

4.7. PRESUPUESTO

El presupuesto total de implementación del prototipo del sistema SCADA para la supervisión en tiempo real de medidores industriales de energía en la empresa NOVACERO S.A. como el presupuesto total que la empresa necesita invertir para implementación total del sistema se detalla a continuación:

4.7.1. PRESUPUESTO PROTOTIPO

En la Tabla 4.12 se describen los costos de los equipos, transformadores de corriente (TC), pasarelas Ethernet LINK150, equipos de protección, fuente de alimentación y demás componentes utilizados en la construcción del prototipo.

Tabla 4.12: Presupuesto para Construcción de Prototipo

N°	Detalle	Cantidad	Valor Unitario (\$)	Valor Total (\$)
1	Medidor CVM-C10	1	318,20	318,20
2	Pasarela LINK150	1	868,24	868,24
3	Fuente de Alimentación UNO-PS (24VDC)	1	91,85	91,85
4	Breaker de Protección 3 Polos (6A)	1	16,00	16,00
5	Transformador de Corriente (30/5)	3	15,50	46,50
6	Breaker de Protección 2 Polos (6A)	2	11,91	23,82
7	Selector 2 Posiciones (120V)	1	1,85	1,85
8	Borneras de Cortocircuito	6	6,46	38,76
9	Borneras UT4	5	1,30	6,50
10	Luz Piloto (120V)	1	1,68	1,68
11	Gabinete Pesado (30*30*30cm)	1	26,11	26,11
			Subtotal	1439,51
			I.V.A. (12%)	172,7412
			TOTAL	1612,25

Elaborado por: Investigador.

4.7.2. PRESUPUESTO IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA SCADA EN PLANTA NOVACERO S.A.

En la Tabla 4.13 se describen los costos de los equipos que necesita la empresa para realizar la implementación total del sistema SCADA para la supervisión en tiempo real de medidores industriales de energía en la empresa NOVACERO S.A. tomando en cuenta que los medidores industriales, los transformadores de corriente (TC), borneras cortocircuitables y especialmente el cable multipar posee en bodega dicha planta, por ende en estos elementos tendrá un ahorro del 70% al valor del presupuesto total.

Tabla 4. 13: Presupuesto necesario para implementación del sistema SCADA.

N°	Detalle	Cantidad	Valor Unitario (\$)	Valor Total (\$)
1	Fuente de Alimentación UNO-PS (24VDC)	7	91,85	642,95
2	Breaker de Protección 3 Polos (6A)	7	16	112
3	Breaker de Protección 2 Polos (6ª)	14	11,91	166,74
4	Selector 2 Posiciones (120 V)	7	1,85	12,95
5	Borneras UT4	35	1,3	45,5
6	Luz Piloto (120 V)	7	1,68	11,76
7	Gabinete Pesado (30*30*30 cm)	7	26,11	182,77
Subtotal				1174,67
I.V.A. (12%)				140,96
Total				1315,63
Imprevistos (5%)				65,78152
TOTAL				1381,41

Elaborado por: Investigador.

CÁPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con la finalización de sistema SCADA para la supervisión en tiempo real de medidores industriales de energía en la empresa NOVACERO S.A se obtuvieron las siguientes conclusiones y recomendaciones.

5.1. Conclusiones

- El sistema SCADA para la supervisión en tiempo real de medidores industriales de energía en la empresa NOVACERO S.A. ofrece una perspectiva integrada de la información de los datos adquiridos por los elementos de medición y todos los recursos unificados en la implementación del sistema. De tal manera, los supervisores y operadores pueden observar e interactuar con los procesos de supervisión mediante las representaciones graficas de cada proceso integrado en la HMI.
- Para cumplir con los requerimientos en el desarrollo de la red industrial se procedió a realizar el levantamiento de información tanto en la ubicación de medidores industriales de los distintos Tableros de Distribución de la empresa como en planos proporcionados por el Departamento de Redes, dicha información ayudó a integrar las tecnologías existentes de la empresa, desde la Red de Fibra Óptica utilizada en la comunicación interna entre áreas de trabajo mediante los concentradores o

Switches con los convertidores de protocolos ubicados a una distancia prudente para que no exista una pérdida de datos provocados por atenuación.

- En el desarrollo del sistema SCADA, el estudio comparativo de los elementos necesarios para la implementación de dicho sistema es esencial, porque se determinaron todos los parámetros técnicos para una integración de distintas tecnologías en una adquisición en tiempo real de datos de los parámetros eléctricos y manipulación de tramas. Respetando las normas que rigen a este tipo de proyecto para una representación adecuada en tonalidades en alertas tempranas y un entendimiento de recursos integrados al sistema de supervisión por parte de los operadores de Subestación de la planta NOVACERO S.A.
- El diseño e implementación del sistema SCADA realizado en la interface gráfica de Labview para la supervisión de los parámetros eléctricos en tiempo real a través de los medidores industriales permiten una manipulación del HMI correcta por parte el operador, debido a que adquisición mediante OPC-Server de los datos fueron de fácil interpretación en la visualización de valores finales la longitud del dato es de tipo entero y no necesita realizar conversiones para llegar a un dato coherente.
- OPC- Server, posee relación directa con la pasarela Ethernet (LINK150), la cual facilitó el desarrollo de la programación de los Tags creados en base a las señales de entrada de los medidores de parámetros eléctricos, en el desarrollo de un sistema adecuado para la adquisición, control y supervisión de los datos en los distintos procesos de la Planta NOVACERO S.A.

5.2. Recomendaciones

- Antes de efectuar acciones sobre el sistema SCADA para la supervisión en tiempo real de medidores industriales de energía en la empresa NOVACERO S.A., es indispensable que en cada equipo involucrado en la red (Medidores Industriales y Pasarelas Ethernet) se utilice la misma velocidad de transmisión en cada uno de estos equipos, para tener una óptima adquisición e interpretación de las tramas de datos.

- En la conexión de los equipos de control y elementos auxiliares, es preferible hacerlos sin utilizar alguna carga y estén totalmente apagados o utilizando protección como casco, guantes dieléctricos y botas de seguridad para no provocar un accidente laboral, con pérdidas económicas o provocar quemaduras de grado tres que pueden producir la muerte.

- En la interpretación y visualización de datos representados en la HMI, realizar siempre un análisis de los valores adquiridos por los elementos de red durante la puesta en marcha del sistema para identificar fallas potenciales y tener una respuesta inmediata en el momento de producirse una alarma o una visualizar un dato erróneo.

- Dar capacitaciones continuas a los operadores del departamento de Subestación de la empresa NOVACERO S.A. para ampliar los conocimientos en el uso de sistemas SCADA con representación en HMI y en un futuro tener acciones rápidas en la solución de errores e interpretación de alarmas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. F. Arcilla, «Diseño e implementación de un Sistema de Adquisición de Datos para el área de extrusión de PLASTELINE S.A.,» Colombia, 2013.
- [2] V. Guerrero Jiménez, L. Martínez Novoa y R. Yuste L, Comunicaciones Industriales SIEMENS, Barcelona: Marcombo, 2012.
- [3] C. Lagos, «Protocolos de Comunicación Industrial,» 2006. [En línea]. Available: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=562>. [Último acceso: Agosto 2017].
- [4] R. A. Lippi y C. A. Ribeiro, «Sistema de Adquisición de Datos Utilizando un maestro MODBUS/RTU,» 2000. [En línea]. Available: <http://www.dlg.com.br/es/articulos/sistema-de-adquisicion-de-datos-utilizando-un-maestro-modbus-rtu>. [Último acceso: Agosto 2017].
- [5] M. Hernández Tinoco, «Desarrollo e Implementación de una Red de Datos basada en Modbus y Ethernet para Automatas Industriales,» Sevilla, 2016.
- [6] C. V. Carvajal Mayorga y L. A. Pérez Santos, «Diseño e Implementación de un Sistema de Adquisición de Datos y su Interface con una Red Central de Datos en la Empresa Acerías del Ecuador C.A. (ADELCA),» Quito-Ecuador, 2010.
- [7] D. M. Ugsha Guanotasig y L. J. Ugsha Guanotasig, «Diseño e Implementación de un Sistema HMI utilizando Dispositivos de Diferentes Tecnologías y Comunicación Inalámbricas para la Supervisión y Control en Tiempo Real de la Central Hidroeléctrica "CATAZACON" del Cantón Pangua perteneciente a la Empresa Provi,» Latacunga-Ecuador, 2013.
- [8] E. Pérez López, «Los Sistemas SCADA en la Automatización Industrial,» Recinto Grecia, Costa Rica, 2015.

- [9] W. B. Rauch-Hindin, Aplicaciones de la Inteligencia Artificial en la Actividad Empresarial, la Ciencia y la Industrial, Madrid: Prentice-Hall, Inc.; Ediciones Díaz de Santos, S.A., 1985-1989.
- [10] Revista INTEREMPRESAS, Delta presenta en Matelec 2016 sus soluciones para la automatización industrial y la gestión de la energía,2016. [En línea]. Available: <http://www.interempresas.net/Electronica/Articulos/163086-Delta-presenta-Matelec-2016-soluciones-automatizacion-industrial-gestion-energia.html> [Último acceso: 03 Octubre 2018].
- [11] A. García Higuera y F. J. Castillo García, CIM, El Computador en la Automatización de la Producción, Cuenca-España: Ediciones de la Universidad de Castilla-La Mancha, 2007.
- [12] Steemit-BETA, La Pirámide de la Automatización, 2018. [En línea]. Available: <https://steemit.com/spanish/@autinf/la-piramide-de-automatizacion> [Último acceso: 03 Octubre 2018].
- [13] L. G. Corona Ramírez, G. S. Abarca Jiménez y J. Mares Carreño, «Sensores y Actuadores,» Instituto Politécnico Nacional-Mexico, 2014. [En línea]. Available: https://books.google.com.ec/books?id=wMm3BgAAQBAJ&printsec=frontcover&hl=es&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false. [Último acceso: Enero 2018].
- [14] J.C. Martínez Reyes, «Sensores y Actuadores» Junio 2015. [En línea]. Available: <https://vdocuments.mx/sensores-y-actuadores-558f367400a3c.html>. [Último acceso: Enero 2018].
- [15] A.V. Acán Chazo, «Desarrollo e Implementación de un Software de Aquisición y Monitoreo de Datos, para Medición de Energía Eléctrica en la Empresa Plasticaucho Industrial S.A.» Riobamba-Ecuador, 2015.

- [16] Lina Medina, «Medidor de Energía» Abril 2017. [En línea]. Available: <https://prezi.com/n8lz7rlof5ha/medidor-de-energia/?webgl=0> [Último acceso: Enero 2018].
- [17] ADDIXA-Control, «Automatización de procesos, SCADA y sistemas MES» [En línea]. Available: <http://www.addixa.net/empresa/> [Último acceso: Enero 2018].
- [18] M.E. García Villacís, «Sistema SCADA para el proceo de paletizado L4 de envases de cristal en la empresa Cristalería del Ecuadors S.A. Cirdesa de Guayaquil.» Ambato-Ecuador, 2014.
- [19] Schneider ELECTRONIC, «HMI (Terminales y PC Industriales, Panel Universal» [En línea]. Available: <https://www.schneider-electric.com.co/es/product-range/61981-magelis-gtu/?parent-category-id=2100> [Último acceso: Enero 2018].
- [20] PROCON-Ingenieros, «Redes e Integración de Sistema de Control» 2014 [En línea]. Available: <http://proconingenieros.com/redes-e-integracion-de-sistemas/> [Último acceso: Enero 2018].
- [21] Aquilino Rodríguez P. «Sistemas SCADA» Barcelona-España, 2007.
- [22] Rene O.M. «Normas ISA» 2016 [En línea]. Available: <http://reneom9313.wixsite.com/instrumentacion/single-post/2016/03/12/NORMA-ISA> [Último acceso: Julio 2018]
- [23] N. Yañez «Sistema de Monitoreo, SCADA, Interfaces HMI, Salas de Control» 2015, [En línea]. Available: <https://es.scribd.com/document/267794371/6-ISA-18-2-Gestion-de-Alarmas> [Último acceso: Julio 2018]
- [24] Info PLC Yañez «ISA 101 Norma par el diseño HMI» 2015, [En línea]. Available: <http://www.infopl.net/actualidad-industrial/item/102902-isa101-hmi> [Último acceso: Julio 2018]

- [25] M.E. Hawrylo « ISA 101, Human Machine Interfaces» 2017, [En línea]. Available: http://wilmingtonisa.org/files/Download/ISA-Applying-ISA101-to-Existing-HMIs_MikeHawrylo.pdf [Último acceso: Julio 2018]
- [26] De Maquinas y Herramientas, « IP: Normas ANSI» 2014 [En línea]. Available: <http://www.demaquinasyherramientas.com/herramientas-de-medicion/que-son-las-normas-ip> [Último acceso: Agosto 2018].
- [27] NOVACERO S.A. « Quienes Somos» [En línea]. Available: <https://www.novacero.com/la-empresa/quienes-somos.html> [Último acceso: Octubre 2018].
- [28] A. Salvador Guncay, «Análisis, evaluación y control de factores de riesgos mecánicos y físicos en el Proceso de Producción Conformado de la empresa NOVACERO S.A. Planta Guayaquil para disminuir el nivel de Accidentabilidad.» Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil-Ecuador, 20015.
- [29] Google Maps, «Ubicación Planta Novacero S.A. sector Lasso» 2018.
- [30] J. V. Lagla Chuquitarco, «Implementación de una Estructura de Acero, Selección e Instalación de una Grúa y un Mecanismo de Extracción para Extraer la Escoria del Procesado, para el Tren Automático de Laminación de la Empresa NOVACERO S.A. Planta Lasso,» Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga-Ecuador, 2010.
- [31] Schneider Electronic, «Manual de usuario PowerLogic ION6200» 2010.
- [32] Schneider Electronic, «Manual de usuario PowerLogic PM5100» 2015.
- [33] CIRCUTOR, «Manual de instrucciones, Analizador de redes CVM-C10» 2017.
- [34] Schneider Electronic, «Manual de instrucciones Pasarela Ethernet EGX100 de PowerLogic» 2005.
- [35] Schneider Electronic, «Manual de instrucciones Pasarela Ethernet EGX100 de PowerLogic» 2005.

- [36] Schneider Electronic, «Guía de Usuario, Dirección de pasarela Ethernet LINK150 de PowerLogic» 2016.
- [37] CIRCUTOR «Cómo elegir un transformador de Intensidad», 2015 [En línea]. Available: <http://circutor.es/es/documentacion-es/articulos/3124-como-elegir-un-transformador-de-intensidad> [Último acceso: Junio 2018].
- [38] Schneider Electronic, «Power Supplies ABL8RPS24100», 2017 [En línea]. Available: <https://www.schneider-electric.cl/es/product/ABL8RPS24100/fuente-de-poder-100..500v-ac---salida-24v-dc---10a/> [Último acceso: Junio 2018]
- [39] Phoenix Contact, «Alimentación de corriente - UNO-PS/1AC/24DC/ 60W - 2902992», 2013.
- [40] Siemens «SIPLUS LOGO!, 6AG1333-6SB00-7AY0», [En línea]. Available: <https://mall.industry.siemens.com/mall/en/ww/Catalog/Product/?mlfb=6AG1333-6SB00-7AY0> [Último acceso: Junio 2018]
- [41] Reichelt Elektronik «ABB S203-B32», [En línea]. Available: https://www.reichelt.com/de/en/automatic-circuit-breaker-3-pin-characteristic-b-32-a-abb-s203-b32-p69802.html?&trstct=lsbght_slidr::69858. [Último acceso: Junio 2018]
- [42] OPC DataHub «What is OPC», [En línea]. Available: <chrome-extension://gkjnpdikedhojkpgepoinamgjogekqk> [Último acceso: Junio 2018]
- [43] Bridget A.Fitzpatrick. «ISA 101 and HMI Workshop » MESA International [En línea]. Available: <https://pdfs.semanticscholar.org/presentation/13fd/f225216f2f86b6916857b17413c0cd2a6303.pdf> [Último acceso: Agosto de 2018].

ANEXOS

PROYECTO:

“SISTEMA SCADA PARA LA SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL DE MEDIDORES INDUSTRIALES DE ENERGÍA”



MANUAL DE USUARIO



I. INTRODUCCIÓN

El sistema SCADA para la supervisión en tiempo real de medidores industriales de energía, surgió de la necesidad de automatizar y facilitar el manejo de las operaciones que realiza la empresa NOVACERO S.A., la aplicación se encuentra enteramente desarrollada en LabView. De este modo se pretenderá hacerlo multiplataforma y que cualquier usuario independientemente de la máquina y sistema operativo que tenga instalado pueda ejecutarlo.

El presente manual pretende transmitir la estructura, conceptos e información básica de la operación del Sistema, con la finalidad de que conociendo su funcionamiento los usuarios lo puedan utilizar de manera efectiva. Por lo mencionado, es de suma importancia leer el manual que se detalla a continuación antes y durante de sistema. El manual comienza explicando uno a uno los módulos que conforman el sistema y todas sus funciones

II. PRÓLOGO

El propósito del presente documento es, el de establecer una amplia y basta explicación al operador de la empresa encargado de la supervisión de los parámetros eléctricos o de cualquier persona con afines al tema, de cómo funciona el sistema SCADA.

III. INFORMACIÓN DE DISPOSITIVOS CONECTADOS

- **ANALIZADOR DE REDES**
 - Cualquier modelo de analizador o medidor, que cumpla las necesidades del sistema.
- **PASARELA ETHERNET (Convertidor de protocolo)**
 - Modelo: LINK 150.
 - Fabricante: SCHNEIDER.
 - Alimentación: 24VCC.
- **FUENTE DE ALIMENTACIÓN**
 - Modelo: UNO-PS.
 - Fabricante: Phoenix Contact
 - Voltaje de Salida: 24 VCC.
- **COMPUTADOR**
 - El computador debe cumplir con los parámetros básicos, indiferente de su marca.

INFORMACIÓN TÉCNICA GENERAL DE LOS EQUIPOS

ANALIZADOR DE REDES

A continuación se muestran los parámetros técnicos que el Analizador de Redes debe cumplir para poder realizar una comunicación Modbus RTU y extracción de datos de parámetros eléctricos.

Tabla 1: Características Técnicas de Analizador de Redes

COMUNICACIONES MODBUS RTU	
Bus de campo	RS-485
Protocolo de comunicación	MODBUS RTU
Velocidad	9600-19200
Bits de stop	1-2
Paridad	SIN-PAR-IMPAR

PASARELA ETHERNET LINK 150



Figura 1: Pasarela Ethernet LINK150

Ethernet Gateway Link150 es un dispositivo de comunicación que proporciona conectividad entre dispositivos de línea Ethernet (Modbus TCP/IP) y Modbus serie, que permite a los clientes Modbus TCP/IP acceder a información desde dispositivos esclavos en serie. También permite a los dispositivos maestros en serie acceder a información desde dispositivos esclavos distribuidos en una red Ethernet.

Tabla 2: Características Técnicas de LINK150

Características Técnicas	Unidad	LINK150
Número de Puertos Ethernet		2
Tipo de Puerto Ethernet	(Por Defecto)	10/100 Base TX(802.3af)

Protocolo		FTP, HTTP
TCP/IP		Si
Velocidad Máxima de Tx.	Mb	10/100
Número de Puertos Industriales		2
Tipo de Puerto Industrial		RS232 / RS485 (2-4 hilos)
Protocolo Industrial		ModBus RTU/ASCII, Jbus, Power Logic (Sy/Max)
Velocidad de Tx. Máxima	Baud	2400 hasta 38400 (Config.)
Número Máx. de Dispositivos Conectados en la Red		32
Memoria		No
Costo	\$	862,04

FUENTE UNO-PS (Phoenix Contact)



Figura 2: Fuente UNO-PS (24VCC)

Son fuentes compactas que dan solución correcta para cargas hasta 240 Watts, debido a que en cajas de distribución compactas existe una alta densidad de potencia. Estas fuentes de alimentación son útiles para distintas clases de potencia y utilidades debido a su máximo rendimiento y reducciones en pérdidas con puesta en marcha en vacío, obteniendo una gran eficacia energética.

Tabla 3: Características Técnicas Fuente UNO-PS (24VCC)

Características Técnicas	Unidad	Fuente de Alimentación UNO-PS (Phoenix Contact)
Datos de Entrada		
Tensión nominal de entrada	Voltios CA	100 – 240

Margen de tensión de entrada	Voltios CA	85 – 264
Frecuencia	Hz	45 - 65
Absorción de corriente (valores nominales)	Amperios	0,6 (230VCA)/1(120VCA)
Limitación de corriente de cierre (a 25°C)	Amperios	< 30
Fusible de entrada, interno (valor)	Amperios	2.5
Selección de fusibles, Caract. B,C,D,K	Amperios	6 hasta 16
Datos de Salida		
Tensión nominal de salida	Voltios CC	24 ± 1%
Corriente nominal de salida	Amperios	2,5
Derating	°C	55 hasta 70
Disipación máx. (Cir.Abie/ Carg. Nominal)	Wattios	< 0,3/ <7
Proteccion contra sobretension de salida	Voltios CC	≤ 35
Datos de Generales		
Tensión de Ais. In (primaria)/Out(secund.)	kVoltios	4 CA / 3 CA
Grado/Clase de protección		IP20 / II
Temperatura ambiente (servicio)	°C	(-25) hasta 70
Temperatura (almacenamiento/transporte)	°C	(-40) hasta 85
Humedad a 25°C, sin condensación	°C	≤ 95 %
Precio	\$	91,85

COMPUTADOR

Máquina electrónica capaz de recibir, procesar y devolver resultados en torno a determinados datos y que para realizar esta tarea cuenta con un medio de entrada y uno de salida.

Tabla 4: Características Técnicas Computador

Parámetro	Característica Técnica
Sistema Operativo	Microsoft Windows XP, 7,8,10
Office	Microsoft Office 2013 en adelante
Procesador	Intel® Core™ 2 DUO o similar
Tarjeta de Red	Si
Grado de Protección	IP20 e IP50

IV. SELECCIÓN DEL PROTOCOLO PARA LA COMUNICACIÓN EN LA RED

De todos los protocolos industriales para la comunicación investigados se prefirió el modo MODBUS debido a que el estándar de red para la automatización industrial es basado en Ethernet abierto.

MODBUS RS-485 proporciona una solución rápida en el uso general para tareas de comunicación Maestro/Esclavo y perfiles de protocolo de las industrias de automatización de procesos, seguridad y control de movimiento. Que integra dos características fundamentales:

- Profibus FMS (Especificación de mensaje de bus de Campo): orientado al intercambio de grandes cantidades de datos entre autómatas, con tiempos de reacción cortos.
- Profibus DP (Periferia Descentralizada): diseñado para el intercambio de datos de alta velocidad al nivel de Campo, en este nivel la comunicación se realiza principalmente con elementos de entrada/salida (sensores o actuadores), el intercambio de datos es de tipo cíclico.

La agrupación de equipos y de funciones que se deben conectar a este módulo, hace esencialmente que cuente drivers de conexión para múltiples equipos, que irán ordenados al SCADA según su lugar y función que ocupe cada uno de ellos.

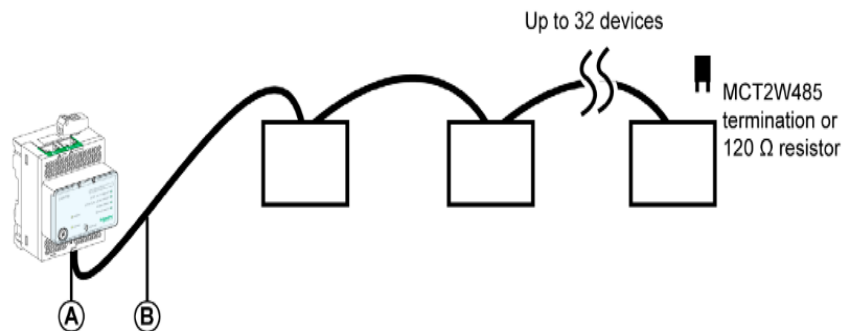


Figura 3: Modelo de Red MODBUS RS485

V. CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS TÉCNICOS DE LOS EQUIPOS UTILIZADOS.

- ANALIZADOR DE REDES

La configuración de los parámetros de medición y comunicación de los analizadores de redes o medidores de parámetros eléctricos, dependerá única y

especialmente de la información ofrecida por el manual de usuario de cada uno de los equipos que se necesitan utilizar para cada aplicación.

- **PASARELA LINK 150**

Pasos de configuración de la pasarela EGX150:

1. Configurar los parámetros Ethernet de la estación de trabajo (computador), es decir que la dirección IP del equipo debe estar en la misma red que la LINK150.
2. La dirección IP que posee la pasarela está definida por la dirección de fábrica 169.254.XX.YY, los dos últimos octetos corresponderán a los dos últimos indicadores de MAC Address que será diferente para cada pasarela Ethernet. Poniendo como ejemplo si la Dirección MAC es 00-80-F4-E5-5C-40; los indicadores 5C y 40 se transformarán a decimal teniendo como valores 92 y 64, llegando a tener una dirección IP de ingreso 169.254.92.64.
3. Conectar la LINK150 mediante una red LAN de Ethernet al computador que posea cualquier explorador de internet. Se recomienda que este explorador sea Internet Explorer 6.0 o posterior, pero en cualquier otro explorador de internet se puede realizar la configuración de este equipo.

Conexión al LINK150

Para ingresar a la pasarela Ethernet LINK150 por primera vez, se procede a seguir los pasos que se detallan a continuación.

1. Iniciar el explorador de internet (Mozilla, Internet Explorer, Google Chrome u Opera Mini).
2. En el cuadro del buscador se ingresará la dirección IP del equipo 169.254.92.64, dirección predeterminada.
3. En la ventana de ingreso al equipo se necesita un usuario y un password, los cuales son **Administrator** y **Gateway** respectivamente respetando letras mayúsculas y minúsculas y a continuación se pulsará **Aceptar**.
4. Para ingresar a configurar los parámetros del LINK150, se dará click en la pestaña de **Configuración**.

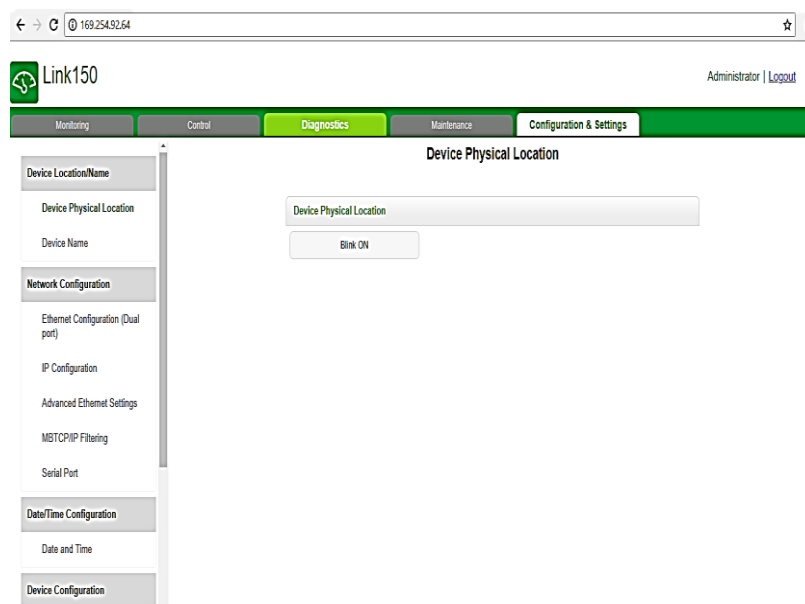


Figura 4: Ventana principal de LINK150

En la barra de menús de Network Configuration de la pasarela se ingresará en la pestaña IP Configuration dando clic en donde se procederá a ingresar una nueva dirección IP, máscara de subred y puerta de enlace, los cuales servirán como identificadores de la pasarela Ethernet LINK150 del sistema de supervisión en tiempo real para la adquisición de datos de medidores.

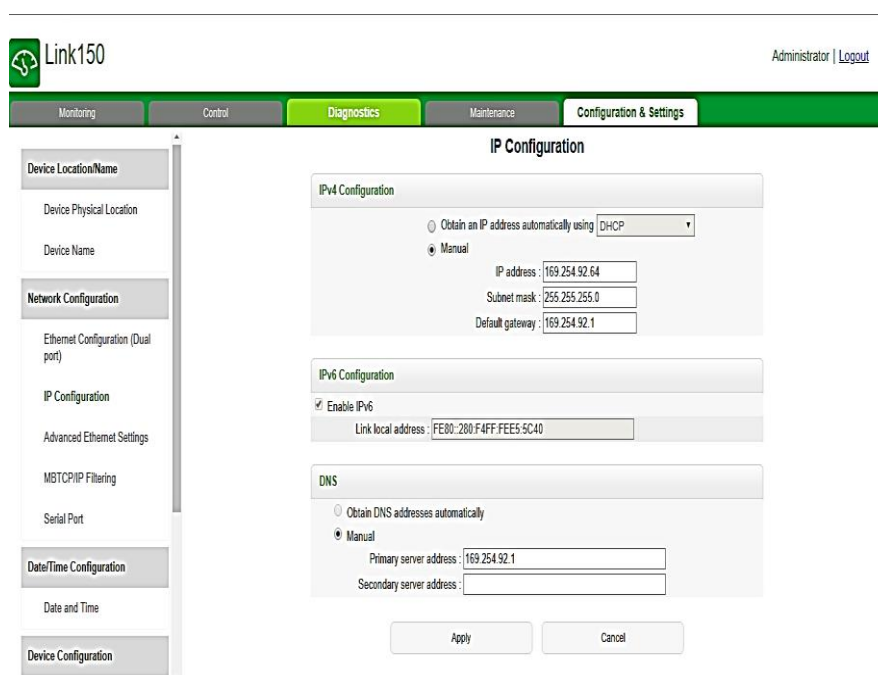


Figura 5: Ventana de configuración Ethernet.

Configuración del Serial Port

1. Se procederá a ingresar dando clic a la pestaña de Serial Port para configurar los parámetros.
2. Se seleccionará el modo de trabajo de la pasarela, la cual trabajará como Maestro.
3. En el parámetro de Interfaz Física, se muestran dos modos de conexión de la Red Industrial el primero es RS485 a 2 hilos y la otra es RS485 a 4 hilos indicado por las Figura 6 y Figura 47; se seleccionará RS485 a dos hilos debido a la cantidad mínima de equipos conectados al LINK150.

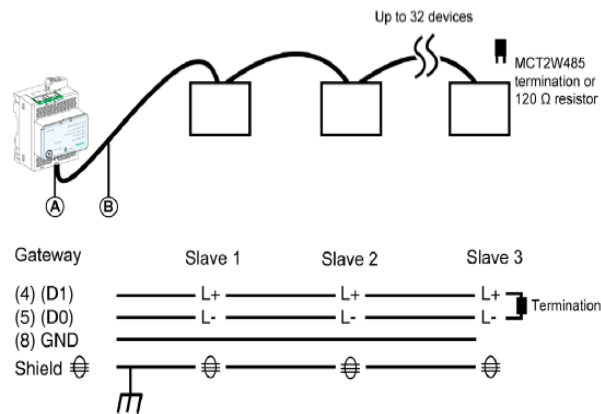


Figura 6: Red Modbus RS485 a 2 hilos

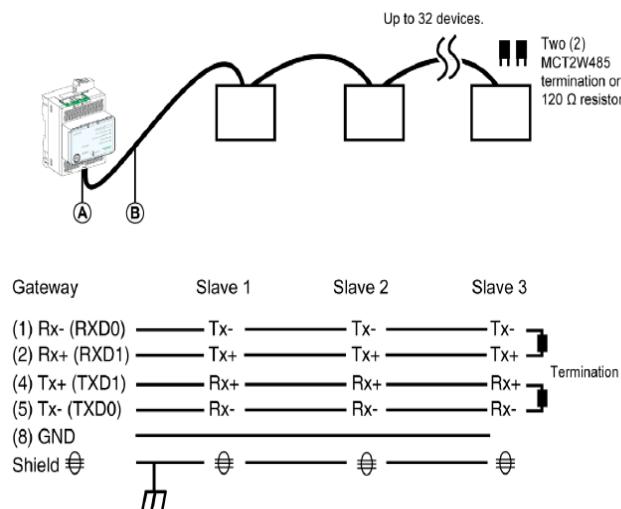


Figura 7: Red Modbus RS485 a 4 hilos.

4. El parámetro de Velocidad de Transmisión (Baud Rate), se seleccionará la velocidad 19200.

5. En los parámetros donde se seleccionan bits se configurará de la siguiente manera:
 - Paridad: ninguna
 - Bits de parada: 1 bit.
6. Para los parámetros continúan Termination, Biasing y Response Timeout se mantendrán los valores predeterminados.
7. Configurado todos estos parámetros, se aceptarán y guardarán todos los cambios dando clic en **Aplicar**.

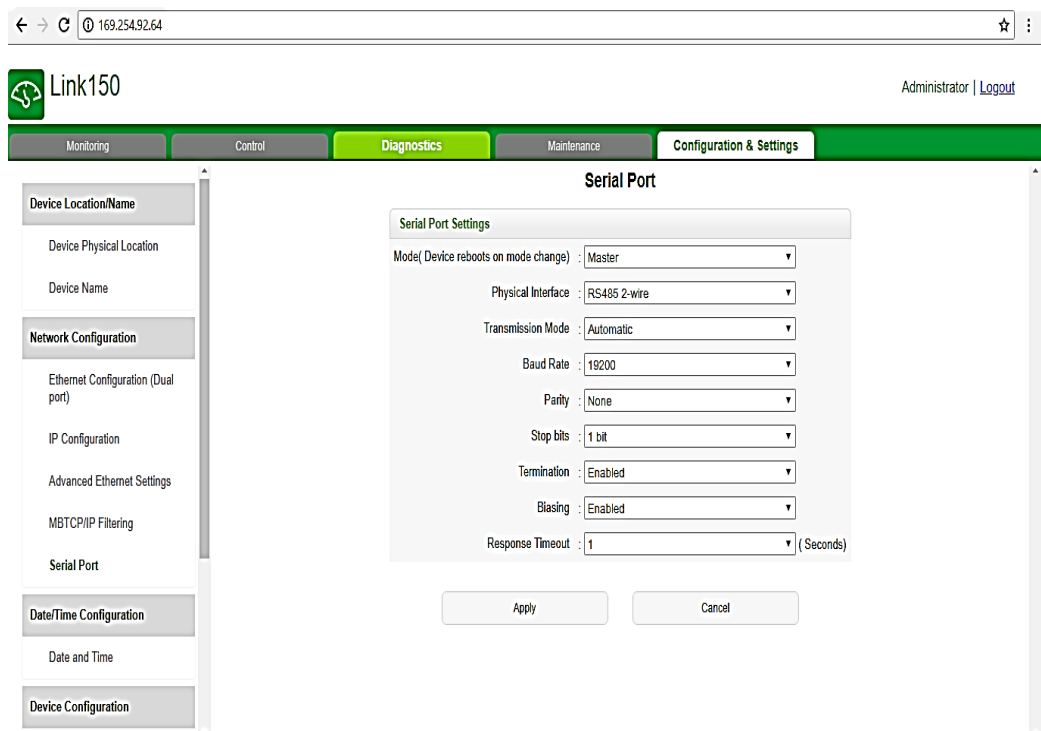


Figura 8: Ventana de configuración de Puerto Serie

Configuración de Hora y fecha

Ingresando a la pestaña Date/Time Configuration se podrá configurar los datos de la hora y fecha para un óptimo trabajo.

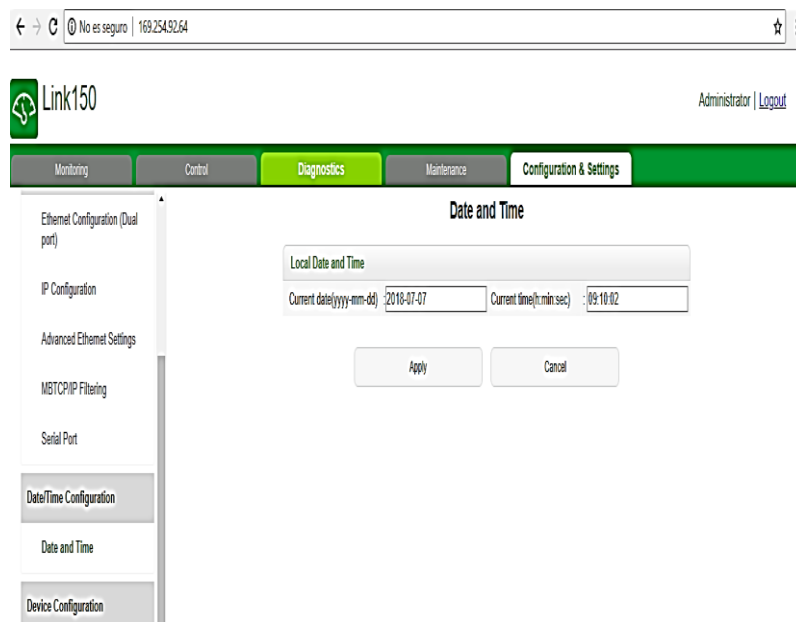


Figura 9: Ventana de configuración de Fecha y Hora.

Configuración lista de dispositivos.

Este parámetro se utiliza para nombrar los equipos conectados a los puertos Ethernet o serial, la lista de equipos conectados se definirá manualmente agregando dispositivos de manera individual. Esta configuración se la puede realizar en modo maestro.

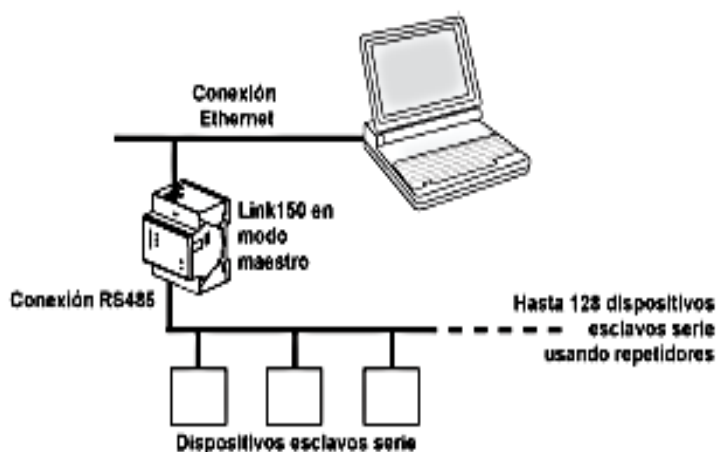


Figura 10: Topología en modo maestro con el LINK150.

1. Para la configuración de la lista de dispositivos, se seleccionara la cantidad de equipos esclavos que se requiere que van desde 16 equipos conectados hasta un máximo de 128 equipos esclavos.

2. Se seleccionará el tipo de protocolo que utilizará de preferencia Modbus
3. En el nombre del equipo se recomienda utilizar el nombre del equipo esclavo de preferencia.
4. Para el ID local, es obligatorio utilizar el mismo identificador que se programó en los parámetros del medidor esclavo para red Modbus RS485.

The screenshot shows the Link150 web interface. At the top, there is a browser address bar with the URL 169.254.92.64. Below it, the Link150 logo is on the left, and 'Administrator | Logout' is on the right. A navigation bar contains tabs for 'Monitoring', 'Control', 'Diagnostics', 'Maintenance', and 'Configuration & Settings'. The 'Configuration & Settings' tab is selected, and a sidebar on the left lists various configuration categories. The main area displays the 'Device List' configuration page, which includes a dropdown for 'Number of Viewable Devices' set to 16 and a table with the following data:

Protocol	Device Name	Local ID
Modbus	Modbus1	1
Modbus	Modbus2	2
Modbus	Modbus3	3
Modbus	Modbus4	4
Modbus	Modbus5	5
Modbus	Modbus6	6
Modbus		
Modbus		
Modbus		
Modbus		
Modbus		
Modbus		
Modbus		
Modbus		
Modbus		
Modbus		
Modbus		
Modbus		

Figura 11: Ventana de Lista de Dispositivos en Modo Maestro.

Cuentas de Usuario

Con la pasarela Ethernet LINK150 se tiene la opción de generar y asignar nombres de usuario y contraseñas, los cuales pueden pertenecer a grupos de acceso con derechos de acceso a la página Web del mismo equipo, asignados por el administrador de pasarela.

1. Se puede introducir nombres y contraseñas de 1 a 15 letras o caracteres para nuevo usuario.
2. Puede configurarse el E-mail específico de cada nuevo usuario.

3. Los nuevos usuarios pueden pertenecer a grupos como: Administradores, mantenimiento, operación e ingeniería.

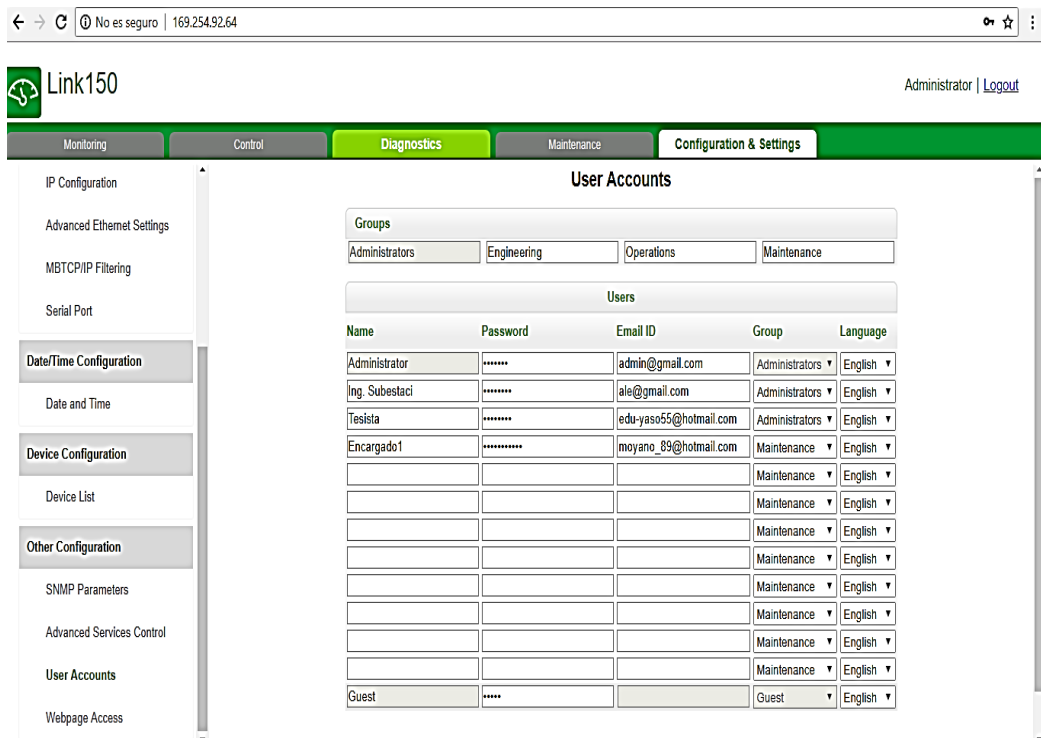


Figura 12: Ventana de Lista de Cuentas de Usuario

OPC SERVER EN LABVIEW

Para establecer los distintos parámetros de la Red MODBUS RS485 se procede a la siguiente configuración que se muestra a continuación.

1. Se instalará el software NI LabVIEW2013, en el cual se podrá encontrar distintos paquetes que trabajan en conjunto para desarrollar una interfaz gráfica. Estos paquetes básicos para el desarrollo total del SCADA podemos observarlos mediante NI MAX y se detallan a continuación.

- ▲ Software
 - ▶ CompactRIO 13.1
 - IVI Compliance Package 4.6.1
 - ▶ LabVIEW 2013 SP1
 - ▶ LabVIEW Run-Time 2012 SP1 f3 (64-bit)
 - ▶ LabVIEW Runtime 8.5.1
 - ▶ LabVIEW Runtime 8.6.1
 - ▶ LabVIEW Runtime 2010 SP1
 - ▶ LabVIEW Runtime 2011 SP1 f5
 - ▶ LabVIEW Runtime 2012 SP1 f5
 - ▶ LabVIEW Runtime 2013 SP1
 - ▶ LabVIEW Runtime 2015 SP1
 - LabWindows/CVI Run-Time 2013
 - Measurement & Automation Explorer 5.6
 - ▶ Measurement Studio for VS2005
 - ▶ Measurement Studio for VS2008
 - ▶ Measurement Studio for VS2010
 - NI DIAdem 2012
 - NI FlexRIO 13.2
 - NI I/O Trace 3.1.1
 - NI Motion Assistant 13.0
 - NI PXI Platform Services 4.0.1
 - NI R Series Multifunction RIO 13.1
 - NI Script Editor 1.3.4
 - NI SignalExpress 2013
 - NI System Configuration 5.6
 - ▶ NI Vision Run-Time 2013 SP1
 - NI-488.2 3.1.2
 - NI-DAQmx ADE Support 9.8
 - NI-DAQmx Device Driver 9.8
 - NI-DAQmx MAX Configuration 9.8
 - ▶ NI-DCPower
 - ▶ NI-DMM 3.1
 - ▶ NI-FGEN
 - NI-HSDIO 1.9.5
 - NI-HWS 1.5.1

Figura 13: Paquetes LabVIEW mediante NI-MAX

2. Instalado LabView 2013 aparecerá en barra de herramientas el icono específico de OPC SERVER.



Figura 14: Icono de OPC-Server en Barra de Herramientas.

3. A continuación se seleccionará Nuevo Canal.

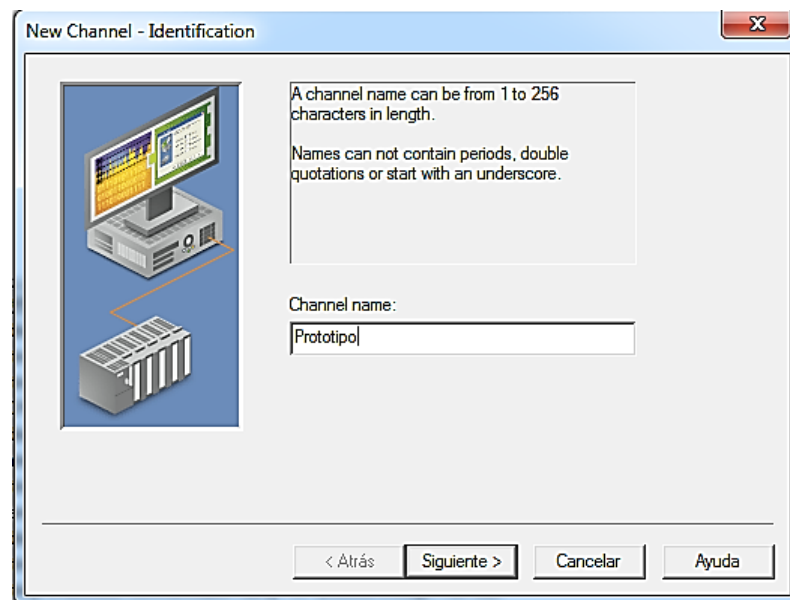


Figura 15: Ventana de Selección de Nuevo Canal.

4. Se dará clic en siguiente, donde aparecerá tipo de comunicación. El cual se elegirá Modbus sobre TCP/IP.

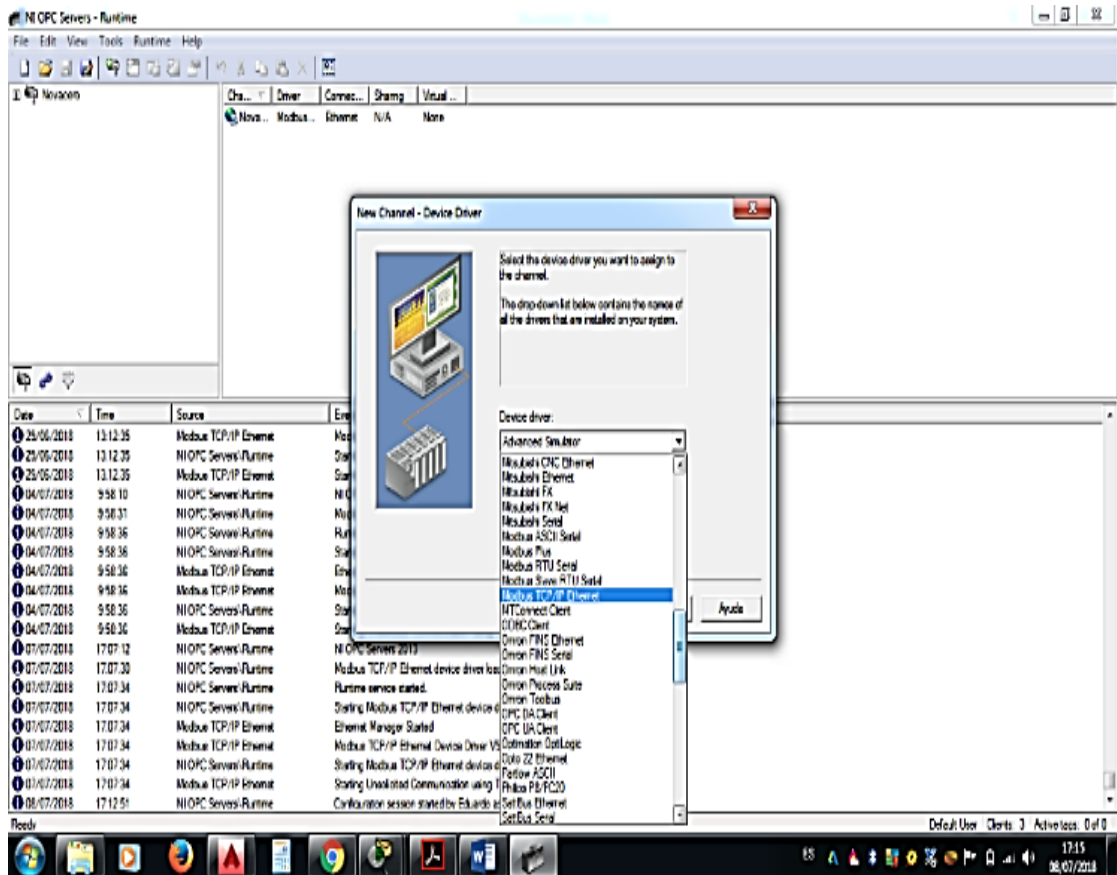


Figura 16: Ventana de Selección de Tipo de Comunicación.

- Creación de un nuevo dispositivo, se recomendará utilizar el nombre técnico del equipo de medición.

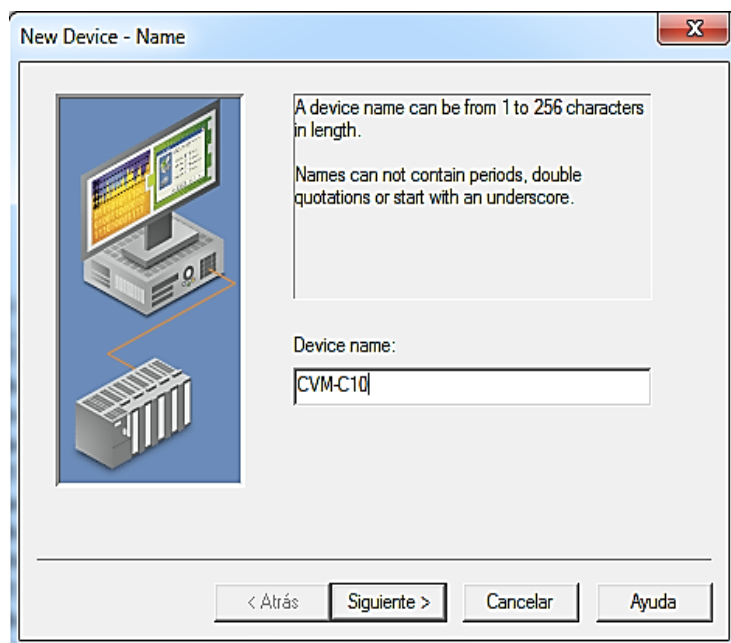


Figura 17: Ventana de Creación de Nuevo Dispositivo

6. Se introducirá o asignará la dirección IP de la pasarela Ethernet LINK150 seguido del identificador de esclavo del equipo de medición.

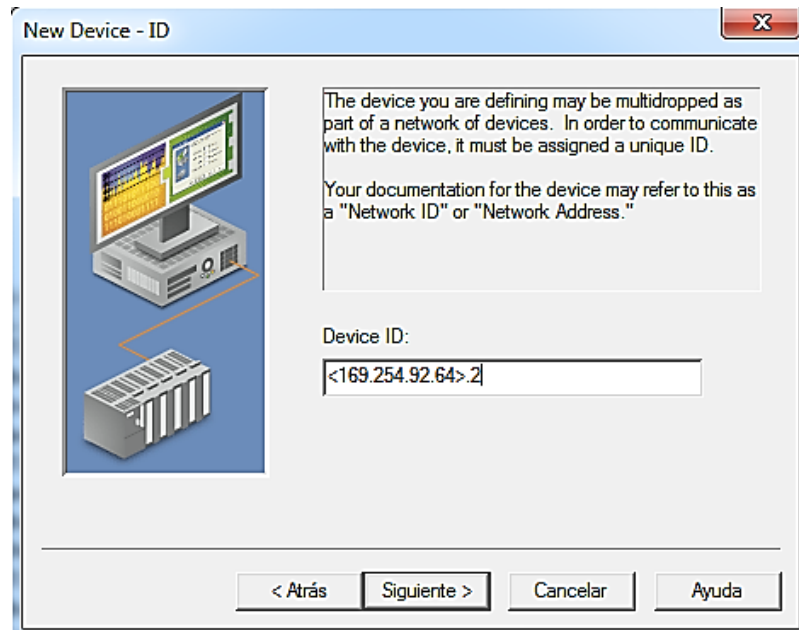


Figura 18: Ventana de Asignación IP e ID de Esclavo.

7. Es importante recordar que el número de puerto por el cual se comunica TCP/IP será 502. Se recomendará no cambiar este valor, es un valor por defecto.

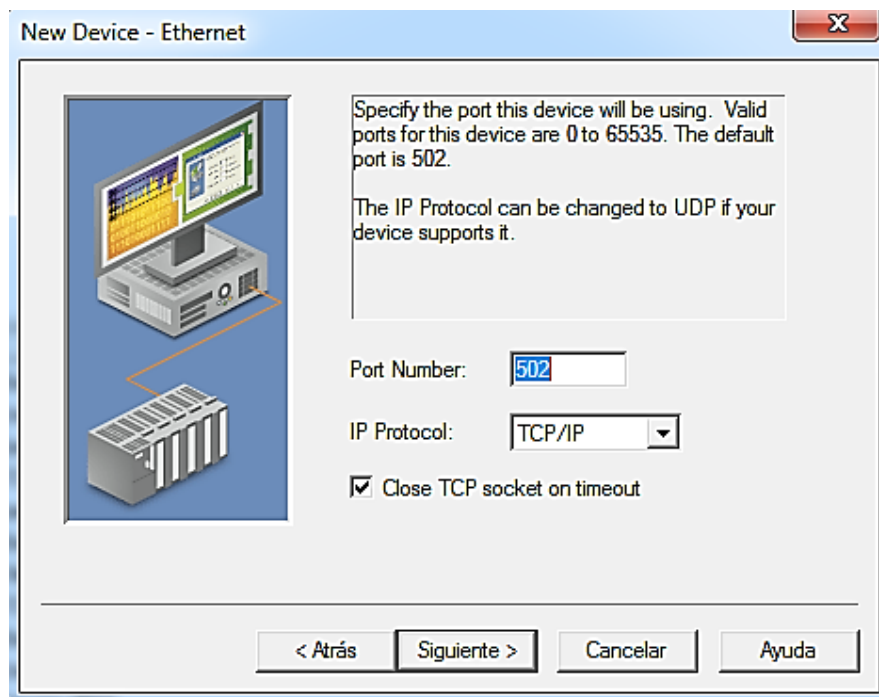


Figura 19: Ventana de Indicador Numero de Puerto de TCP/IP.

8. Finalizado estos pasos de configuración se iniciará con la creación de Tags, los cuales funcionarán como indicadores de los parámetros de medición pero antes dicha creación debe cumplir con las siguientes pasos:

- **Funciones MODBUS:** Son campos que contienen un único byte, donde se le indicará al maestro el tipo de servicio o función requerida al esclavo (lectura, escritura, etc). En concordancia con el protocolo, cada función se utilizará para el acceso de un tipo específico de dato.

Tabla 5: Funciones MODBUS

Funciones MODBUS		
Ítem	Función	Descripción
1	1	Lectura del estado de un bit de memoria (Salidas)
2	2	Lectura del estado de un bit de memoria (Entradas)
3	3	Lectura del estado de un registro de memoria (Salidas)
4	4	Lectura del estado de un registro de memoria (Entradas)
5	5	Forzar el estado de una salida (0 Lógico = 00; 1 Lógico = FF)
6	15	Forzar el estado de múltiples salida (0 Lógico = 00; 1 Lógico = FF)

- **Mapa MODBUS:** El mapa de memoria MODBUS se refiere a todas las direcciones posibles que el medidor de energía utiliza para especificar los parámetros de tensiones, corrientes, potencias, frecuencia, etc. Conocer este mapa optimizará los accesos a bancos de memoria del dispositivo externo, optimizando conexiones y diagnosticar problemas de forma inmediata.
- **Protocolo MODBUS-RTU:** Este protocolo permite realizar una transmisión de datos confiable a través de grandes distancias, la velocidad máxima de transmisión es de 10 Mbps y una longitud máxima de 1200 metros.
- **Modos de Transmisión:** En la especificación del protocolo están definidos dos modos de transmisión: ASCII y RTU. Los modos definen la forma como son transmitidos los bytes del mensaje. No es posible utilizar los dos modos de transmisión en la misma red. En el modo RTU, cada palabra transmitida posee 1 start bit, ocho bits de datos, 2 stop bits, sin paridad. De este modo, la secuencia de bits para la transmisión de un byte es la siguiente:

Start	B0	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	Stop	Stop
-------	----	----	----	----	----	----	----	----	------	------

Figura 20: Secuencia de bits en la transmisión de un byte

En el modo RTU, cada byte de datos es transmitido como siendo una única palabra con su valor directamente en hexadecimal.

- Estructura de los mensajes en el modo RTU: La red MODBUS-RTU utiliza el sistema maestro-esclavo para el intercambio de mensajes. Permite hasta 247 esclavos, y solamente un maestro. Toda comunicación inicia con el maestro haciendo una solicitud a un esclavo, y este contesta al maestro. En los telegramas (pregunta y respuesta) del maestro y esclavos la estructura utilizada es la misma: Dirección, Código de la Función, Datos y Checksum. Solo el contenido de los datos posee tamaño variable.

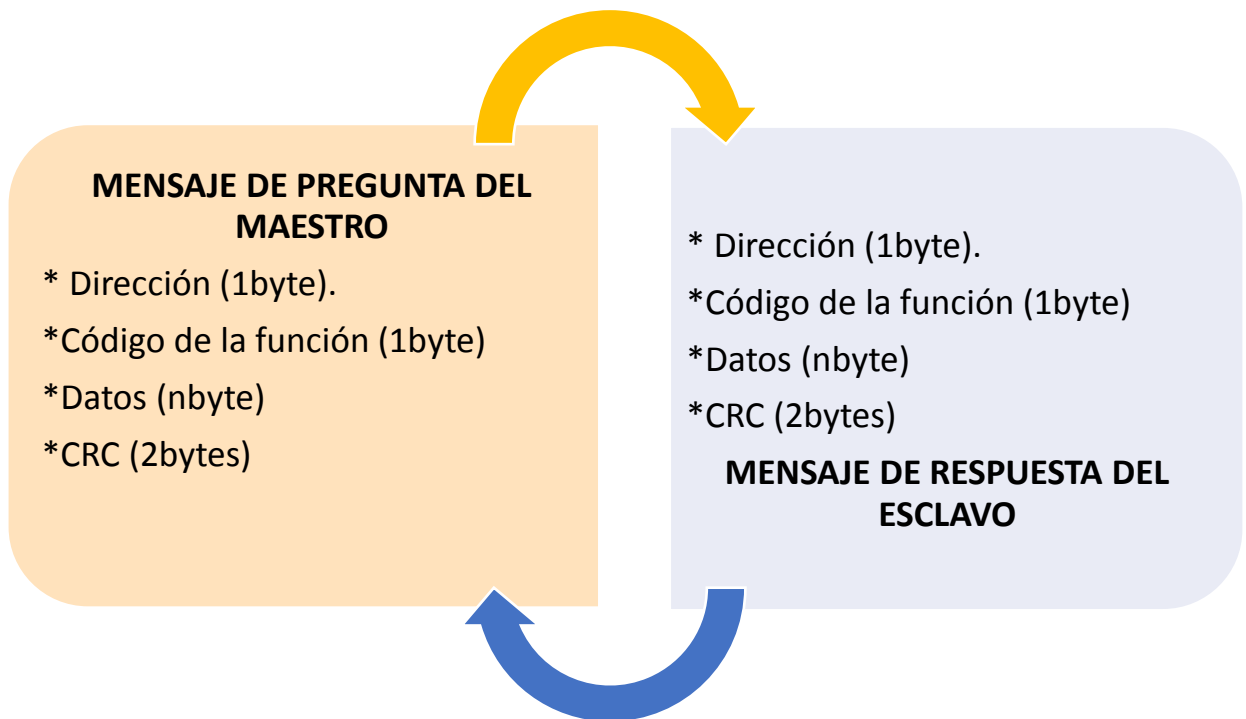


Figura 21: Estructura del mensaje Modbus RS-485

Realizado el análisis acerca de las consideraciones para la creación de Tags, se procederá con la creación de los mismos. En la siguiente tabla podemos observar un ejemplo de registros que corresponden al medidor PM5500 de Schneider.

Tabla 6: Registro de Parámetros para MODBUS (PM5500)

Meter Data (Basic)			3000
	Current		3000
		Current A	3000
		Current B	3002
		Current C	3004
		Current N	3006
		Current G	3008
		Current Avg	3010
	Current Unbalance		3012
		Current Unbalance A	3012
		Current Unbalance B	3014
		Current Unbalance C	3016
		Current Unbalance Worst	3018
	Voltage		3020
		Voltage A-B	3020
		Voltage B-C	3022
		Voltage C-A	3024
		Voltage L-L Avg	3026
		Voltage A-N	3028
		Voltage B-N	3030
		Voltage C-N	3032
		Voltage N-G	3034
		Voltage L-N Avg	3036
	Voltage Unbalance		3038
		Voltage Unbalance A-B	3038
		Voltage Unbalance B-C	3040
		Voltage Unbalance C-A	3042
		Voltage Unbalance L-L Worst	3044
		Voltage Unbalance A-N	3046
		Voltage Unbalance B-N	3048
		Voltage Unbalance C-N	3050
		Voltage Unbalance L-N Worst	3052
	Power		3054
		Active Power A	3054
		Active Power B	3056
		Active Power C	3058
		Active Power Total	3060
		Reactive Power A	3062
		Reactive Power B	3064
		Reactive Power C	3066
		Reactive Power Total	3068
		Apparent Power A	3070
		Apparent Power B	3072
		Apparent Power C	3074
		Apparent Power Total	3076
	Power Factor		3078
		Power Factor A	3078
		Power Factor B	3080
		Power Factor C	3082
		Power Factor Total	3084

		Displacement Power Factor A	3086
		Displacement Power Factor B	3088
		Displacement Power Factor C	3090
		Displacement Power Factor Total	3092
	Frequency	Frequency	3110

Los registros de los parámetros eléctricos que se utilizarán en la creación de Tags mediante OPC-Server se detallan a continuación.

Tabla 7: Registro de Parámetros para HMI (PM5500)

Voltaje Fases A-B	3020
Voltaje Fases B-C	3022
Voltaje Fases C-A	3024
Voltaje A-Neutro	3028
Voltaje B-Neutro	3030
Voltaje C-Neutro	3032
Voltaje Neutro-Tierra	3034
Voltaje L-N Avg	3036

Así se podrá distinguir en la siguiente imagen, creación de Tags mediante OPC-Server.

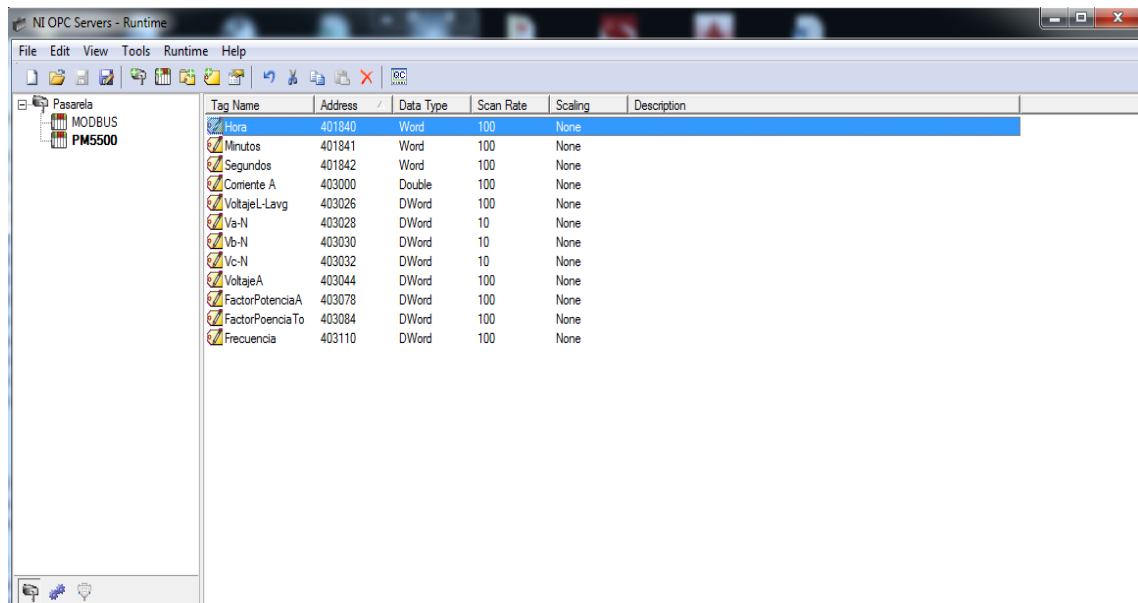


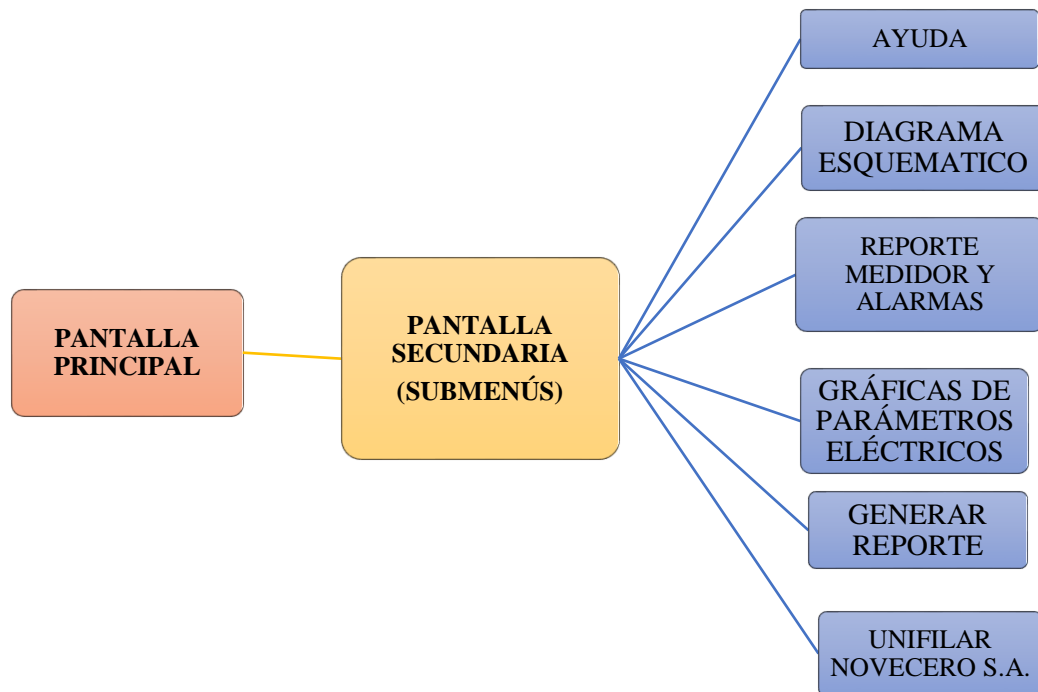
Figura 22: Creación de Tags en OPC-Server

VI. DESCRIPCIÓN DE LA INTERFAZ GRÁFICA (HMI)

A continuación se explica paso a paso como está configurado el sistema SCADA mediante la realización del HMI.

JERARQUIZACION DE PANTALLAS

A continuación se mostrara la jerarquización con la que cuenta el Sistema SCDA para la supervisión en tiempo real de medidores industriales de energía a través de un HMI desarrollado mediante el software LabView.



PANTALLA PRINCIPAL

Al ejecutar la aplicación se muestra la siguiente pantalla.

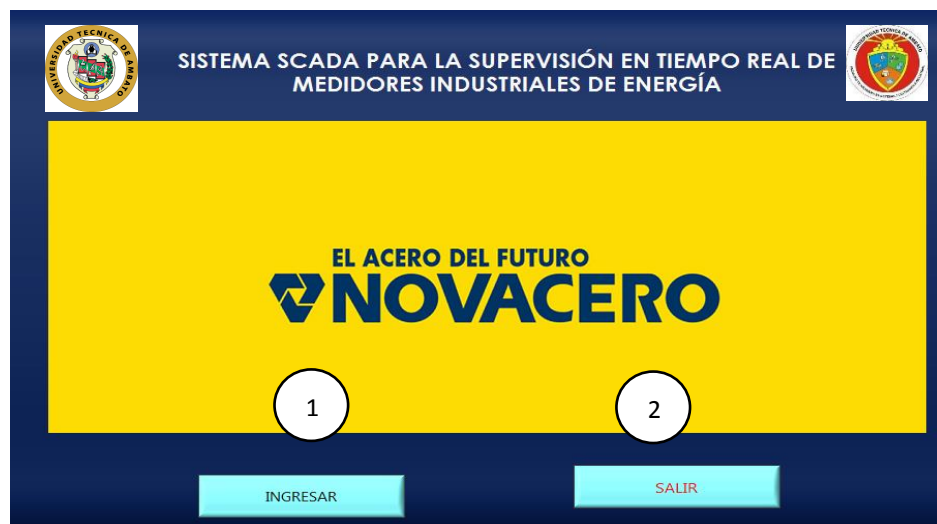


Figura 23: Pantalla Inicial de Interface Gráfica

DESCRIPCIÓN GENERAL DE PANTALLA PRINCIPAL

3. El botón Ingresar permite el ingreso a través de un Usuario y Contraseña a la pantalla secundaria la cual visualizar submenús que corresponden a los parámetros necesario de medición.
4. El botón salir permite Salir totalmente de la ejecución del HMI.

DESCRIPCIÓN SEGUNDA PANTALLA

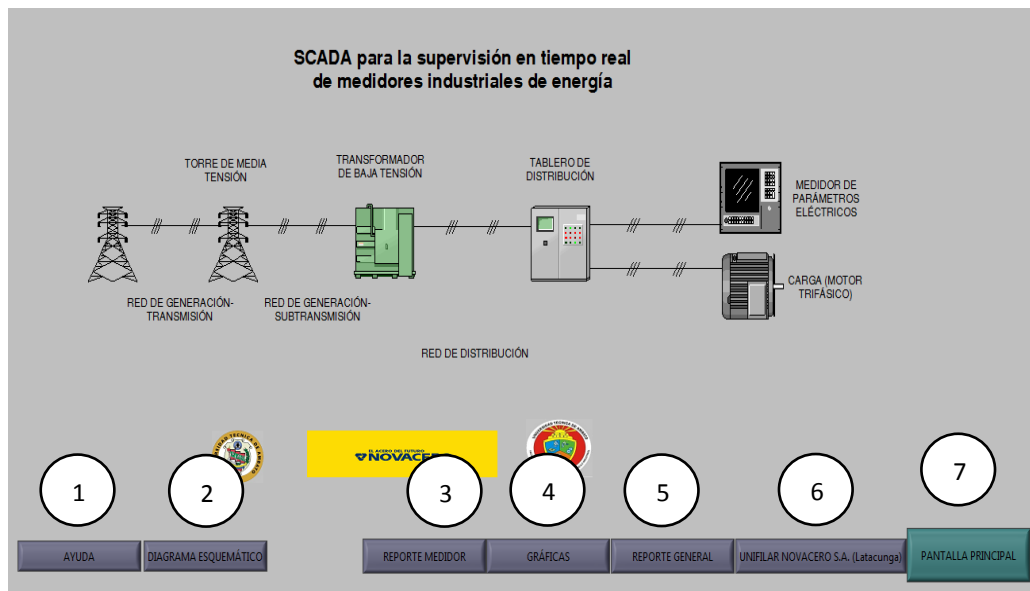


Figura 24: Segunda Pantalla Submenús

7. Se visualiza la pantalla AYUDA, donde existe una pequeña ayuda de concordancia con la configuración de todo el Sistema SCADA como se muestra en la siguiente figura.

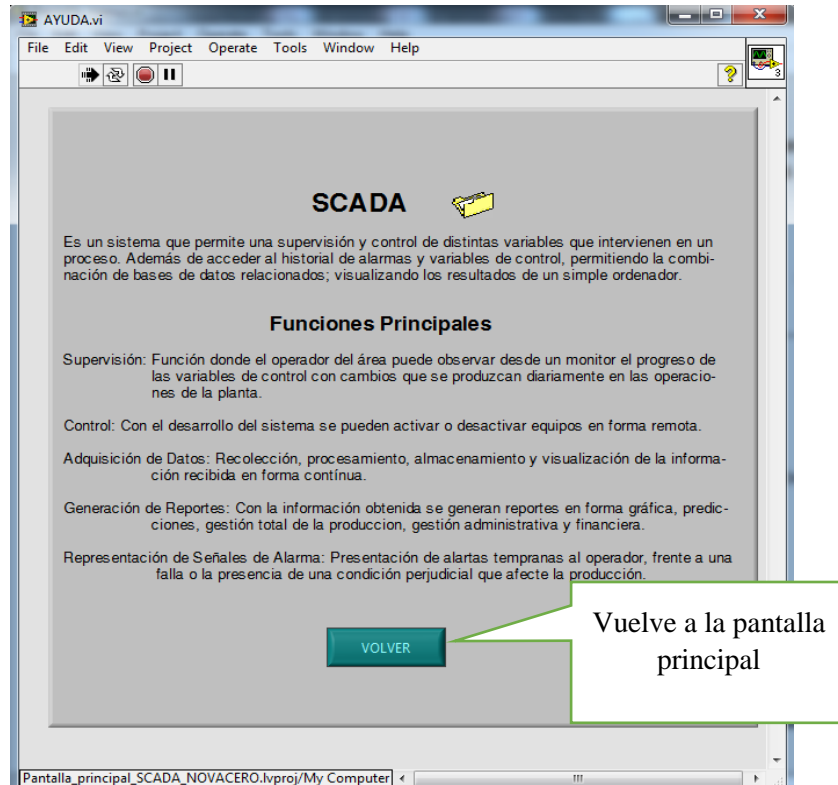


Figura 25: Pantalla AYUDA

8. En esta opción podemos apreciar una pantalla donde se encuentra el diagrama esquemático del sistema implementado, tanto en redes de distribución y elementos de medición.

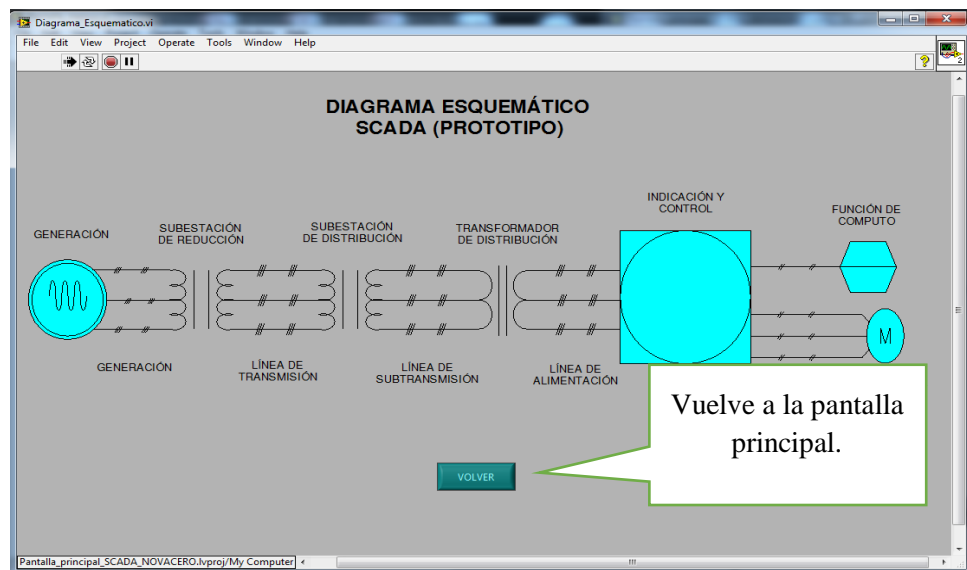


Figura 26: Pantalla Diagrama Esquemático.

- En la opción de reporte de medidor se visualiza la pantalla, donde se muestran los datos adquiridos por el OPC-Server de los parámetros de voltaje, corriente y potencia del medidor, conjuntamente con una tabla donde se muestran las alarmas que se generan durante la ejecución del programa.



Figura 27: Pantalla Reporte Medidor y Alarmas.

- En la opción de graficas de parámetros eléctricos se puede observar la pantalla donde se generan mediante indicadores gráficos los parámetros eléctricos de voltajes, corrientes y potencias.

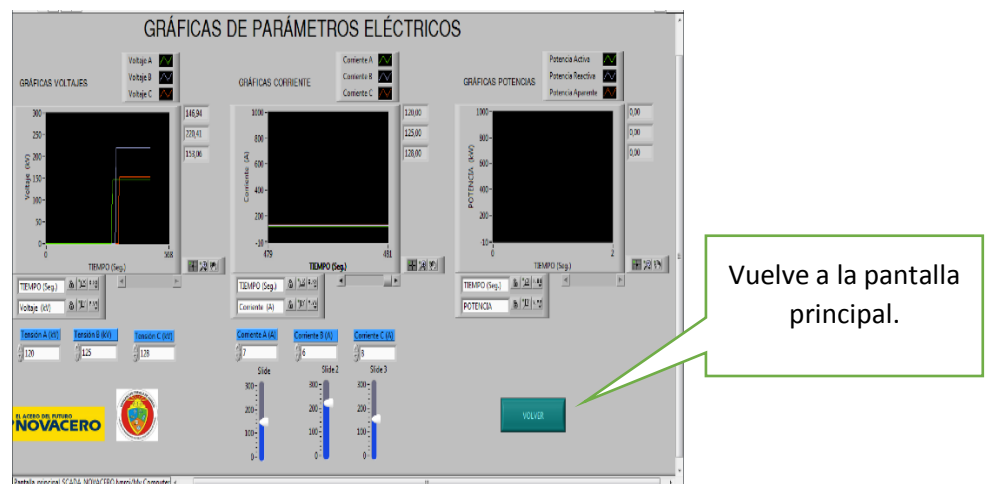


Figura 28: Pantalla Gráficos Parámetros Eléctricos.

- En esta opción de acuerdo a los botones generados se puede visualizar la pantalla donde se encuentra el unifilar de NOVACERO SA (PLANTA LASSO) correspondiente a la sección de Subestación.

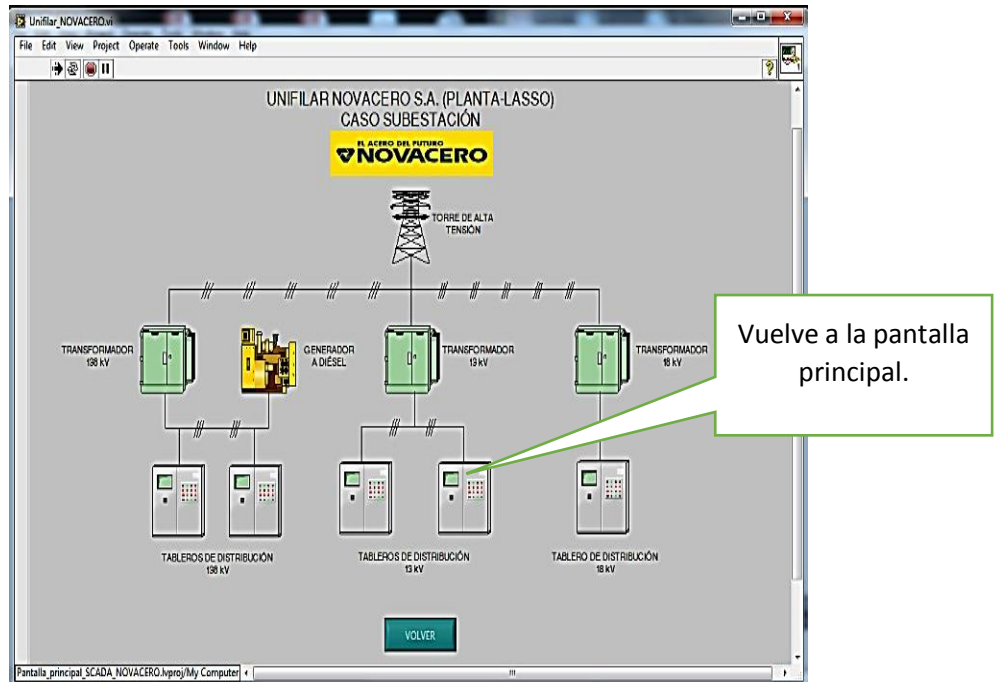


Figura 29: Pantalla Unifilar NOVACERO S.A.

12. Para el botón Pantalla principal nos permite regresar a la pantalla principal o inicial del HMI.

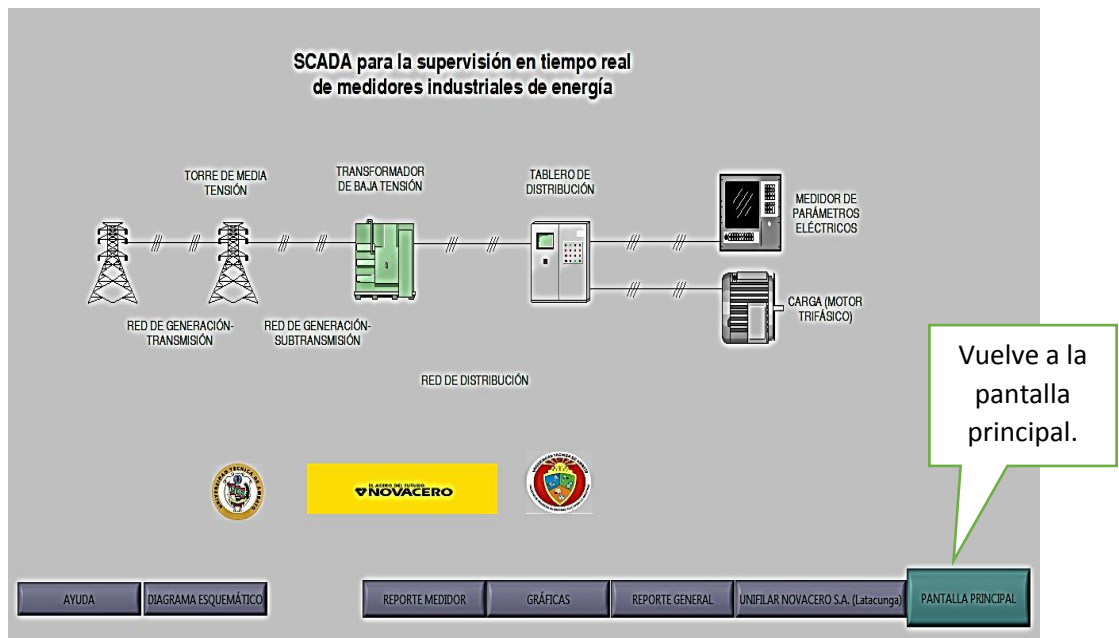


Figura 30: Pantalla Secundaria (Opción pantalla Principal)

PANTALLA ALARMAS

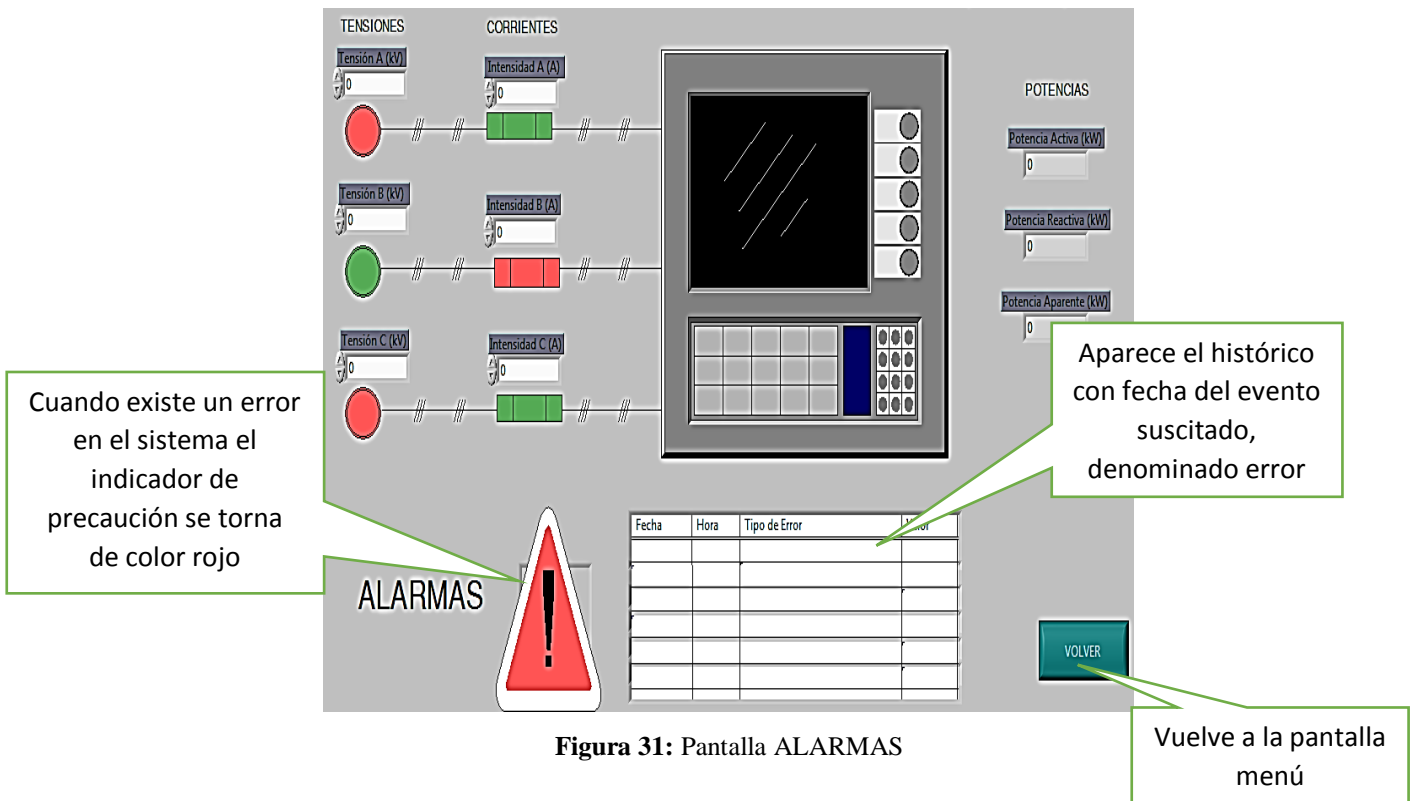


Figura 31: Pantalla ALARMAS

A continuación se explicará cada uno de los eventos que se realizan en el momento que se genera una alarma en los parámetros eléctricos.

- i. Si los indicadores de alarmas se encuentran en color verde, el ingreso de tensión e intensidad eléctrica están con los valores adecuados, es decir no hay aumento ni disminución de estos dos parámetros.
- ii. Si los indicadores de alarmas se encuentran en color rojo, los ingresos de valores de tensión e intensidad eléctrica no son correctos, es decir que se produce aumento de parámetros eléctricos y se recomienda la solución inmediata de estos errores.
- iii. En la tabla se podrán observar las distintas alarmas que se generan con cada fallo en los distintos indicadores de Tensión e Intensidad eléctrica respectivamente.

Nota: El diseño de las pantallas del Sistema SCADA para la supervisión en tiempo real de medidores industriales de energía eléctrica a través de la interface gráfica (HMI), cumplen con los parámetros necesarios de diseño, cumpliendo las normas ISA:

- ISA 5.1: Simbología e Identificación de Instrumentación.

- ISA 18.2: Sistemas de Monitoreo, Interfaces HMI, ALARMAS.
- ISA 101: Interfaces HOMBRE-MAQUINA.


Ing. Alejandra Ortiz
Jefe del Departamento de Subestaciones
Novacero SA.




Realizado por:
Manuel E. Molina
UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO

ANEXO B: HOJAS DE PARÁMETROS TÉCNICOS

HOJAS TÉCNICAS DEL ANALIZADOR DE REDES CVM-C10

Características técnicas

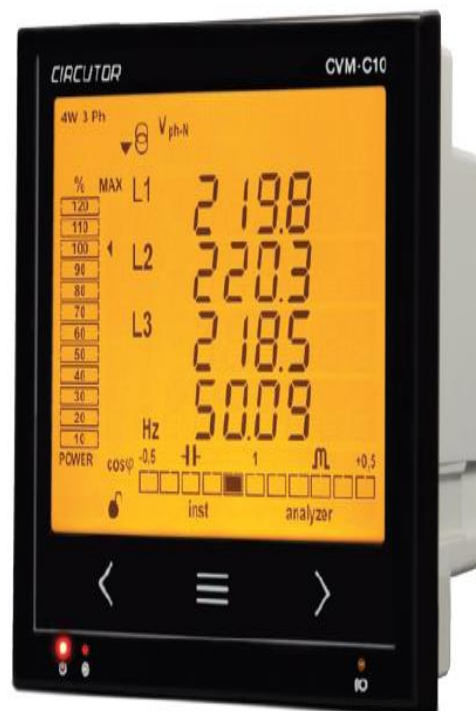
Alimentación	85...265 V _{c.a.} / 95...300 V _{c.a.}	
Medida	Tensión	300 V _{c.a. 1φ} / 520 V _{c.a. 1φ} 50...60 Hz
	Corriente	ITF ... /5 A ó /1 A MC ... /250 mA
	Muestreo	64 muestras/ciclo
Precisión	V, I, kW	0,5% (sin transformador)
	Energías	1% (sin transformador)
Comunicaciones	Protocolo	RS-485 Modbus/RTU (A(+) & B(-))
	Velocidad (baudios)	9600, 19200, 38400
	Bit, paridad, stop	8, n, 1
Salidas	2 salidas digitales	Interfaz S0 Configurable hasta 1000 impulsos por kWh, kvarh, etc. 2 Transistores NPN (24 V _{cc} max, 50 mA, 5 imp/s, Max Ton/Toff configurable)
	2 salidas a relé	Max / Min / Histéresis / No/NC / Enclavamiento 250 V _{c.a.} , 6 A
Entradas	2 entradas digitales	Selección de tarifa o alarmas externas NPN, optoacopladas
Seguridad	Grado protección	Frontal IP65
	Clase III según EN 61010 Protección frente a choque eléctrico por doble aislamiento Clase II	
Normas	IEC 61000, IEC 61000-4-3, IEC 610004-11, IEC 61000-4-4, IEC 610004-5, Medida según MID, según UL	

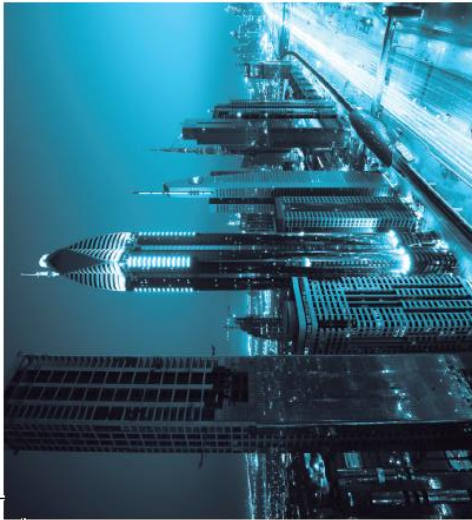
Referencias

Tipo	Código	Canales de medida de corriente	Entrada de corriente
CVM-C10-ITF-485-ICT2	M55911	3	/5 ó /1 A
CVM-C10-MC-485-ICT2	M55921	3	/250 mA
CVM-C10-ITF-IN-485-IC2	M55942	4	/5 ó /1 A



La nueva generación de CVM





CVM-C10 Analizador de redes compacto y versátil (96 x 96 mm)

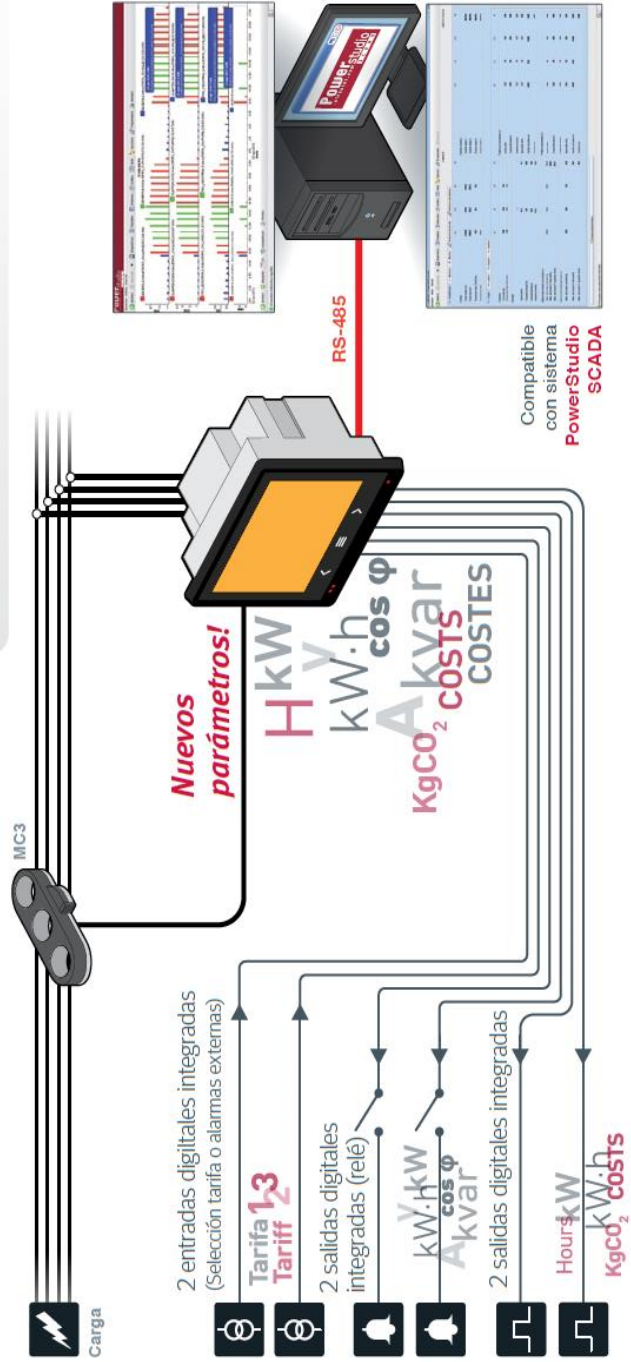
- ✓ Medida en redes monofásicas, bifásicas (2-3 hilos) y trifásicas (3 ó 4 hilos)
- ✓ Medida en 4 cuadrantes para consumo y generación en un mismo punto de medida
- ✓ Alto grado de protección (Frontal IP65)
- ✓ Medida mediante transformadores eficientes MC de CIRCUTOR o transformadores /5 A o /1 A
- ✓ 2 salidas digitales (Interfaz S0 o alarmas)
- ✓ 2 salidas de relé
- ✓ 2 entradas digitales (selección de tarifa ó alarmas externas)
- ✓ Comunicaciones RS-485 Modbus/RTU

Tecnológicamente avanzados

- Integrable en sistemas de gestión remota (XML, WEB, SNMP)
- Muestra parámetros de forma configurable según ratios configurables
- Diseño sobrio y elegante con gráfica VGA color y teclado táctil además le dota de una alta protección frontal (IP65)
- y además...
 - Visualice en display el consumo eléctrico moneda de su país, según tres tarifas o la energía eléctrica consumida.
 - Obtenga el indicador de kgCO₂ emitidos cada una de ellas.

Nueva interfaz rediseñada

- Teclado táctil retroiluminado (capacitivo)
- Visualización analógica para los parámetros instantáneos (Potencia, Máxima potencia alcanzada y Cosφ o PF)
- Display retroiluminado
- Indicador LED de alarma



MAPA DE MEMORIA MODBUS

Dentro del protocolo Modbus el **CVM-C10** utiliza el modo RTU (Remote Terminal Unit).

Las funciones Modbus implementadas en el equipo son:

Función 03 y 04. Lectura de n Words (2 bytes). Función utilizada para la lectura de los parámetros que está midiendo el **CVM-C10**. Todos los parámetros son longs de 32 bits, es por ello que para pedir cada parámetro se necesitan dos Words.

El mapa de memoria Modbus:

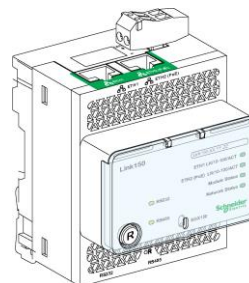
Parámetro	Símbolo	Instantáneo	Máximo	Mínimo	Unidades
Tensión fase L1	V 1	00-01	106-107	164-165	V x 10
Corriente L1	A 1	02-03	108-109	166-167	mA
Potencia Activa L1	kW 1	04-05	10A-10B	168-169	W
Potencia Inductiva L1	kvarL 1	06-07	10C-10D	16A-16B	var
Potencia Capacitiva L1	kvarC 1	08-09	10E-10F	16C-16D	var
Potencia Aparente L1	kVA 1	0A-0B	110-111	16E-16F	VA
Factor de potencia L1	PF 1	0C-0D	112-113	170-171	x 100
Cos ϕ L1	Cos ϕ 1	0E-0F	114-115	172-173	x 100
Tensión fase L2	V 2	10-11	116-117	174-175	V x 10
Corriente L2	A 2	12-13	118-119	176-177	mA
Potencia Activa L2	kW 2	14-15	11A-11B	178-179	W
Potencia Inductiva L2	kvarL 2	16-17	11C-11D	17A-17B	var
Potencia Capacitiva L2	kvarC 2	18-19	11E-11F	17C-17D	var
Potencia Aparente L2	kVA 2	1A-1B	120-121	17E-17F	VA
Factor de potencia L2	PF 2	1C-1D	122-123	180-181	x 100
Cos ϕ L2	Cos ϕ 2	1E-1F	124-125	182-183	x 100
Tensión fase L3	V 3	20-21	126-127	184-185	V x 10
Corriente L3	A 3	22-23	128-129	186-187	mA
Potencia Activa L3	kW 3	24-25	12A-12B	188-189	W
Potencia Inductiva L3	kvarL 3	26-27	12C-12D	18A-18B	var
Potencia Capacitiva L3	kvarC 3	28-29	12E-12F	18C-18D	var
Potencia Aparente L3	kVA 3	2A-2B	130-131	18E-18F	VA
Factor de potencia L3	PF 3	2C-2D	132-133	190-191	x 100
Cos ϕ L3	Cos ϕ 3	2E-2F	134-135	192-193	x 100
Potencia Activa trifásica	kW III	30-31	136-137	194-195	W
Potencia inductiva trifásica	kvarL III	32-33	138-139	196-197	var
Potencia capacitiva trifásica	kvarC III	34-35	13A-13B	198-199	var
Potencia aparente trifásica	kVA III	36-37	13C-13D	19A-19B	VA
Factor de potencia trifásica	PF III	38-39	13E-13F	19C-19D	x100
Cos ϕ trifásico	Cos ϕ III	3A-3B	140-141	19E-19F	x100
Frecuencia L1	Hz	3C-3D	142-143	1A0-1A1	Hz x100
Tensión L1-L2	V12	3E-3F	144-145	1A2-1A3	V x 100
Tensión L2-L3	V23	40-41	146-147	1A4-1A5	V x 100
Tensión L3-L1	V31	42-43	148-149	1A6-1A7	V x 100
Corriente Neutro N	A N	44-45	14A-14B	1A8-1A9	mA
% THD tensión L1	% THDV1	46-47	14C-14D	1AA-1AB	% x 100

Parámetro	Símbolo	Instantáneo	Máximo	Mínimo	Unidades
% THD tensión L2	% THDV2	48-49	14E-14F	1AC-1AD	% x 100
% THD tensión L3	% THDV3	4A-4B	150-151	1AE-1AF	% x 100
% THD Corriente L1	% THDI1	4C-4D	152-153	1B0-1B1	% x 100
% THD Corriente L2	% THDI2	4E-4F	154-155	1B2-1B3	% x 100
% THD Corriente L3	% THDI3	50-51	156-157	1B4-1B5	% x 100
Máxima demanda kW III	Md(Pd)	52-53	158-159	-	W
Máxima demanda kVA III	Md(Pd)	54-55	15A-15B	-	VA
Máxima demanda I AVG	Md(Pd)	56-57	15C-15D	-	mA
Máxima demanda I L1	Md(Pd)	58-59	15E-15F	-	mA
Máxima demanda I L2	Md(Pd)	5A-5B	160-161	-	mA
Máxima demanda I L3	Md(Pd)	5C-5D	162-163	-	mA

Parámetro	Símbolo	Tarifa 1	Tarifa 2	Tarifa 3	Total	Unidades
Energía activa consumida (kW)	kWh III	5E-5F	88-89	B2-B3	DC-DD	kWh
Energía activa consumida(W)	kWh III	60-61	8A-8B	B4-B5	DE-DF	Wh
Energía reactiva inductiva consumida (kvarhL)	kvarhL III	62-63	8C-8D	B6-B7	E0-E1	kvarh
Energía reactiva inductiva consumida (varhL)	kvarhL III	64-65	8E-8F	B8-B9	E2-E3	varh
Energía reactiva capacitiva consumida (kvarhC)	kvarhC III	66-67	90-91	BA-BB	E4-E5	kvarh
Energía reactiva capacitiva consumida (varhC)	kvarhC III	68-69	92-93	BC-BD	E6-E7	varh
Energía aparente consumida (kVAh)	kVAh III	6A-6B	94-95	BE-BF	E8-E9	kVAh
Energía aparente consumida (VAh)	kVAh III	6C-6D	96-97	C0-C1	EA-EB	VAh
Emisiones CO consumidas	KgCO	6E-6F	98-99	C2-C3	EC-ED	x10
Coste consumida	\$	70-71	9A-9B	C4-C5	EE-EF	x10
Energía activa generada (kW)	kWh III	72-73	9C-9D	C6-C7	F0-F1	kWh
Energía activa generada (W)	kWh III	74-75	9E-9F	C8-C9	F2-F3	Wh
Energía reactiva inductiva generada (kvarhL)	kvarhL III	76-77	A0-A1	CA-CB	F4-F5	kvarh
Energía reactiva inductiva genera- da (varhL)	kvarhL III	78-79	A2-A3	CC-CD	F6-F7	varh
Energía reactiva capacitiva generada (kvarhC)	kvarhC III	7A-7B	A4-A5	CE-CF	F8-F9	kvarh
Energía reactiva capacitiva generada (varhC)	kvarhC III	7C-7D	A6-A7	D0-D1	FA-FB	varh
Energía aparente generada (kVAh) 2	kVAh III	7E-7F 2	A8-A9	D2-D3	FC-FD	kVAh
Energía aparente generada(VAh)	kVAh III	80-81	AA-AB	D4-D5	100-101	VAh
Emisiones CO generadas	KgCO	82-83	AC-AD	D6-D7	102-103	x10
Coste generada	\$	84-85	AE-AF	D8-D9	104-105	x10
Horas por tarifa	Hours	86-87	B0-B1	DA-DB	106-107	seg

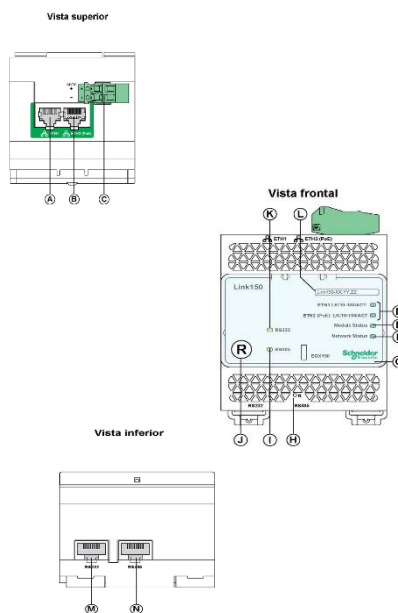
Parámetro	Tensión L1	Tensión L2	Tensión L3	Unidades
Arm.Fundamental	A28-A29	A48-A49	A68-A69	V x 10
2º Armónico	A2A	A4A	A6A	% x 10
3º Armónico	A2B	A4B	A6B	% x 10
4º Armónico	A2C	A4C	A6C	% x 10
5º Armónico	A2D	A4D	A6D	% x 10
6º Armónico	A2E	A4E	A6E	% x 10
7º Armónico	A2F	A4F	A6F	% x 10
8º Armónico	A30	A50	A70	% x 10
9º Armónico	A31	A51	A71	% x 10
10º Armónico	A32	A52	A72	% x 10
11º Armónico	A33	A53	A73	% x 10
12º Armónico	A34	A54	A74	% x 10
13º Armónico	A35	A55	A75	% x 10
14º Armónico	A36	A56	A76	% x 10
15º Armónico	A37	A57	A77	% x 10
16º Armónico	A38	A58	A78	% x 10
17º Armónico	A39	A59	A79	% x 10
18º Armónico	A3A	A5A	A7A	% x 10
19º Armónico	A3B	A5B	A7B	% x 10
20º Armónico	A3C	A5C	A7C	% x 10
21º Armónico	A3D	A5D	A7D	% x 10
22º Armónico	A3E	A5E	A7E	% x 10
23º Armónico	A3F	A5F	A7F	% x 10
24º Armónico	A40	A60	A80	% x 10
25º Armónico	A41	A61	A81	% x 10
26º Armónico	A42	A62	A82	% x 10
27º Armónico	A43	A63	A83	% x 10
28º Armónico	A44	A64	A84	% x 10
29º Armónico	A45	A65	A85	% x 10
30º Armónico	A46	A66	A86	% x 10
31º Armónico	A47	A67	A87	% x 10
Parámetro	Corriente L1	Corriente L2	Corriente L3	Unidades
Arm.Fundamental	A88-A89	AA8-AA9	AC8-AC9	mA x 10
2º Armónico	A8A	AAA	ACA	% x 10
3º Armónico	A8B	AAB	ACB	% x 10
4º Armónico	A8C	AAC	ACC	% x 10
5º Armónico	A8D	AAD	ACD	% x 10
6º Armónico	A8E	AAE	ACE	% x 10
7º Armónico	A8F	AAF	ACF	% x 10
8º Armónico	A90	AB0	AD0	% x 10
9º Armónico	A91	AB1	AD1	% x 10
10º Armónico	A92	AB2	AD2	% x 10
11º Armónico	A93	AB3	AD3	% x 10
12º Armónico	A94	AB4	AD4	% x 10
13º Armónico	A95	AB5	AD5	% x 10

Dirección de pasarela Ethernet Link150



Descripción del hardware

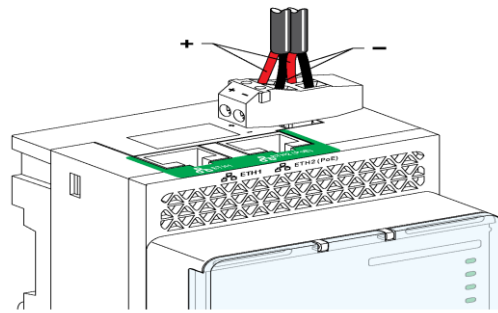
- A: ETH1: puerto de comunicación Ethernet 1
- B: ETH2: puerto de comunicación Ethernet 2 (Power over Ethernet)
- C: Bloque de terminales de la fuente de alimentación de 24 V CC
- D: LED de comunicación Ethernet
- E: LED de estado del módulo
- F: LED de estado de la red
- G: Cubierta transparente precintable
- H: Pin de restablecimiento de IP
- I: LED de estado de tráfico de RS485
- J: Botón de reinicio suave del dispositivo (accesible con la cubierta cerrada)
- K: LED de estado de tráfico de RS232
- L: Etiqueta del nombre del dispositivo
- M: Puerto RS232
- N: Puerto RS485



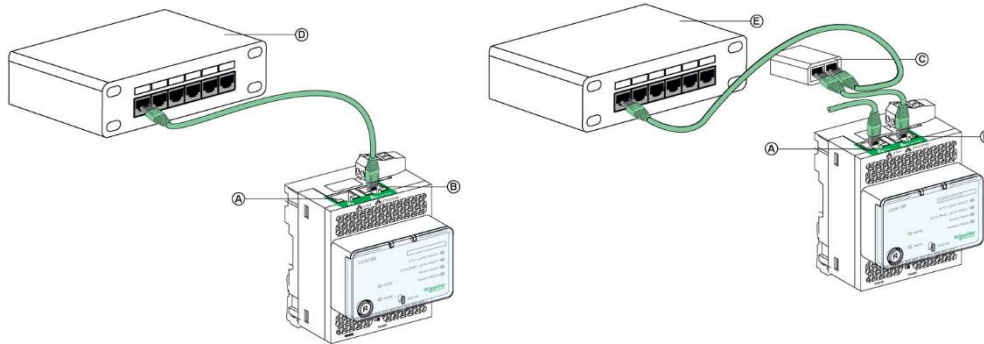
Bloque de terminales de la fuente de alimentación de 24 V CC

Ethernet Gateway Link150 recibe alimentación de 24 V CC o Power-over-Ethernet (PoE). Se recomienda utilizar una fuente de alimentación de tensión limitada/corriente limitada con listado UL/reconocida por UL, o bien de Clase 2 con 24 V CC, 500 mA como mínimo.

NOTA: Si el módulo se conecta con PoE y 24 V CC, y se retira 24 V CC, hay una pérdida temporal de comunicación hasta que el dispositivo obtiene la alimentación de PoE.



7 mm 0,27 in	0,2-1,5 mm ² 24-16 AWG	0,8 N•m 7 lb-in	≤ 3 mm ≤ 0,12 in



- A: Puerto de comunicación Ethernet 1
- B: Puerto de comunicación Ethernet 2 (PoE)
- C: Inyector PoE Midspan
- D: Conmutador Ethernet con puertos PoE Endspan
- E: Conmutador Ethernet

LED de comunicación Ethernet

Los LED Ethernet de dos colores indican el estado de la comunicación de los puertos Ethernet ETH1 y ETH2.

Indicación de LED	Indicación del estado
Amarillo	Conexión de 10 Mbps
Amarillo intermitente	Actividad de 10 Mbps
Verde	Conexión de 100 Mbps
Verde intermitente	Actividad de 100 Mbps

LED de estado del módulo

El LED de dos colores de estado de módulo indica el estado del módulo de Ethernet Gateway Link150.

Indicación de LED	Indicación del estado
Apagado permanentemente	Sin alimentación
Verde fijo	El dispositivo está operativo
Rojo fijo	Fuera de servicio
Verde intermitente (500 ms encendido, 500 ms apagado)	Firmware dañado
Rojo intermitente	Modo degradado
Rojo/verde intermitente (250 ms verde, 250 ms rojo)	Prueba autodiagnóstica

NOTA:

- Si se suelta el botón de restablecimiento de IP después de 5 segundos y antes de 10 segundos, el LED del estado del módulo parpadea en verde hasta que se suelta el botón de restablecimiento de IP.
- Si se suelta el botón de restablecimiento de IP después de 15 segundos, el LED de estado del módulo pasa a verde fijo.

LED de estado de la red

El LED de dos colores de estado de red indica el estado de la red de Ethernet Gateway Link150.

Indicación de LED	Indicación del estado
Apagado	Sin alimentación ni dirección IP
Verde constante	Dirección IP válida
Rojo constante	Dirección IP duplicada
Rojo/verde intermitente (250 ms verde, 250 ms rojo)	Autoprueba en curso
Ámbar constante	Error al configurar la IP o la dirección IP predeterminada

LED de tráfico de RS232

El LED amarillo de tráfico de la línea serie RS232 indica que el tráfico se está transmitiendo o recibiendo en la red de la línea serie RS232 a través de Ethernet Gateway Link150. El LED parpadea durante la transmisión y recepción de los mensajes. Si no es así, el LED está apagado.

LED de tráfico de RS485

El LED amarillo de tráfico de la línea serie RS485 indica que el tráfico se está transmitiendo o recibiendo en la red de la línea serie RS485 a través de Ethernet Gateway Link150. El LED parpadea durante la transmisión y recepción de los mensajes. Si no es así, el LED está apagado.

Pin de restablecimiento de IP

Si pulsa el botón de restablecimiento de IP entre 1 y 5 segundos, se restablece el modo de adquisición de IP al valor predeterminado de fábrica (DHCP).

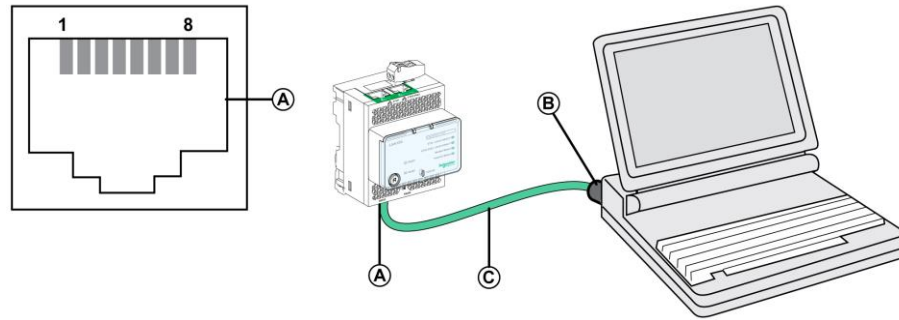
Restablecimiento de los ajustes de fábrica

Si pulsa el botón de restablecimiento de IP entre 10 y 15 segundos, toda la información configurada por el usuario adopta los valores predeterminados de fábrica.

Botón de reinicio suave del dispositivo

Pulse el botón de reinicio suave del dispositivo entre 10 y 15 segundos para realizar un reinicio suave del Link150. Para obtener más información, consulte la sección Solución de problemas ([véase página 55](#)).

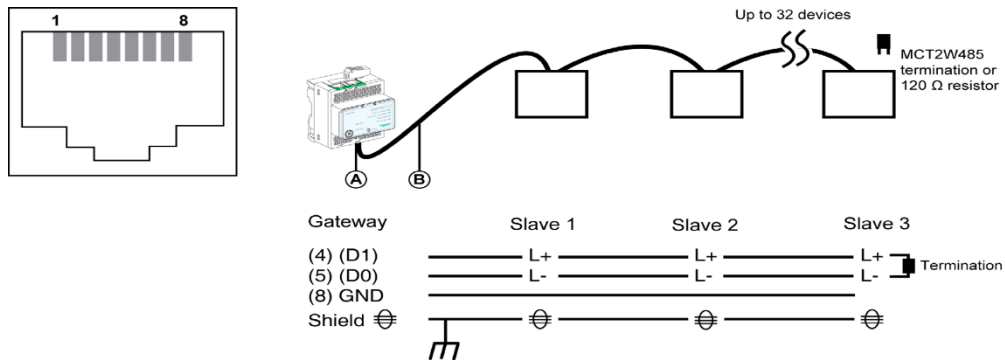
Esquema de conexión RS232



- A Puerto serie RS232
- B RJ45 a DB9
- C Cable cruzado RJ45

Número de pin	Nombre de la señal	Descripción
1	DSR	Conjunto de datos preparado
2	DCD	Detección de portadora
3	DTR	terminal de datos preparada
4	GND	Tierra
5	RX	Recibir datos
6	TX	Transmisión de datos
7	CTS	Listo para transmitir
8	RTS	Petición de envío

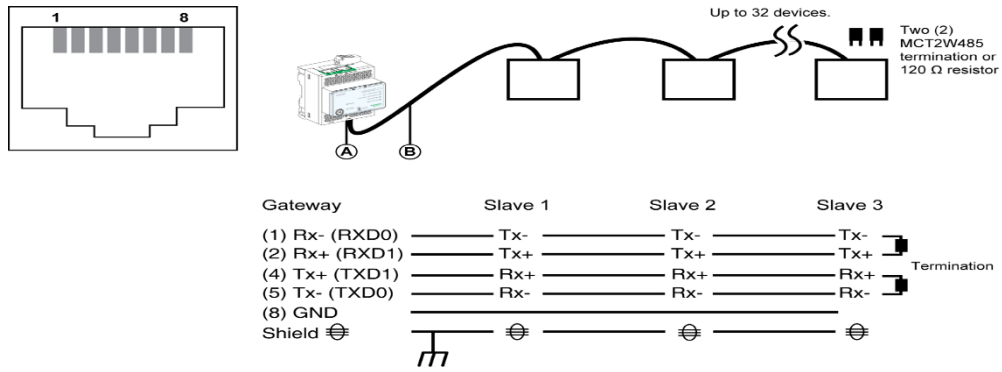
Esquema de conexión de dos hilos RS485



- A Puerto serie RS485
- B Cable RJ45 (VW3A8306D30 es un accesorio para la conexión RJ45)

Número de pin	Nombre de la señal	Descripción
1	D1	Datos+
2	D0	Datos-
3	NC	Sin conexión
4	D1	Datos+
5	D0	Datos-
6	NC	Sin conexión
7	NC	Sin conexión
8	GND	Tierra
	Pantalla	Pantalla

Esquema de conexión de 4 hilos RS485



A Puerto serie RS485

B Cable RJ45 (VW3A8306D30 es un accesorio para la conexión RJ45)

Número de pin	Nombre de la señal	Descripción
1	RX-	Recibir datos-
2	RX+	Recibir datos+
3	NC	Sin conexión
4	TX+	Transmisión de datos +
	TX-	Transmisión de datos -

ANEXO C: SOLICITUD DE CULMINACIÓN DE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN (EMPRESA)



NOVACERO S.A.

Ambato, 28 de agosto de 2018


Ingeniera M.Sc.
Pilar Urrutia U.
DECANA
Facultad de Ingeniería en Sistemas, Electrónica e Industrial
Presente

Señor Decano:

Por medio del presente, en calidad de representante de esta empresa certifico que el trabajo de investigación: "SISTEMA SCADA PARA LA SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL DE MEDIDORES INDUSTRIALES DE ENERGÍA EN LA EMPRESA NOVACERO S.A.", desarrollado por el señor: MANUEL EDUARDO MOLINA ARAUJO, ha sido concluido de conformidad a los intereses de la Empresa.

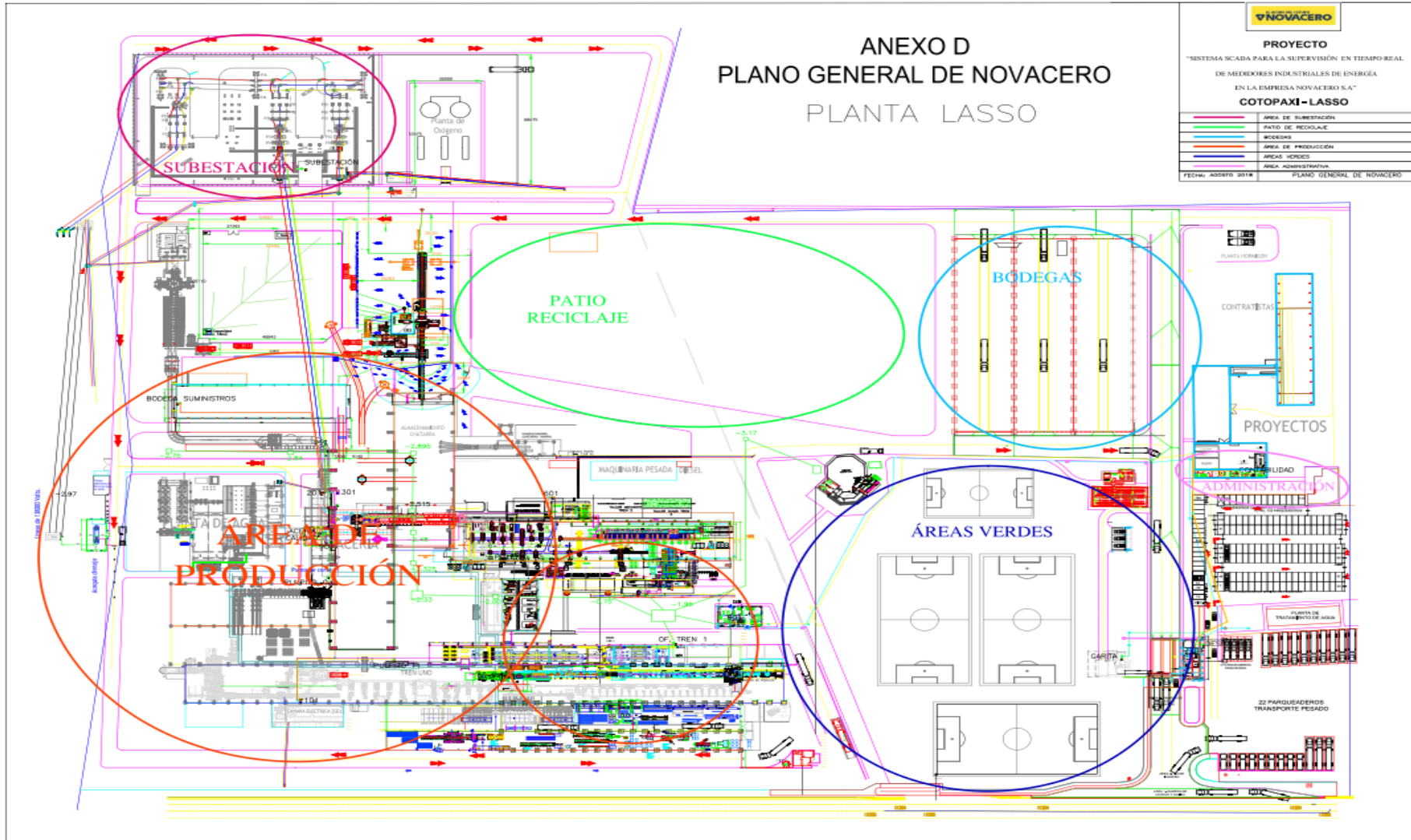
Por la atención que se sirva dar al presente, me suscribo de usted.

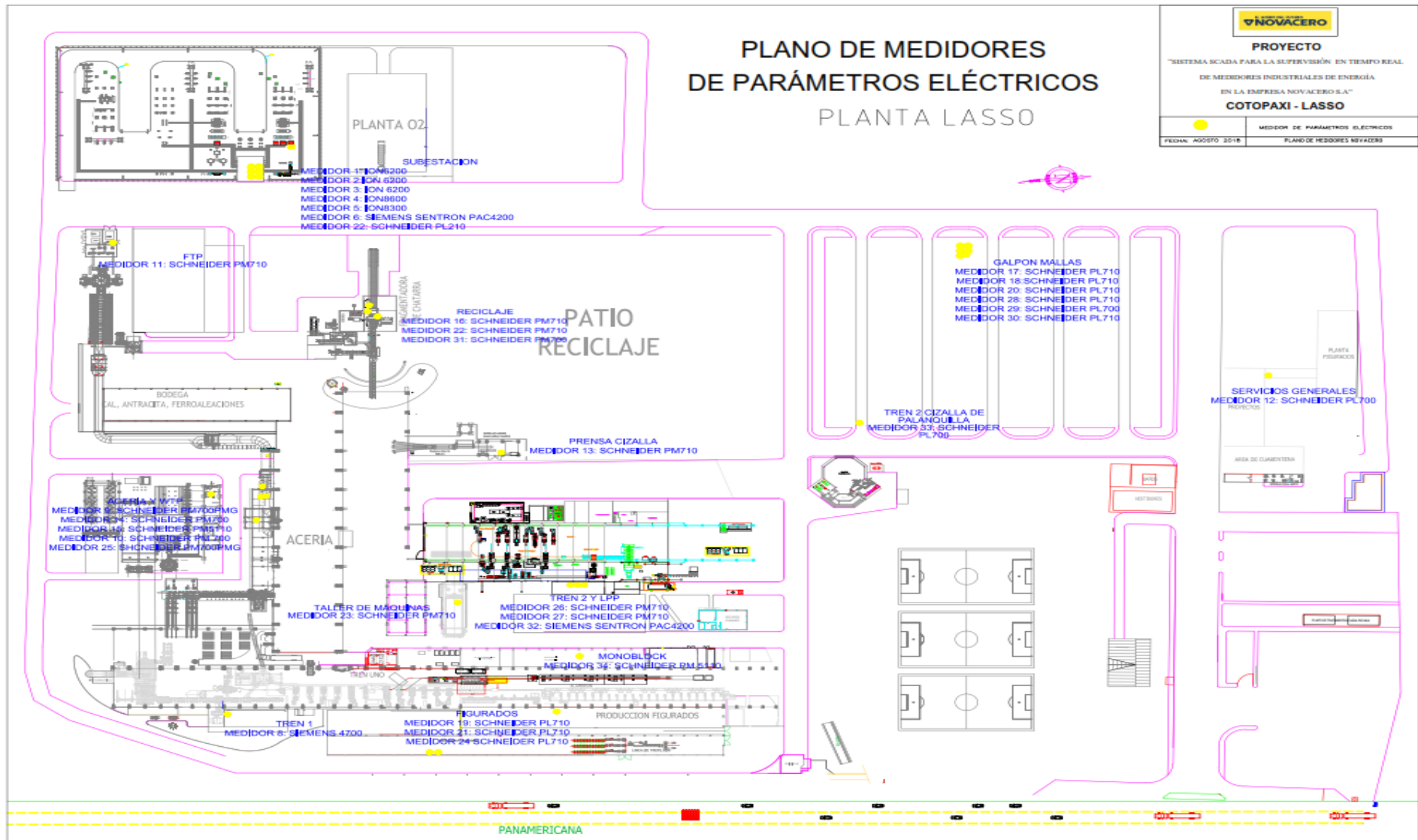
Atentamente,


Ing. Alejandra Ortiz
Jefe del Departamento de Subestaciones
Novacero SA.



ANEXO D: PLANOS

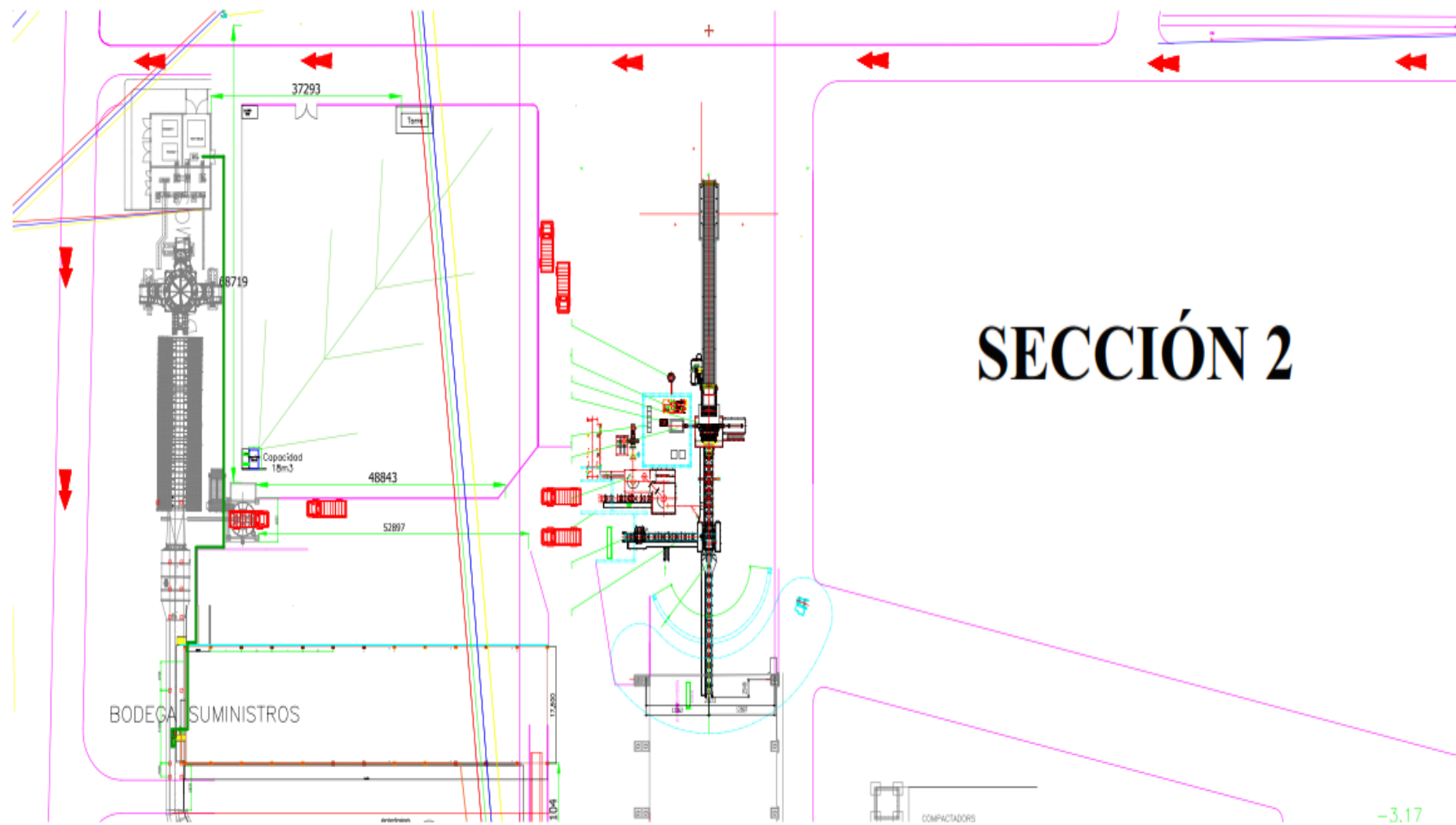


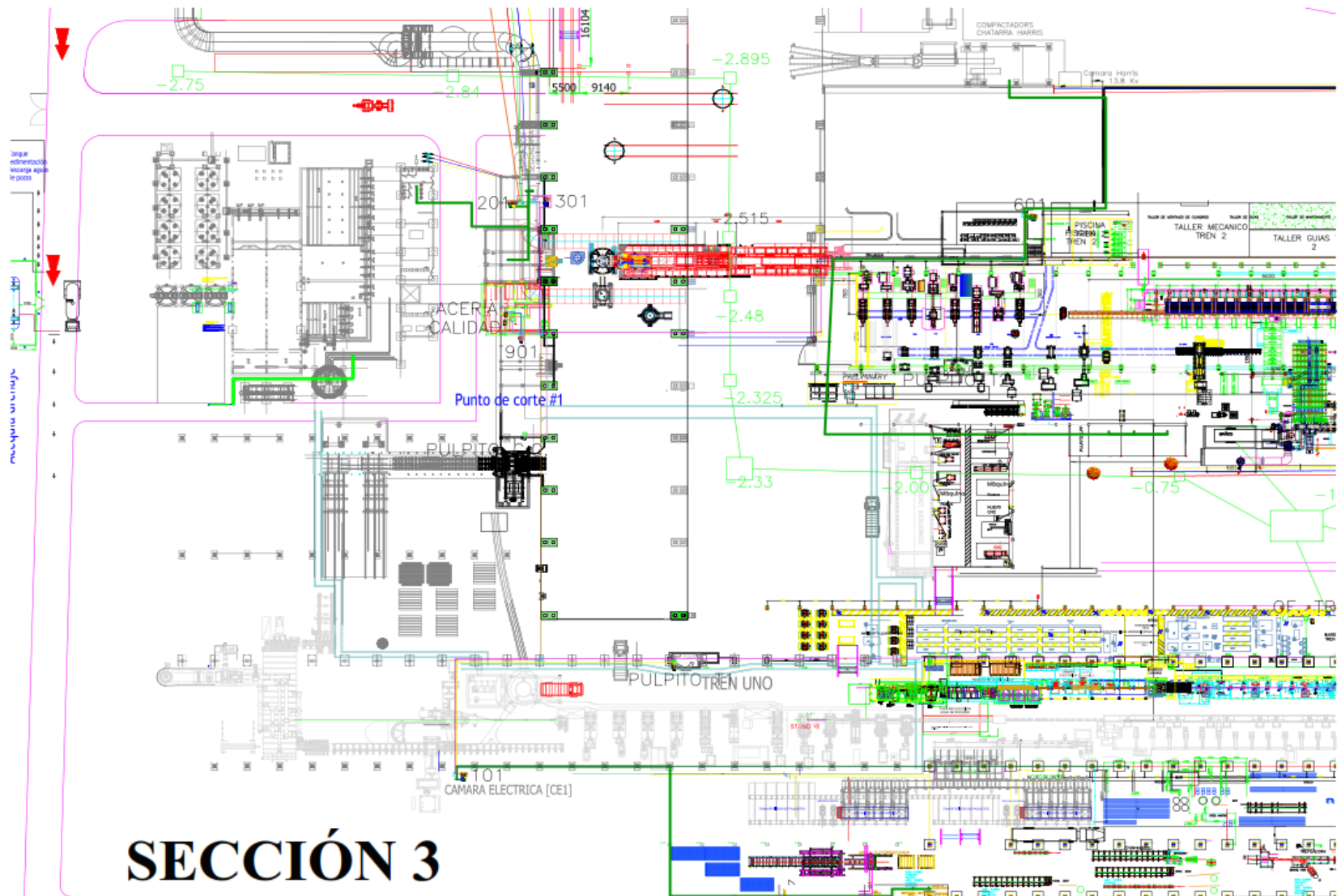


PLANO DE MEDIDORES DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS PLANTA LASSO



PROYECTO	
"SISTEMA SCADA PARA LA SUPERVISION EN TIEMPO REAL DE MEDIDORES INDUSTRIALES DE ENERGIA EN LA EMPRESA NOVACERO S.A."	
COTOPAXI - LASSO	
●	MEDIDOR DE PARAMETROS ELECTRICOS
FECHA: AGOSTO 2018	PLANO DE MEDIDORES NOVACERO

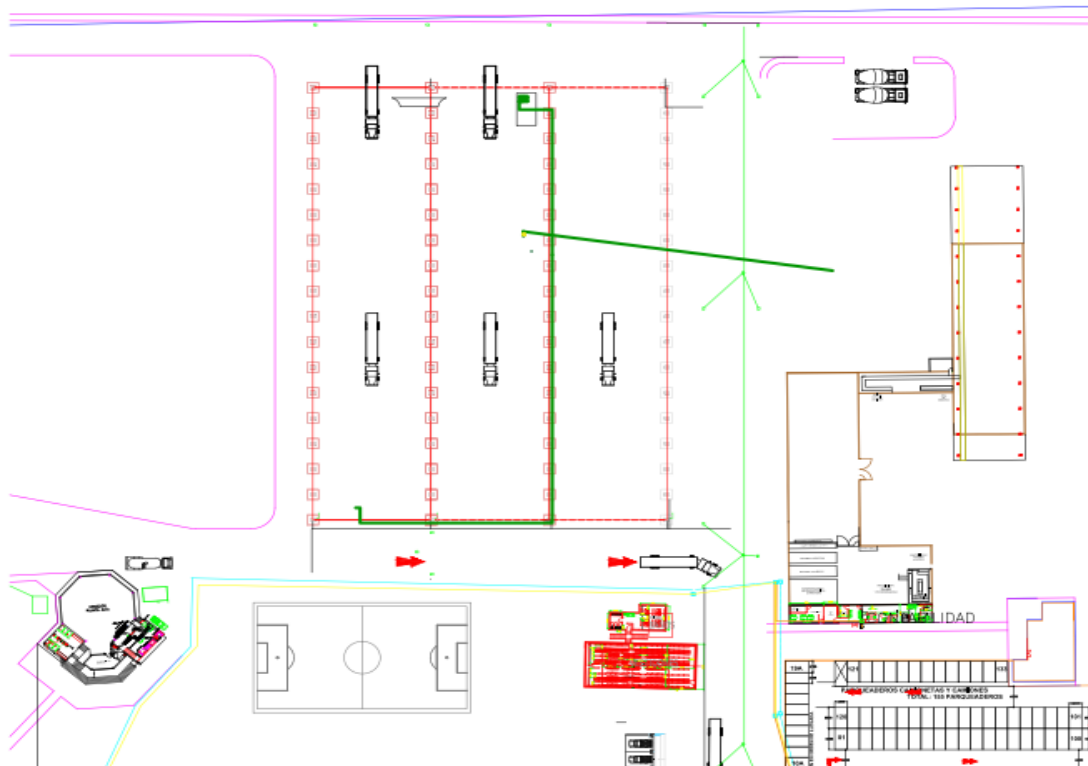




SECCIÓN 3

PLANTA LASSO

SECCIÓN 4



PROYECTO

"SISTEMA SCADA PARA LA SUPERVISION
EN TIEMPO REAL DE MEDIDORES
INDUSTRIALES DE ENERGIA
EN LA EMPRESA NOVACERO S.A."

COTOPAXI - LASSO



SIMBOLOGIA	DESCRIPCION
	Red para sistema Scada
	Medidor de parametros electricos
	Pasante Link 150

