



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO

TRABAJO DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO

TEMA:

**“IMPLEMENTACIÓN DE UNA RED DE ENTRENAMIENTO DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA SMART GRID”**

AUTOR:

JAIRO ANDRÉS REVELO GER

DIRECTOR:

ING. JOSÉ DAVID CHIZA OCAÑA. MBA

Ibarra, 2017

AUTORÍA

Yo, **Jairo Andrés Revelo Ger**, portador de la cédula de ciudadanía N° 040147649-4, declaro bajo juramento que el presente trabajo aquí descrito “**IMPLEMENTACIÓN DE UNA RED DE ENTRENAMIENTO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SMART GRID**” es de mi autoría y los resultados de la investigación son de mi total responsabilidad, además que no ha sido presentado previamente para ningún grado, ni calificación profesional; y que se han respetado las diferentes fuentes de información y referencias bibliográficas que se incluyen en este documento



Jairo Andrés Revelo Ger

C.C. 040147649-4



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CERTIFICACIÓN

Yo, José David Chiza Ocaña. MBA en calidad de Tutor del señor estudiante, **Jairo Andrés Revelo Ger**, certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado: **“IMPLEMENTACIÓN DE UNA RED DE ENTRENAMIENTO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SMART GRID”**. Para la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico; aprobando la impresión y empastado.

En la ciudad de Ibarra, a los 20 días del mes de Julio del 2017.

Firma

Ing. José David Chiza Ocaña. MBA

C.I. 1715337513

DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE GRADO A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Yo, **Jairo Andrés Revelo Ger**, con cédula de ciudadanía No 040147649-4, manifiesto mi voluntad de ceder a la Universidad Técnica del Norte los Derechos Patrimoniales consagrados en la Ley de Propiedad Intelectual del Ecuador, artículos 4,5 y 6 en calidad de autor de la obra o trabajo de grado denominado: **“IMPLEMENTACIÓN DE UNA RED DE ENTRENAMIENTO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SMART GRID”**, que ha sido desarrollado para optar por el título de: **INGENIERO EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO**, en la Universidad Técnica Del Norte, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente. En mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Técnica del Norte.

Firma:


Nombre: **Jairo Andrés Revelo Ger**

Cédula: **040147649-4**



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN

A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

La Universidad Técnica del Norte dentro del proyecto Repositorio Digital Institucional, determinó la necesidad de disponer de textos completos en formato digital con la finalidad de apoyar los procesos de investigación, docencia y existencia de la Universidad.

Por medio del presente documento dejó sentado mi voluntad de participar en este proyecto, para la cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO	
CEDULA DE CIUDADANÍA:	040147649-4
APELLIDOS Y NOMBRES:	Revelo Ger Jairo Andrés
DIRECCIÓN:	Ibarra Av. 17 de Julio
EMAIL:	jaiorevelo_ag@hotmail.com
TELÉFONO CELULAR:	0999126970
DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	“IMPLEMENTACIÓN DE UNA RED DE ENTRENAMIENTO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SMART GRID”
AUTOR:	Revelo Ger Jairo Andrés
FECHA:	Julio, 2017
SOLO PARA TRABAJO DE GRADO	
PROGRAMA:	PREGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico
ASESOR/DIRECTOR:	Ing. José David Chiza Ocaña. MBA.

2. AUTORIZACIÓN DE USO A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD


Yo, Jairo Andrés Revelo Ger, con cédula de ciudadanía No. 040147649-4, en calidad de autor y titular de los derechos patrimoniales de la obra o trabajo de grado descrito anteriormente, hago entrega del ejemplar respectivo en forma digital y autorizó a la Universidad Técnica del Norte. La publicación de la obra en el repositorio Digital Institucional y uso del archivo digital en la Biblioteca de la Universidad con fines académicos, para ampliar la disponibilidad del material y como apoyo a la educación, investigación y extensión; en concordancia con la Ley de Educación Superior Art. 144.

3. CONSTANCIA

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en la defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

En la ciudad de Ibarra, a los 20 días del mes de Julio del 2017.

EL AUTOR

Firma: 

Nombre: Jairo Andrés Revelo Ger

Cédula: 040147649-4

DEDICATORIA

El presente Trabajo de grado le dedico a mi Dios que me acompañó en cada etapa de mi vida, que a pesar de las dificultades que se han presentado en el camino siempre me acompaña como un amigo y guía para continuar en esta lucha, lo cual me permite seguir avanzando y luchando por mis sueños y el de mis padres.

Para mi padre se lo dedico, uno de sus sueños, que sin dudarlo me dio todo de él, sus consejos, su amor incondicional, que siempre me apoyó en todo el camino de mi vida, que de una u otra forma estuvo aquí, que su lucha por guiarme, protegerme y formarme como persona de bien está siendo reflejado en el día a día.

Para mi madre que siempre está cuidándome, que su gran capacidad de mujer ha hecho que sea la mejor madre del mundo y que gracias a ella he seguido avanzando, ya que me guía y me acompaña en este largo camino de mi vida.

A mi hermana por ayudarme y darme un consejo cuando lo he necesitado que siempre ha estado presente en mi vida, a mi tío que con su apoyo incondicional, sus consejos que me han ayudado a salir de dificultades que la vida me ha puesto en el camino, que con todo eso se ha convertido en un padre.

AGRADECIMIENTO

En especial le agradezco de todo corazón a mi Dios que siempre me ha bendecido con muchas cosas maravillosas, las cuales me han ayudado a llegar donde estoy ahora y que gracias a Él he cumplido uno mis sueños y por supuesto el gran sueño de mis padres.

A mis padres les doy gracias por su apoyo incondicional compartido en cada momento de mi vida, que gracias a su ayuda moral y económica me han permitido culminar mis estudios.

Le agradezco a la UNIVERSIDAD TECNICA DEL NORTE por darme la oportunidad de estudiar y ser un gran profesional.

A mi director de tesis, Ing. David Chiza por su ayuda y dedicación, quien con su conocimiento, experiencia y su motivación ha conseguido en mí la culminación de mis estudios con éxito. A cada uno de los ingenieros de CIMANELE que con sus consejos y su granito de arena han aportado tanto en la culminación de mis estudios y en la formación para ser una mejor persona.

Agradezco a aquella persona especial que siempre está a mi lado apoyándome de todas las maneras posibles. También agradezco a todas las personas que me han apoyado en el proceso de mi vida profesional.

RESUMEN

IMPLEMENTACIÓN DE UNA RED DE ENTRENAMIENTO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SMART GRID.

El objetivo del presente estudio fue la implementación de una red de distribución eléctrica o SMART GRID, mediante la ayuda del sistema SCADA se realizó el control y monitoreo en tiempo real, la misma que contiene sinópticos que permitieron el funcionamiento y características implementadas a la red didáctica en la parte posterior de los laboratorios de la carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico (CIMANELE). Posteriormente, se realizó el diseño de la red eléctrica en media y baja tensión, la cual permitió realizar diferentes prácticas siendo estas: La conexión y desconexión de la red y la corrección del factor de potencia, la misma que se puede realizar de forma manual o automática. Inicialmente el estudio presentó teorías referentes a la red de distribución con SMART GRID, sus partes, ventajas y desventajas para la implementación de la misma, así como componentes y parámetros de control del sistema que aplica la red inteligente. Seguido a esto, se presentó el sistema SCADA que realiza la gestión y control de procesos que pueden ser sistemas locales o remotos de la red eléctrica, mediante la ayuda de los programas MOVICON 11.5 y TIA Portal V14, los mismos que al trabajar en conjunto realizan el control y monitoreo de dispositivos que se encuentran instalados en la red. Además, la red de comunicación RS-485 y el uso del protocolo Modbus TCP/IP permitió la adquisición de datos en tiempo real, entre el PLC S7-1200 y el analizador de redes Controller MASTER control VAR, consecuentemente, la programación y control detallado en el sistema SCADA. Se obtuvo una interfaz gráfica, programada en el software MOVICON 11.5, con un menú que contiene el control de cargas inductivas, cargas resistivas, cargas capacitivas, breaker, también la adquisición de datos de los parámetros eléctricos. Y por último, el estudio presentó una serie de figuras y anexos que complementaron el proyecto, funcionamiento y conclusiones.

ABSTRACT

IMPLEMENTATION OF A SMART GRID ELECTRICAL DISTRIBUTION TRAINING NETWORK.

The objective of the present study was the implementation of an electrical distribution network or SMART GRID, with the help of the SCADA system was carried out the control and monitoring in real time, the same that contains synoptics that allowed the operation and characteristics implemented to the didactic network In the back of the laboratories of the Engineering of Electrical Maintenance (CIMANELE). Subsequently, the design of the electric network was carried out in medium and low voltage, which allowed to carry out different practices being these: The connection and disconnection of the network and the correction of the power factor, the same that can be done manually or automatically. Initially the study presented theories regarding the distribution network with SMART GRID, its parts, advantages and disadvantages for its implementation, as well as components and control parameters of the system that applies the intelligent network. Following this, it was presented the SCADA system that performs the management and control of processes that can be local or remote systems of the electric network, through the help of the programs MOVICON 11.5 and TIA Portal V14, the same ones that when working together perform The control and monitoring of devices that are installed in the network. In addition, the RS-485 communication network and the use of the Modbus TCP / IP protocol enabled the acquisition of real-time data between the S7-1200 PLC and the Controller MASTER Control network analyzer VAR, consequently, detailed programming and control In the SCADA system. A graphical interface, programmed in the MOVICON 11.5 software, was obtained with a menu containing the control of inductive loads, resistive loads, capacitive loads, breaker, as well as data acquisition of the electrical parameters. And finally, the study presented a series of figures and annexes that complemented the project, operation and conclusions.

ÍNDICE

PORTADA.....	i
DEDICATORIA	vii
AGRADECIMIENTO	viii
RESUMEN	ix
ABSTRACT.....	x
ÍNDICE.....	xi
1 Problema de investigación	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Planteamiento del problema.....	2
1.3 Alcance.....	2
1.3.1 Formulación del problema	2
1.4 Delimitación del problema.....	3
1.4.1 Temporal	3
1.4.2 Espacial	3
1.5 Objetivo General	3
1.6 Objetivos Específicos.....	3
1.7 Justificación.....	4

CAPITULO II.....	5
2 Fundamento teórico.....	5
2.1 Redes de distribución eléctrica.....	5
2.1.1 Descripción de red eléctrica	6
2.1.2 Voltajes de servicio	7
2.2 Clasificación de los sistemas de distribución.....	7
2.2.1 Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a su construcción.....	8
2.2.1.1 Redes de distribución aérea	8
2.2.2 Clasificación de las redes de distribución de acuerdo a sus voltajes nominales.....	11
2.2.3 Clasificación de las redes de distribución de acuerdo a su ubicación geográfica.....	11
2.2.4 Clasificación de las redes de distribución de acuerdo al tipo de cargas.....	13
2.3 Esquemas de conexión	14
2.3.1 Topología de un sistema eléctrico.....	14
2.4 Normas aplicadas en redes de distribución	16
2.4.1 Campo de aplicación de las normas.....	16
2.5 Sistema SCADA	17
2.5.1 Componentes de un sistema SCADA	18
2.5.2 OMS (sistema de gestión de interrupciones)	19
2.5.3 Prestaciones de un sistema SCADA	20

2.5.4	Ventajas de un sistema SCADA	21
2.6	Software MOVICON 11.5	22
2.6.1	Características principales.....	22
2.6.2	Creación de un proyecto.....	22
2.7	PLC (Controlador Lógico Programable).....	28
2.7.1	Campos de aplicación del PLC	28
2.7.2	Ventajas de un PLC.....	29
2.7.3	Desventajas de un PLC	29
2.7.4	Estructura General de los PLC´s	29
2.7.5	PLC Siemens S7-1200	30
2.7.5.1	Interfaz de Comunicación	31
2.7.5.2	MB_COMM_LOAD	32
2.7.5.3	MB_MASTER	34
2.7.5.4	MB_SLAVE	35
2.8	Software TIA Portal V14	37
2.8.1	Creación de un proyecto.....	38
2.8.1.1	Ventajas.....	38
2.8.1.2	Vista del Portal.....	39
2.8.1.3	Vista del Proyecto	40

2.8.2	Analizador de red	41
2.8.2.1	Analizador de red Controller MASTER control VAR	41
2.8.2.2	Teclas y funciones principales que posee el Controller MASTER control VAR.....	43
2.8.2.3	Configuración de conexión del analizador	46
2.8.3	Breaker con Accionamiento Motorizado	48
2.8.3.1	Características principales	48
2.8.4	Factor de potencia	49
2.8.4.1	Formulas del factor de potencia	49
2.8.4.2	Ventajas por alto factor de potencia.....	52
2.8.4.3	Desventajas por bajo factor de potencia	52
2.9	SMART GRID	54
2.9.1	Características de SMART GRID.....	56
2.9.2	Estructura de SMART GRID	57
2.9.3	Ventajas de SMART GRID	58
2.9.4	Funcionamiento de una red inteligente o SMART GRID	58
CAPITULO III.....		60
3	Tipo de investigación.	60
3.1	Investigación Documental.....	60
3.1.1	Investigación Tecnológica.	60

3.1.2	Investigación de campo.....	60
3.2	Métodos.....	61
3.2.1	Método inductivo	61
3.2.2	Método deductivo.....	61
3.2.3	Método tecnológico.....	61
3.3	Técnicas e instrumentos	62
CAPITULO IV.....		63
4.	Desarrollo de la propuesta tecnológica	63
4.1	Título de la propuesta.....	63
4.2	Introducción	63
4.3	Objetivo.....	63
4.4	Ubicación física.....	64
4.5	Acciones para implementar la red eléctrica inteligente	64
4.6	Desarrollo del proyecto	65
4.6.1	Diseño de la red de distribución.....	65
4.7	Memoria Técnica Descriptiva	65
4.7.1	Antecedentes:	65
4.7.2	Estudio de la Demanda.....	65
4.7.3	Determinación de la Demanda de Diseño	66

4.7.4	Cálculo de la Demanda de Diseño	66
4.7.5	Determinación de la capacidad del transformador	66
4.7.6	Red primaria y regulación de voltaje	67
4.7.7	Cálculo de la regulación de voltaje en media tensión	68
4.7.8	Seccionamiento y Protecciones	68
4.7.9	Protecciones en el lado primario del transformador	68
4.7.10	Protecciones en el lado secundario del transformador	69
4.7.11	Cálculo de regulación de voltaje en baja tensión	69
4.7.12	Red de baja tensión	69
4.7.13	Red de alumbrado	70
4.7.14	Generalidades	70
4.7.15	Aspectos técnicos	70
4.7.16	Iluminación según las vías	70
4.7.17	Descripción de la red de alumbrado público	73
4.7.18	Características del equipo	74
4.7.19	Sistema de medición	74
4.7.20	Estructuras de soporte	74
4.8	Implementación de la red de distribución	75
4.8.1	Protocolos para la implementación de la red de distribución	75

4.8.1.1	Medición y estudio del terreno	75
4.8.1.2	Limpieza del terreno	76
4.8.1.3	Adquisición de materiales.....	77
4.8.1.4	Izado y excavación.....	77
4.8.1.5	Cerramiento de área de implementación de la red	78
4.8.1.6	Fachada	78
4.8.1.7	Instalación de Racks	79
4.8.1.8	Instalación de aisladores	79
4.8.1.9	Cableado	80
4.8.1.10	Instalación de acometidas y medidores (monofásico, bifásico, trifásico)	80
4.8.1.11	Tablero de control.....	81
4.8.1.12	Instalación de los reflectores:.....	82
4.8.2	Adecuación de módulos	82
4.9	Programación para la comunicación RS-485.....	83
4.9.1	Desarrollo de conexiones para la comunicación RS-485.....	84
4.9.2	Programación de segmentos para la comunicación RS-485 en el Software TIA Portal V14.	86
4.9.2.1	Segmento 1:	86
4.9.2.2	Segmento 2.....	87

4.9.2.3	Segmento 3.....	87
4.9.2.4	Segmento 4.....	88
4.9.2.5	Segmento 5.....	89
4.9.2.6	Segmento 6.....	90
4.9.2.7	Segmento 7.....	90
4.9.2.8	Segmento 8.....	91
4.9.2.9	Segmento 9.....	91
4.9.2.10	Segmento 10.....	92
4.9.2.11	Segmento 11.....	93
4.10	Programación de variables internas asociadas al Sistema SCADA en el PLC Siemens S7- 1200.....	94
4.10.1	Programación de segmentos para el control de elementos (TIA Portal V14).....	94
4.10.2	Interfaz de comunicación (MOVICON 11.5)	97
4.10.3	Resultados y pruebas de funcionamiento.....	102
4.10.4	Conexión de Módulos	102
4.10.5	Funcionamiento de la Red de Distribución (SMART GRID)	103
4.10.6	Resultados de corrección de factor de potencia.....	104
4.10.7	Práctica #1.....	107
	CAPITULO V.....	116

5	Conclusiones y Recomendaciones	116
5.1	Conclusiones	116
5.2	Recomendaciones.....	118
5.3	Bibliografía	119
5.4	Anexos	122

Índice de Figuras

<i>Figura 1:</i>	Modelo energético actual (Red Eléctrica España, 2017).....	5
<i>Figura 2:</i>	Esquema de distribución (Ramirez, 2004).....	7
<i>Figura 3:</i>	Estructura de red radial (Lagunes & Romero, 2015)	14
<i>Figura 4:</i>	Estructura de red en anillo con dos fuentes de alimentación (Lagunes & Romero, 2015)	15
<i>Figura 5:</i>	Estructura de red en malla (Lagunes & Romero, 2015).....	16
<i>Figura 6:</i>	Pantalla principal Movicon 11.5.....	23
<i>Figura 7:</i>	Nuevo proyecto Movicon 11.5	23
<i>Figura 8:</i>	Elección de plataforma Movicon 11.5.....	23
<i>Figura 9:</i>	Configuración de proyecto Movicon 11.5	24
<i>Figura 10:</i>	Seguridad del proyecto Movicon 11.5.....	24
<i>Figura 11:</i>	Pantalla principal Movicon 11.5.....	24

<i>Figura 12:</i> Configuración de sinóptico Movicon 11.5	25
<i>Figura 13:</i> Configuración de data logger Movicon 11.5	25
<i>Figura 14:</i> Configuración de alamas Movicon 11.5.....	25
<i>Figura 15:</i> Configuración de variables Movicon 11.5	26
<i>Figura 16:</i> Configuración de driver Movicon 11.5	26
<i>Figura 17:</i> Sinóptico Movicon 11.5	27
<i>Figura 18:</i> Configuración de alarmas Movicon 11.5	27
<i>Figura 19:</i> Ingresar data logger Movicon 11.5.....	28
<i>Figura 20:</i> Diagrama general de un PLC (Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2011)	30
<i>Figura 21:</i> PLC S7-1200 (Siemens, 2015)	30
<i>Figura 22:</i> Comunicación maestro-esclavo (Siemens, 2017).....	32
<i>Figura 23:</i> MB_COMM_LOAD Software TIA Portal V14.....	32
<i>Figura 24:</i> MB_MASTER Software TIA Portal V14	34
<i>Figura 25:</i> MB_SLAVE Software TIA Portal V14	36
<i>Figura 26:</i> Diagrama de conexión mediante el TIA Porta y el PLC (Manual TIA Portal V14, 2017)	38
<i>Figura 27:</i> Vista Principal del Portal (Manual TIA Portal V14, 2017).....	39
<i>Figura 28:</i> Vista Principal del proyecto (Manual TIA Portal V14, 2017)	40
<i>Figura 29:</i> Pantalla principal (Lifasa, 2016)	43

<i>Figura 30: Relación de bornes del regulador MASTER Control VAR (Lifasa, 2016)</i>	46
<i>Figura 31: Caja Moldeada (Siemens, 2015)</i>	48
<i>Figura 32: Diagrama de Caja Moldeada (Siemens, 2015)</i>	49
<i>Figura 33: Triangulo de potencias (Hernández, 2014)</i>	50
<i>Figura 34: Factor de potencia corregido (Hernández, 2014)</i>	51
<i>Figura 35: Corrientes con respecto al voltaje (Hernández, 2014)</i>	51
<i>Figura 36: FP no corregido en un sistema monofásico (Hernández, 2014)</i>	52
<i>Figura 37: FP corregido en un sistema monofásico (Hernández, 2014)</i>	53
<i>Figura 38: FP no corregido en un sistema trifásico (Hernández, 2014)</i>	53
<i>Figura 39: FP corregido en un sistema trifásico (Hernández, 2014)</i>	53
<i>Figura 40: Esquema de SMART GRID tomada de siemens energy (Calderón y Tobar, 2012)</i>	55
<i>Figura 41: Funcionamiento de SMART GRID tomada de siemens energy (Calderón y Tobar, 2012)</i>	55
<i>Figura 42: Red eléctrica actual con diálogo unidireccional (Educa, 2014)</i>	59
<i>Figura 43: Red eléctrica inteligente con dialogo bidireccional (Educa, 2014)</i>	59
<i>Figura 44: Área del terreno para la implementación de la red de distribución</i>	76
<i>Figura 45: Limpieza de área</i>	76
<i>Figura 46: Postes de hormigón</i>	77

<i>Figura 47:</i> Estructuras de baja tensión (Racks), Aisladores Tipo rollo	77
<i>Figura 48:</i> Izado de postes de hormigón	77
<i>Figura 49:</i> Cerramiento de área para red de distribución.....	78
<i>Figura 50:</i> Fachada del lugar de instalación de tableros	78
<i>Figura 51:</i> Instalación de Racks	79
<i>Figura 52:</i> Instalación de aisladores.....	79
<i>Figura 53:</i> Templado de conductores.....	80
<i>Figura 54:</i> Tablero de Medidores.....	80
<i>Figura 55:</i> Modelo de módulo para control y fuerza	81
<i>Figura 56:</i> Instalación de elementos del módulo de control y fuerza	81
<i>Figura 57:</i> Instalación de reflectores	82
<i>Figura 58:</i> Tablero de conexión del PLC S7-1200	82
<i>Figura 59:</i> Modulo Para Pruebas De Auditoria Energética.....	83
<i>Figura 60:</i> Sistema de adquisición de datos	84
<i>Figura 61:</i> Código de bornes del conector DB9 (infopl.net).....	85
<i>Figura 62:</i> Conexión del Analizador MASTER CONTROL VAR y módulo de comunicación	85
<i>Figura 63:</i> Esquema de conexión de la Comunicación RS-485 (infopl.net)	86
<i>Figura 64:</i> MB_COMM_LOAD (Software TIA Portal V14).....	86

<i>Figura 65:</i> MB_MASTER_DB (Software TIA Portal V14)	87
<i>Figura 66:</i> TON (Software TIA Portal V14).....	88
<i>Figura 67:</i> CTU (Software TIA Portal V14).....	89
<i>Figura 68:</i> CMP 1 “Activa variable M190.2” (Software TIA Portal V14).....	90
<i>Figura 69:</i> CMP 2 “Activa variable M190.3” (Software TIA Portal V14).....	90
<i>Figura 70:</i> CMP 3 “Activa variable M190.4” (Software TIA Portal V14).....	91
<i>Figura 71:</i> CMP 4 “Activa variable M190.1” (Software TIA Portal V14).....	91
<i>Figura 72:</i> MOVE 1 “COPIAR VALOR DB6” (Software TIA Portal V14).....	92
<i>Figura 73:</i> MOVE 2 “COPIAR VALOR DB7” (Software TIA Portal V14).....	92
<i>Figura 74:</i> MOVE 3“COPIAR VALOR DB8” (Software TIA Portal V14).....	93
<i>Figura 75:</i> Encendido y Apagado de Motores (Software TIA Portal V14)	94
<i>Figura 76:</i> Encendido y Apagado de Reflectores Software TIA Portal V14	95
<i>Figura 77:</i> Encendido y Apagado de Bancos de capacitores (Software TIA Portal V14)	95
<i>Figura 78:</i> Encendido y Apagado de breaker con accionamiento motorizado (Software TIA Portal V14).....	96
<i>Figura 79:</i> Pantalla de Presentación (MOVICON 11.5)	97
<i>Figura 80:</i> Pantalla de Inicio (MOVICON 11.5)	98
<i>Figura 81:</i> Control de motores (MOVICON 11.5).....	98
<i>Figura 82:</i> Control de reflectores (MOVICON 11.5)	99

<i>Figura 83:</i> Control de bancos de capacitores (MOVICON 11.5)	99
<i>Figura 84:</i> Control de breaker ON/OFF (MOVICON 11.5)	100
<i>Figura 85:</i> Esquema de red de distribución (MOVICON 11.5)	100
<i>Figura 86:</i> Datos 1, Analizador de redes (MOVICON 11.5)	101
<i>Figura 87:</i> Datos 2, Analizador de redes (MOVICON 11.5)	101
<i>Figura 88:</i> Datos 3, Analizador de redes (MOVICON 11.5)	102
<i>Figura 89:</i> Conexión de módulos	103
<i>Figura 90:</i> Breaker Motorizado en Estado OFF	103
<i>Figura 91:</i> Breaker Motorizado en Estado ON	104
<i>Figura 92:</i> Factor de Potencia (MOVICON 11.5)	104
<i>Figura 93:</i> Factor de Potencia, Banco 1 Encendido (MOVICON 11.5)	105
<i>Figura 94:</i> Factor de Potencia, Banco 2 Encendido (MOVICON 11.5)	105
<i>Figura 95:</i> Factor de Potencia, Banco 3 Encendido (MOVICON 11.5)	106
<i>Figura 96:</i> Datos 3 Parámetros Principales de la Red de Distribución (MOVICON 11.5) ..	106
<i>Figura 97:</i> Datos 2 Parámetros Trifásicos (MOVICON 11.5)	107
<i>Figura 98:</i> Datos 3 Parámetros de Energía (MOVICON 11.5)	107
<i>Figura 99:</i> Diagrama de flujo de la comunicación RS-485	108
<i>Figura 100:</i> Módulo de Control	109
<i>Figura 101:</i> “Modulo para pruebas de Auditoria Energéticas”	110

<i>Figura 102:</i> Cables para conexión de módulos	110
<i>Figura 103:</i> Proyecto Conectado Para el funcionamiento	111
<i>Figura 104:</i> Presentación de Proyecto (MOVICON 11.5)	111
<i>Figura 105:</i> Menu de control y Monitoreo (MOVICON 11.5)	112
<i>Figura 106:</i> Control Breaker Motorizado (MOVICON 11.5)	112
<i>Figura 107:</i> Control de Motor ON/OFF (MOVICON 11.5)	113
<i>Figura 108:</i> Esquema de Reflectores (MOVICON 11.5)	113
<i>Figura 109:</i> Control de bancos de capacitores (MOVICON 11.5)	114
<i>Figura 110:</i> Datos 1 Analizador de redes (MOVICON 11.5)	114
<i>Figura 111:</i> Datos 2 Analizador de redes (MOVICON 11.5)	115
<i>Figura 112:</i> Datos 3 Analizador de redes (MOVICON 11.5)	115
<i>Figura 113:</i> Área para implementación de red de distribución	137
<i>Figura 114:</i> Limpieza de espacio físico para implementación de la red	137
<i>Figura 115:</i> Corte de postes de hormigón	137
<i>Figura 116:</i> Ubicación de postes de hormigón	138
<i>Figura 117:</i> Instalación de postes de hormigón	138
<i>Figura 118:</i> Compactación del piso para la instalación de postes de hormigón	138
<i>Figura 119:</i> Vista de la instalación completa de postes de hormigón	139
<i>Figura 120:</i> Cerramiento del espacio físico de la red de distribución	139

<i>Figura 121:</i> Vista de finalización de cerramiento	139
<i>Figura 122:</i> Trabajo de pintado de espacio físico	140
<i>Figura 123:</i> Vista de espacio físico terminado y adecuado para instalación de la red.....	140
<i>Figura 124:</i> Instalación de Racks	140
<i>Figura 125:</i> Templado de líneas.....	141
<i>Figura 126:</i> Instalación de las líneas de alimentación.....	141

Índice de Tabla

<i>Tabla 1:</i> Voltajes nominales	7
<i>Tabla 2:</i> Características del PLC S7-1200.....	31
<i>Tabla 3:</i> MB_COMM_LOAD	33
<i>Tabla 4:</i> Parámetros MB_MASTER	34
<i>Tabla 5:</i> Parámetros MB_SLAVE.....	36
<i>Tabla 6:</i> Parámetros de medida	42
<i>Tabla 7:</i> Función de las teclas principales en las pantallas de medida	43
<i>Tabla 8:</i> Mapa de memorias Modbus	44
<i>Tabla 9:</i> Descripción de los bornes del regulador MASTER Control VAR.....	47
<i>Tabla 10:</i> Centros de transformación y fusibles de media tensión.....	68
<i>Tabla 11:</i> Parámetros de iluminación	71
<i>Tabla 12:</i> Parámetros.....	72

<i>Tabla 13:</i> Clase de iluminación	73
<i>Tabla 14:</i> Parametros de la instrucción “TON”	88
<i>Tabla 15:</i> Parámetros de la instrucción CTU	89
<i>Tabla 16:</i> Parámetros de comando MOVE.....	93

Índice de Anexos

<i>Anexo 1.</i> Cálculo del transformador de distribución.....	127
<i>Anexo 2.</i> Cálculo de caída de voltaje de la red de distribución del primario.....	128
<i>Anexo 3.</i> Cálculo de caída de voltaje de la red de distribución del secundario hoja 1.	128
<i>Anexo 4.</i> Cálculo de caída de voltaje de la red de distribución del secundario hoja 2.	129
<i>Anexo 5.</i> Planilla de estructuras	130
<i>Anexo 6.</i> Lista de especificaciones y materiales	131
<i>Anexo 7.</i> Cálculo lumínico, Datos principales de las luminarias (Programa DIALux).....	134

CAPITULO I

1 Problema de investigación

1.1 Antecedentes

De acuerdo con (Emelnorte , 2009) en el año 1890 el Congreso Nacional expidió en primer decreto en beneficio del alumbrado público en Ecuador. El servicio eléctrico público inicia en el año de 1897, con la Empresa Eléctrica Luz y Fuerza, en la ciudad de Loja, la cual pasaría a conformarse como la empresa The Quito Electric Light & Power, la cual generaba 50 KW.

Desde la última década, los gobiernos han tomado importancia de la energía eléctrica en Ecuador, con el cambio de la Matriz Energética. La industria eléctrica empieza a poner énfasis en la utilización e implementación de nuevas tecnologías que usen con mayor eficiencia la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Antiguamente las redes eléctricas padecían de ineficiencias que les costaba mucho a las empresas, ahora con la nueva ingeniería se permite automatizar, diseñar y controlar las redes a manera que no generen más interrupciones en el sistema eléctrico, utilizando las llamadas redes inteligentes. Con el ingreso de los nuevos proyectos hidroeléctricos en el Ecuador; será posible atender las necesidades energéticas propias y convertirnos en exportadores de energía a otros países vecinos.

En la ciudad de Ibarra entre 1912 y 1913 no se contaba con energía eléctrica para los ciudadanos. El Municipio de Ibarra establece una ordenanza que obligaba a los propietarios de inmuebles urbanos a colocar un faro en cada una de sus casas que alumbrará de 7 a 9 de la noche, es así como se inicia un primer sistema de alumbrado público. Para 1914 el Consejo del Municipio de Ibarra suscribe el primer contrato de provisión de luz eléctrica a fin de contrarrestar los problemas de alumbrado en la ciudad, y es desde 1915 que la ciudad es alumbrada gracias a la primera central hidroeléctrica llamada Empresa Hidroeléctrica San Miguel, construida junto al río Tahuando.

1.2 Planteamiento del problema

Según (Comes, 2012) en el sistema de distribución eléctrico existe una gran cantidad de componentes que hacen que sea más difícil el seguimiento y control de las interrupciones ocurridas en el sistema. Una actualización o ampliación del tamaño de la red puede causar una reconfiguración que recaiga en sobre cargas, alimentación paralela o lazos indeseados, mallas. Las interrupciones en el sistema de distribución son mayores que en transmisión y subtransmisión, debido a la dispersión y cantidad de elementos de protección y seccionamiento. Las empresas abastecedoras de la red eléctrica se limitan a la reposición del servicio eléctrico, más no al mantenimiento y seguimiento del funcionamiento del sistema por lo extenso de los circuitos.

CIMANELE al ser una carrera nueva dentro de la UTN, al momento no cuenta con un laboratorio de redes eléctricas, limitando la aplicación práctica de sus estudiantes. La inexistente red inteligente a nivel industrial no permite realizar pruebas, mantenimiento, simulaciones en las distintas partes de la red eléctrica en tiempo real.

La carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico al no contar con una red inteligente de distribución no permite el desarrollo práctico de redes eléctricas, por consecuencia no tiene un aporte en el mejoramiento de los conocimientos teóricos de los estudiantes de la carrera.

1.3 Alcance

Implementar una red eléctrica inteligente de distribución a escala con un sistema SMART GRID que permita el control y monitoreo de la misma.

1.3.1 Formulación del problema

¿Cómo integrar una red de distribución eléctrica de entrenamiento a un sistema SMART GRID, para poder controlarla y monitorearla, y así aportar al conocimiento teórico, práctico de los estudiantes de CIMANELE?

1.4 Delimitación del problema

El trabajo se limita al diseño y construcción de una red inteligente que permita monitorear las condiciones y parámetros eléctricos en una red de distribución eléctrica, mediante la implementación de un sistema SMART GRID.

1.4.1 Temporal

El proyecto se llevará a cabo desde el 01 Enero del 2017 hasta 30 de Julio del 2017.

1.4.2 Espacial

El proyecto se llevará a cabo en el laboratorio de la Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico de la Universidad Técnica del Norte de la ciudad de IBARRA.

1.5 Objetivo General

Implementar una red de entrenamiento de distribución eléctrica controlada y monitoreada mediante un sistema SMART GRID para así complementar el conocimiento teórico-práctico de los estudiantes de CIMANELE.

1.6 Objetivos Específicos

1. Analizar los sistemas eléctricos de SMART GRID para entender su funcionamiento, características, estándares y así determinar el más adecuado para este proyecto.
2. Diseñar una red eléctrica de distribución de entrenamiento para media y baja tensión, con elementos de automatización y corrección de factor de potencia.
3. Desarrollar e implementar un sistema SMART GRID para el monitoreo y control de la red eléctrica de distribución.
4. Elaborar un protocolo de prácticas de laboratorio para la red eléctrica de distribución SMART GRID.

1.7 Justificación

El grado de dificultad de la localización de las interrupciones producidas en la red eléctrica de distribución en el tiempo ha ido incrementando de una manera incontrolada. Por ello, se están implementando tecnologías de redes inteligentes para el control y monitoreo de las interrupciones ocurridas en este sistema. El análisis de este estudio bibliográfico permitirá considerar parámetros relacionados con los sistemas eléctricos que se accederán por medio de la construcción de un laboratorio de entrenamiento de redes eléctricas inteligentes (SMART GRID).

La construcción de un sistema de redes eléctricas inteligentes (SMART GRID), es una forma de gestión eficiente de la energía eléctrica que utiliza tecnología moderna para optimizar la producción y distribución de electricidad que permite conocer la importancia de la utilización de una tecnología más avanzada dentro de los sistemas de distribución de energía. El sistema SMART GRID ayudará de una manera eficaz a realizar el control y monitoreo del proceso de distribución de energía eléctrica. La respuesta del sistema inteligente hará posible que el mantenimiento predictivo y preventivo de los dispositivos eléctricos sea más eficiente, tanto en la detección específica del lugar y atención al problema generado. La red inteligente de abastecimiento de energía eléctrica facilitará la solución de interrupciones al volver a suministrar el servicio en un menor tiempo y con el uso óptimo de recursos aumentando los índices de calidad y confiabilidad.

El proyecto beneficiará a los estudiantes de la Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico, lo que permitirá fomentar la investigación en los estudiantes, así este laboratorio será parte de CIMANELE. Al implementar el modelo de sistema de red de distribución inteligente dispondrá de factores muy importantes como sus características tecnológicas, funcionamiento, diseño, simulaciones, monitoreo, medición y análisis de los diferentes parámetros eléctricos.

CAPITULO II

2 Fundamento teórico

Este capítulo presenta información detallada de las características, funcionamiento y partes de cada elemento y proceso, el cual será utilizado para el desarrollo del proyecto.

2.1 Redes de distribución eléctrica

De acuerdo con él (Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones, 2011) una red eléctrica es el conjunto de líneas, transformadores e infraestructuras que permiten llevar energía eléctrica desde las centrales que la generan hasta los consumidores.

En la Figura 1, se muestra el modelo de como las redes eléctricas son las encargadas de transportar y distribuir la energía eléctrica, las cuales están diseñadas y en funcionamiento desde la mitad del siglo pasado.

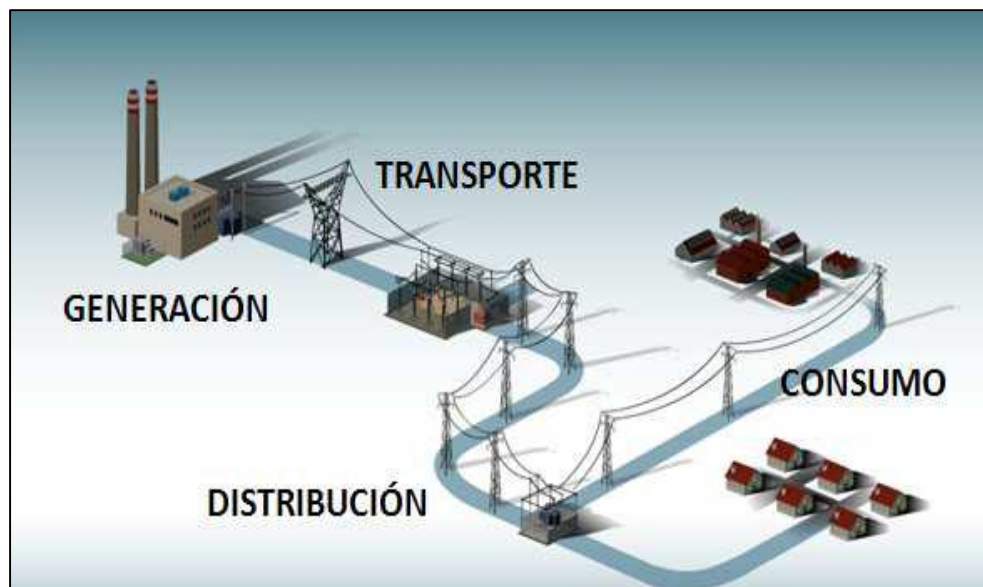


Figura 1: Modelo energético actual (Red Eléctrica España, 2017)

2.1.1 Descripción de red eléctrica

De acuerdo (Juárez, 1995) la red de distribución se denomina al conjunto de líneas de alta y baja tensión, a sus equipos que forman parte de las instalaciones receptoras o puntos de consumo.

La función principal es distribuir a los usuarios que se encuentran dispersos en grandes partes del territorio, la generación que se produce en grandes y pequeñas centrales; posee una gran capacidad y distribución a grandes territorios con cargas de diversas magnitudes.

La definición de un sistema de distribución desde el punto de vista de la ingeniería incluye los siguientes elementos principales que se presentan a continuación.

- a) **Subestación principal de potencia:** Obtiene la potencia de un sistema de transmisión y luego permite transformar el voltaje a nivel de subtransmisión.
- b) **Sistema de subtransmisión:** Líneas que parten de la subestación principal para alimentar a la subestación eléctrica de distribución.
- c) **Subestación de distribución:** Encargada de recibir la potencia de los primarios a través de las líneas de subtransmisión y transformar el al voltaje a nivel de distribución.
- d) **Alimentadores primarios:** Circuitos que inician en el secundario del transformador de la subestación de distribución para abastecer a los transformadores de distribución que se encuentran instalados dentro de su trayectoria.
- e) **Transformadores de distribución:** Permiten la reducción del voltaje del alimentador primario al voltaje requerido por el usuario.
- f) **Secundarios y servicios:** Circuitos que distribuyen la energía desde el secundario del transformador de distribución a los usuarios.

2.1.2 Voltajes de servicio

La Tabla 1, muestra los voltajes nominales que existen en los componentes de los sistemas eléctricos. (Normas Para Sistemas de Distribución Parte A, 2014).

Tabla 1: Voltajes nominales

Transmisión y subtransmisión	12-46-69-138-230-500 kV
Alimentadores y redes primarias de distribución	13.8-22.8-34.5-63 kV
Circuitos secundarios trifásico	220/127 y 210/121 V
Circuitos monofásicos	240/120 V

Fuente: Normas Para Sistemas de Distribución Parte A, 2014

2.2 Clasificación de los sistemas de distribución

De acuerdo (Ramirez, 2004) los sistemas de distribución se encuentran establecidos de acuerdo a las siguientes propiedades y aspectos principales que se presentan en la Figura 2.

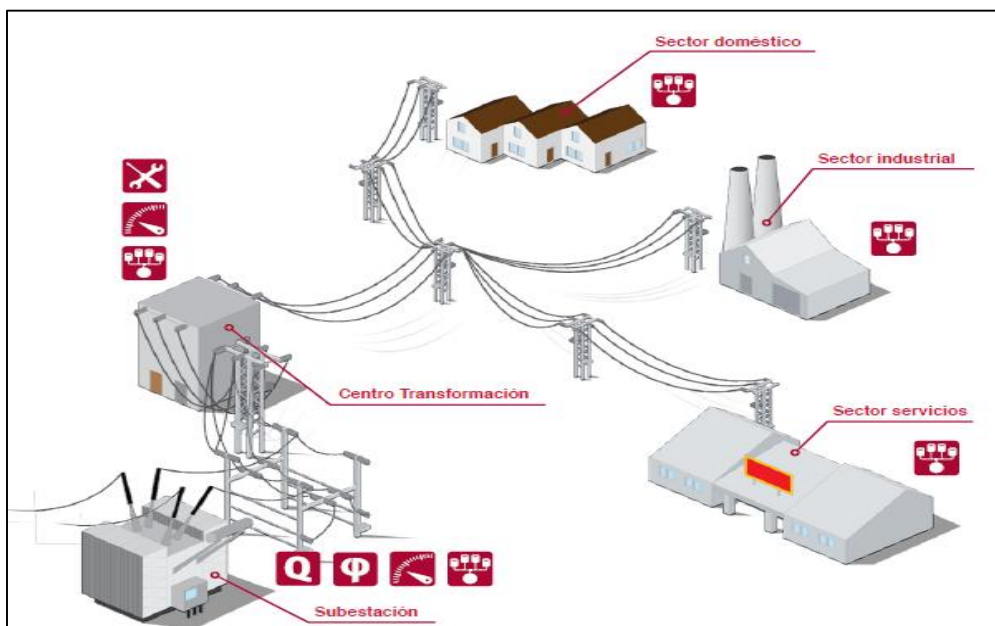


Figura 2: Esquema de distribución (Ramirez, 2004)

2.2.1 Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a su construcción

Según (Arturo, 2015) las redes se clasifican en función de la zona donde esta circule lo que podemos clasificar en urbano y rural. La principal diferencia entre las dos está el nivel de consumo. (Arturo, 2015) Afirma. *“por la zona urbana el consumo por unidad de superficie y por habitante será superior que en la zona rural” P. 2.* De acuerdo a lo propuesto anteriormente se puede decir que es necesario que el conductor que se utiliza en la zona urbana posea una mayor sección que en la zona rural.

De acuerdo (Normas Para Sistemas de Distribución Parte A, 2014) las redes de distribución de acuerdo a las características principales se pueden determinar en las siguientes instalaciones.

- a) Redes aéreas.
- b) Redes subterráneas.
- c) Redes mixtas. (combinación de las redes aéreas y subterráneas).

A continuación, se abordará únicamente redes de distribución aérea debido a la utilización en el desarrollo del proyecto.

2.2.1.1 Redes de distribución aérea

Según (Ramirez, 2004) en la red de distribución aérea, el conductor va instalado sobre el nivel del suelo con conductor desnudo o preensamblado instalado a una distancia mínima normalizada, soportado a través de aisladores en crucetas, en postes que pueden ser de diferentes materiales como son madera, hormigón, metálico y fibra de vidrio.

Las partes principales de un sistema eléctrico aéreo son:

Postes: Su función es soportar el peso de los conductores y componentes de las estructuras eléctricas aéreas, utilizados en redes eléctricas en zonas urbanas y rurales, pueden

ser de madera, hormigón, metálicos, fibra y existen de varias longitudes y resistencias de rotura como por ejemplo; de 10, 12 y 14 y 1050, 750 y 510 kg respectivamente. Sus características de peso, longitud y resistencia a la rotura son determinadas por parámetros de diseño.

Conductores: Su función es transportar la energía eléctrica desde la generación de centrales hasta los consumidores. Para circuitos primarios son utilizados predominante el Aluminio y aleación de aluminio con alma de acero (ACSR), desnudos y en calibres diferentes como: 4/0, 3/0, 2/0, 1/0 y 2 AWG y para circuitos secundarios en cables desnudos o aislados, en los mismos calibres antes mencionados

Crucetas: Soportes donde se montará aisladores de suspensión y/o retención para el conductor eléctrico, su material es el hierro galvanizado, madera ó fibra de vidrio.

Aisladores: Elementos encargados de aislar, sostener las líneas en las estructuras eléctricas. Su material es de porcelana, vidrio ó polímeros, posee una gran resistencia a condiciones ambientales.

Herrajes o grapas: Dispositivo de acero galvanizado que permite fijación, sujeción, amortiguamiento de vibraciones de los conductores eléctricos y amarre de las líneas aéreas.

Equipos de seccionamiento: Permite aislar eléctricamente a una instalación o circuito eléctrico de la red de alimentación eléctrica, logrando dejar a la instalación sin carga o fuera de servicio. Los equipos utilizados puede ser: seccionador, interruptor seccionador. Estos dispositivos actúan sin carga.

Pararrayos: Elementos de protección contra sobretensiones, constituido de óxido de zinc con un soporte de fibra de vidrio. Absorbe sobretensiones y al mismo tiempo limita las corrientes de fuga a valores muy pequeños.

Reconectores: Es un dispositivo o un interruptor de carga que permite la reconexión automática, es utilizado especialmente en las líneas de distribución, en un sistema eléctrico la característica de este dispositivo es detectar, proteger de sobrecorrientes, o interrumpirla para nuevamente reconectar automáticamente y energizar las líneas. Tiene un sistema de control que tiene como función principal realizar varias reconexiones, así en diferentes intervalos o secuencias de tiempos. El objetivo que tiene el reconector es discriminar entre una falla temporal y una falla permanente, en la falla temporal se da un tiempo para sucesivas reconexiones y aclarar si es esta temporal o no, permitiendo despejarla por el elemento de protección que se encuentra instalado aguas abajo del reconector. Si no es despejada por el elemento de protección significa que es de falla permanente (Schneider Electric, 2009).

Transformadores y protecciones: Dispositivo eléctrico que permite modificar el voltaje nominal. Transformadores monofásicos con capacidades de: 5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75 kVA y transformadores trifásicos de 30, 45, 75, 112.5, 150kVA. Aquí se puede fabricar de acuerdo a las necesidades. Maquina estática que está protegida con cortacircuitos, fusible y pararrayos de tipo válvula de 12 kV.

Las ventajas que tiene el sistema aéreo se presentan a continuación:

- Costo inicial más bajo.
- Son las más comunes y material de fácil consecución.
- Fácil mantenimiento de fallas.
- Tiempos de construcción más bajos.

Las desventajas del sistema aéreo son:

- Mal aspecto estético.
- Menor confiabilidad.
- Menor seguridad, ofrece más peligro para los transeúntes.

- Son susceptibles de fallas de cortes de energía ya que están expuestas a: descargas atmosféricas, lluvia, granizo, polvo, temblores, gases contaminantes, brisa salina, vientos, contactos con cuerpos extraños, choques de vehículos y vandalismo.

2.2.2 Clasificación de las redes de distribución de acuerdo a sus voltajes nominales

De acuerdo (Ramirez, 2004) las redes de distribución se clasifican en:

a) Redes de distribución primarias.

Según (Achuri, 1998) la parte principal del sistema de distribución donde inicia y reparte la energía de la subestación de distribución a los transformadores de distribución, a través de su trayectoria. Los alimentadores pueden ser de tipo monofásico o trifásico, aéreos o subterráneos. Sus elementos principales son los siguientes:

- Conductores
- Equipos de protección y maniobra
- Transformadores de distribución
- Acometida primaria

b) Redes de distribución secundarias.

Red diseñada para transportar y distribuir la potencia desde la parte secundaria del transformador de distribución a los usuarios o consumidores finales a un nivel de tensión adecuado para la utilización del consumo, con tensión que puede ser trifásica o monofásica, aérea o subterránea, Aquí se ubican también los sistemas del alumbrado público

2.2.3 Clasificación de las redes de distribución de acuerdo a su ubicación geográfica

Según (Ramirez, 2004) las redes de distribución de acuerdo a su ubicación geográfica se clasifican en las siguientes:

a) Redes de distribución urbanas.

Las redes de distribución urbana se caracterizan por:

- Existen usuarios muy concentrados,
- Facilidad de acceso y transporte
- Postería de hormigón
- Es importante coordinar los trazados de la red eléctrica con las de telefonía, alcantarillados, y otras redes.
- Se utiliza conductores de aluminio ACSR y de cobre.

b) Redes de distribución rurales.

Sistema de red de distribución realizada para consumidores o localidades que no sobrepasan los niveles de habitantes programados para ser urbano.

Las características de las redes de distribución rural son:

- Usuarios dispersos
- Cargas monofásicas
- Dificultades de acceso a las zonas.
- Se usa postería de madera inmunizado
- Transformadores monofásicos
- Se utiliza conductores ACSR.
- Es necesario efectuar desmonte de la zona.

c) Redes de distribución suburbanas.

Tienen características intermedias donde se encuentran localidades con grandes concentraciones de consumidores que tienen muy bajo consumo, que pueden ser los suburbios o asentamientos espontáneos.

d) Redes de distribución turística.

Tienen características donde los ciclos de carga se relacionan en base a las temporadas de vacaciones. Lugares donde los consumidores finales se encuentran temporalmente. Aquí se impone el sistema subterráneo para armonizar con el entorno.

2.2.4 Clasificación de las redes de distribución de acuerdo al tipo de cargas

Las redes de distribución de acuerdo al tipo carga se clasifican en:

a) Redes de distribución para cargas residenciales.

Aquí se encuentran principalmente los edificios de apartamentos multifamiliares, condominios, urbanizaciones. Estas cargas son de característica predominante por ser resistivas, de alumbrado público, calefacción, electrodomésticos con pequeñas cargas reactivas. De acuerdo al nivel de vida y a los hábitos de los usuarios se clasifican en:

b) Redes de distribución para carga comerciales.

Se caracteriza porque posee cargas resistivas y se encuentran en lugares céntricos de la ciudad como centros comerciales, edificios de oficinas donde se realizan actividades comerciales.

c) Redes de distribución para cargas industriales.

Área donde poseen componentes de energía reactiva debido a la utilización de varios motores instalados. Localidad donde es necesario corregir el factor de potencia. Aquí se encuentran los grandes consumidores de energía eléctrica, como grandes industrias que demandan altos niveles de carga.

d) Redes de distribución para cargas de alumbrado público.

Permite la seguridad ciudadana en las horas de la noche ya que se instalan redes que alimentan a las lámparas que pueden ser de mercurio o de sodio con característica resistiva.

e) Redes de distribución para cargas mixtas.

En este tipo de redes se encuentra varias de estas cargas en una misma red de distribución. No son muy utilizadas ya que se dificulta el control de las pérdidas de energía.

2.3 Esquemas de conexión

De acuerdo (Normas Para Sistemas de Distribución Parte A, 2014) los sistemas de redes eléctricas aéreas primarias de medio voltaje son radiales y en las redes secundarias también son radiales y se encuentran interconectadas entre centros de transformación.

2.3.1 Topología de un sistema eléctrico

Según (Lagunes & Romero, 2015) la calidad del servicio eléctrico de distribución a los consumidores depende de la estructura, la topología tiene influencia en la continuidad y regulación del voltaje. Las redes eléctricas se pueden clasificar según su disposición y modo de alimentación lo que depende de su confiabilidad y se clasifica en:

a) Red radial o en antena:

La función que realiza esta estructura es que el flujo de energía circula en una sola trayectoria. La alimentación es por uno de sus extremos lo que se refiere a que va desde la fuente de alimentación hacia la carga, así cuando una falla ocurre en este sistema se produce una interrupción en el servicio. La estructura radial es muy sencilla en la operación y de bajo costo lo cual la hace que sea una red muy utilizada, lo cual es más predominante en zonas con alta densidad de carga y tendencia a crecimiento del sector. Su desventaja es una menor confiabilidad. En la Figura 3, se muestra la estructura de la red radial.

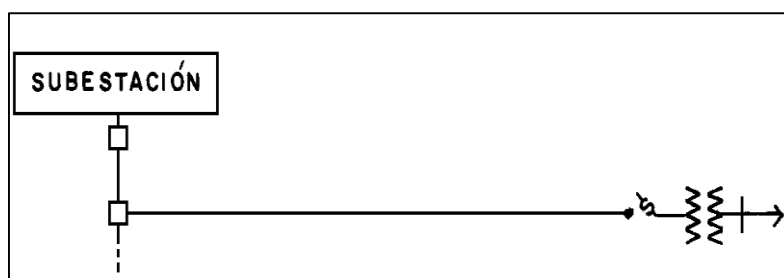


Figura 3: Estructura de red radial (Lagunes & Romero, 2015)

b) Red en anillo o en bucle:

La función que realiza esta estructura es que cuenta con doble trayectoria entre la fuente de alimentación y la carga. Tiene dos de sus extremos alimentados quedando estos puntos intercalados en anillo o bucle. Cuando se produce fallas en el sistema solo una parte del servicio se afecta, por lo cual son redes más confiables que brindan seguridad de servicio, facilidad de mantenimiento. Estructura ideal para zonas donde no existe aumento de carga o es muy pequeño. Su desventaja es que tienen un costo muy elevado.

La configuración de la estructura en anillo se la puede apreciar en la Figura 4.

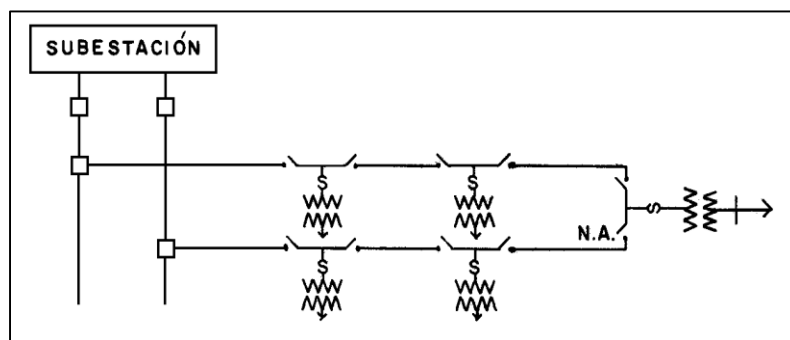


Figura 4: Estructura de red en anillo con dos fuentes de alimentación (Lagunes & Romero, 2015)

c) Red en malla:

La red mallada es la unión entre anillos y líneas radiales formando mallas que operan en forma radial, de tal forma las subestaciones están conectadas en seccionamientos lo que permiten asegurar una alimentación de emergencia. La estructura posee ventajas tales como seguridad de servicio, alimentación y facilidad de conservación. Tiene características de expansión y reparto de carga. Es utilizada para zonas en crecimiento continuo. Su desventaja es que tiene mayor complejidad extensiva a las protecciones.

En la Figura 5, se muestra la configuración de la estructura en malla.

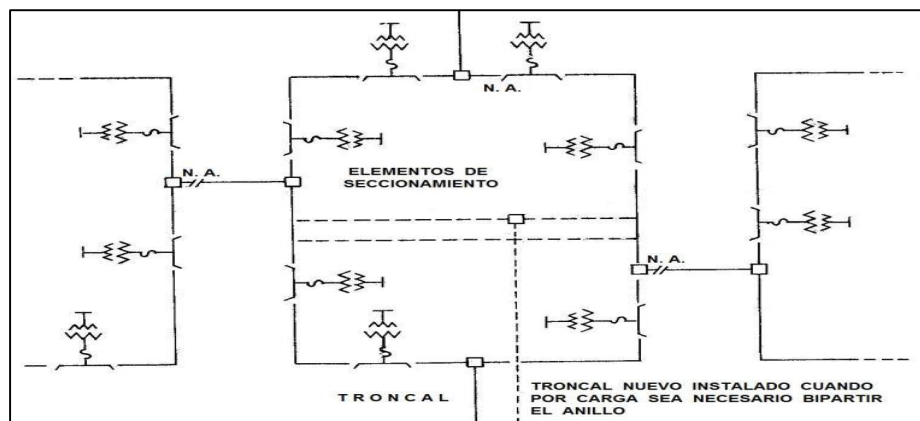


Figura 5: Estructura de red en malla (Lagunes & Romero, 2015)

2.4 Normas aplicadas en redes de distribución

De acuerdo con las (Normas Para Sistemas de Distribución Parte A, 2014) las normas constituyen criterios y recomendaciones básicas, donde el objetivo es guiar y elaborar un diseño para la realización práctica de las redes de distribución, lo cual permiten orientar a la ejecución de nuevos proyectos que ejerce el personal de las empresas o profesionales, de tal forma que permitan el desarrollo de nuevos proyectos desarrollos urbanísticos que se integran a la empresa para el suministro de energía eléctrica.

2.4.1 Campo de aplicación de las normas

Las normas presentan un contenido que consta de reglas básicas para aplicar a los sistemas de redes de distribución en áreas urbanas y rurales donde se describe ciertos criterios técnicos que se deben considerar para el diseño de nuevos proyectos a desarrollarse en las distintas zonas del país. Las normas en el campo de aplicación, se limitan a la realización de instalaciones que pueden agrupar con el sistema de distribución eléctrica en zonas residenciales y comercio-residenciales con densidades que tengan una carga de referencia baja y media.

2.5 Sistema SCADA

Según (Rodríguez, 2007) los sistemas de supervisión de control y adquisición de datos (SCADA), son aplicaciones de software que permiten la gestión y control de procesos que pueden ser sistemas locales o remotos, lo cual se basa en la adquisición de datos. El SCADA posee una interfaz gráfico que comunica al usuario con cualquier sistema con el que esté trabajando, la misma que realiza tareas de interfaz entre niveles de control del (PLC) y los de gestión aniveles superiores. Un sistema SCADA controla y monitorea variables en zonas geográficamente alejadas, lo que conlleva a tener como objetivos principales los que se presenta a continuación:

- **Economía:** Facilidad para ver qué sucede en las instalaciones desde la oficina y así evitar que un operario realice el trabajo o tarea.
- **Accesibilidad:** Posibilidad de modificar parámetros del funcionamiento de los equipos eléctricos.
- **Mantenimiento:** La adquisición de datos permite materializar un proceso, así como almacenarlos y presentarlos de manera intangible para un usuario no especificado. Permite programar de tal forma que diga cuando se aproximen las fechas de revisión de los equipos utilizados en el sistema.
- **Ergonomía:** Facilita la relación entre el usuario y el proceso.
- **Gestión:** Los datos recopilados en el proceso pueden ser estimados mediante múltiples herramientas estadísticas, gráficas, tabulaciones, entre otras; lo cual permita aprovechar el mejor rendimiento posible del sistema.
- **Flexibilidad:** Cualquier modificación en el sistema de visualización es posible y no necesariamente significaría un gasto en tiempo y medios.

- **Conectividad:** Los sistemas abiertos permiten integrarse sin ningún tipo de inconvenientes, lo cual permite la interconexión de sistemas de diferentes marcas y evitar que se presenten daños en el funcionamiento o en la seguridad.

2.5.1 Componentes de un sistema SCADA

Según (Rodríguez, 2007) un sistema SCADA se compone de varios subsistemas que se presentan a continuación:

- **Interfaz Hombre-Máquina (HMI).- (Man-Machine Interface):** Son dispositivos y elementos del software que permite al operador estar en comunicación en tiempo real con el proceso y variables. Lo que permite fijar límites de supervisión y tomar decisiones en situaciones que lo requiera. Dicha información que obtiene el operador puede ser en forma gráfica y esquemática.
- **Centro de Control:** Permite que el proceso del sistema sea redundante estando en funcionamiento con una computadora con sus periféricos “en línea” y los equipos en “stand by”, así permitiendo que cuando la línea este en falla la toma el control del proceso automáticamente con los mismos datos y en estado real de las variables antes de haberse producido la falla en el sistema.
- **Unidades Terminales Remotas (RTUs) (Remote Terminal Units):** Son dispositivos que reciben las señales en tiempo real de cada uno de los sensores del proceso y las convierten en señales digitales, para ser enviados al centro de control del sistema.
- **Controladores Lógicos Programables (PLCs):** Son dispositivos que se utilizan en el proceso por su flexibilidad, facilidad de configuración y versatilidad. Los PLCs, RTUs tienen su propia inteligencia lo que permite que los procesos o rutinas se ejecuten de forma independiente y autónoma. Una de las ventajas de la tecnología es que existen protocolos de comunicación abiertos.

Según (Rodríguez, 2007) los sistemas que tienen mayor o menor complejidad que se encuentran orientados a los conceptos anteriormente mencionados. El proceso se encuentra dentro de una relación que se pueden definir mediante:

- **HMI:** Human Machine Interface, Interfaz Humano-Máquina.
- **MMI:** Man Machine Interface, Interfaz Hombre-Máquina.

El paquete SCADA, es una herramienta que en su forma de interfaz Hombre-Máquina, posee una amplia gama de utilidades y funciones que se encuentran encaminadas a establecer una comunicación lo más fácil y clara posible entre el proceso y el operador.

2.5.2 OMS (sistema de gestión de interrupciones)

Aplicación que funciona sobre la infraestructura de un SCADA que monitorea y controla todos los interruptores que se involucran en la red de distribución y cuyas funciones son:

- Localización o predicción del interruptor o seccionador que debe operar cuando una falla ocurra en el sistema de alimentación.
- Determinar las posibilidades de reconexión ocupando los recursos que posee la estructura de la red, para estar preparado a la emergencia, disminuir el área afectada y duración del apagón.
- Tener información sobre lo que genera la falla, así como la cantidad de afectados, los reportes de los administradores, autoridades reguladoras etc.
- Calcular un estimado del tiempo de interrupción.
- Gestión de las personas que participen en el arreglo del servicio.
- Calcular la cantidad de equipos y repuestos para la reparación de la falla.
- Tener datos estadísticos e índices de comportamiento del servicio, lo que determinara el grado de confiabilidad del servicio.

2.5.3 Prestaciones de un sistema SCADA

Según (Rodríguez, 2007) el sistema SCADA presenta herramientas que son importantes en la adquisición de datos, lo cual permite mejorar la producción, a continuación se presenta las herramientas más comunes en su utilización.

- **La monitorización:** Muestra los datos de un proceso de una planta en tiempo real y los entrega a los operadores de una forma as fácil y clara. Datos que se leen de una forma automática, que pueden ser temperaturas, velocidades, detectores etc.
- **La supervisión:** Permite el mando y adquisición de datos de un proceso, así como herramientas de gestión que permite tomar una disección correcta para realizar algún tipo de mantenimiento. También tiene capacidad de ejecutar programas que permitan modificar y supervisar el control establecido y así evitar una supervisión humana constante.
- **La adquisición de datos de los procesos de observación:** se puede observar mediante herramientas que registren y obtengan un valor medio en la zona específica, guardando todos los valores adquiridos y evaluándolos a posterioridad.
- **La visualización de los estados de las señales del sistema (alarmas y eventos):** registro de los eventos que presenta la planta y así su inmediato aviso a las personas que se encuentran operando para luego poder efectuar las acciones de corrección en el proceso.
- **El mando:** Eventualidad de que los operadores puedan cambiar claves o datos en el proceso y pueda ser de una forma directa desde el ordenador, lo que pueda ser marcha, paro, modificación de parámetros etc. Lo que permite que s escriba datos sobre los elementos de control.
- **Grabación de acciones o recetas:** Permite que en algunos procesos se utiliza la combinación de las variables pero que siempre serán las mismas. El sistema permite configurar a toda la planta de producción ejecutando un solo comando.

- **Garantizar la seguridad de los datos:** El envío y recepción de datos deben estar protegidos de fallas no deseadas en la programación.
- **Garantizar la seguridad de los accesos:** Se restringe las zonas donde los programas son comprometidos de personas no autorizadas, registrando cada una de las acciones realizadas por el operador.
- **Posibilidad de programación numérica:** El sistema permite realizar cálculos aritméticos de alta resolución sobre el CPU, del ordenador. Así como modificar los lenguajes de alto nivel etc.

2.5.4 Ventajas de un sistema SCADA

Según (Rodríguez, 2007) las ventajas más evidentes de los sistemas de control automatizado y supervisado SCADA son:

- Nivel de desarrollo de los paquetes de visualización, lo que permite la creación de nuevas aplicaciones funcionales sin necesidad de la persona a cargo sea un experto.
- El sistema PLC trabaja en condiciones adversas proporcionando fiabilidad al sistema que se controla.
- Cualquier tipo de sensor y actuador se puede integrar a un programa PLC, lo que puede ser por tarjetas de adquisición disponibles que pueden ser: tensión, corriente, sondas de temperatura, etc.
- La modularidad de los autómatas permite adaptarlos a las necesidades y ampliarlos si es necesario.
- Las herramientas de diagnóstico que tiene el sistema permite una localización más rápida y sin errores lo que conlleva a memorar los paros que se produce en las instalaciones.
- Un sistema de control remoto (RTU) se puede definir que funciona de forma automática aun sin conectarse con la estación maestra.

- Los programas de control pueden documentarse más fácil y claro posible lo que permita que los técnicos de mantenimiento lo puedan interpretar.

2.6 Software MOVICON 11.5

De acuerdo con (Progea, 2011) el programa MOVICON es una plataforma que posee comandos y funciones muy bien definidas. Es un software SCADA/HMI de supervisión y control, que permite realizar programas sencillos e intuitivos. Este software se destaca por tener multiplataforma Windows 32/64, Windows CE. Cuenta con drivers de comunicación, scripts en Visual Basic y cliente web para PC/Smartphone/Tablet Windows/Android.

2.6.1 Características principales

El programa realiza proyectos de automatización, estos pueden ser diseñados a la necesidad que se requiera, la cual tiene ambiente de programación que permite al programa facilitar y utilizar múltiples comandos como sinópticos, alarmas, data loggers y administración de usuarios. Además de sus características principales, el Software MOVICON 11.5 posee beneficios importantes que se presentan a continuación:

- Seguridad: Garantiza una mayor seguridad de los datos obtenidos
- Funcionalidad: La tecnología se incrementa debido a un motor Figura basado en SVG.
- Conectividad: posee una biblioteca extensa de drivers de comunicación.

2.6.2 Creación de un proyecto

Para realizar un programa se debe configurar los detalles previos de acuerdo a las necesidades que el proyecto requiera. Los pasos que se debe seguir para la correcta configuración y creación de un proyecto se presenta a continuación:

1. El la Figura 6, muestra la pantalla principal de MOVICON 11.5, la cual da inicio para la configuración del proyecto a realizar.

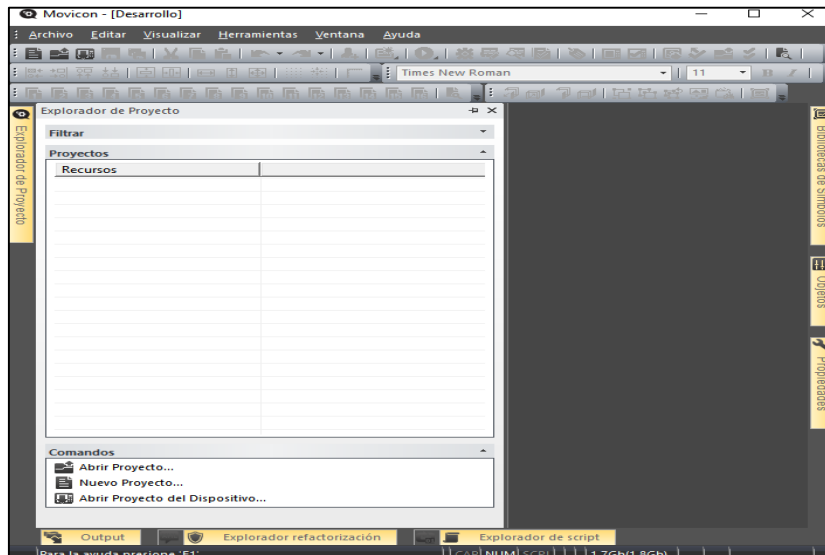


Figura 6: Pantalla principal Movicon 11.5

2. Presionar en el icono que dice crear nuevo, este icono se encuentra ubicado en la parte superior derecha de la pantalla principal, como se muestra en la Figura 7.

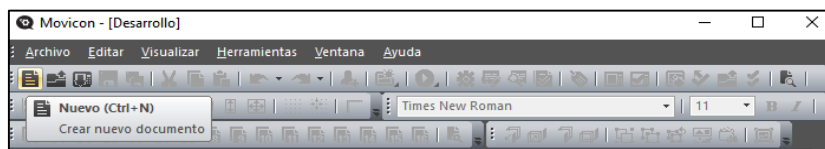


Figura 7: Nuevo proyecto Movicon 11.5

3. Se abre una pantalla con múltiples plataformas, la cual se puede elegir el tipo de plataforma en el que se va a ejecutar el proyecto, tal como se muestra la Figura 8.

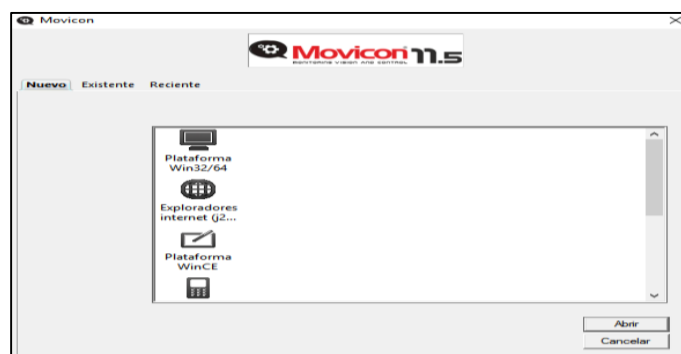


Figura 8: Elección de plataforma Movicon 11.5

4. En la Figura 9, muestra la pantalla que permite configurar varios detalles del proyecto, como son el nombre, lugar donde se guardara el archivo etc.

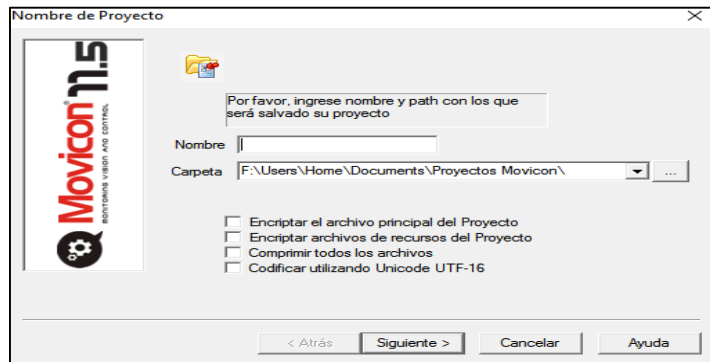


Figura 9: Configuración de proyecto Movicon 11.5

5. En la Figura 10, muestra la pantalla que contiene opciones de seguridad para el proyecto.

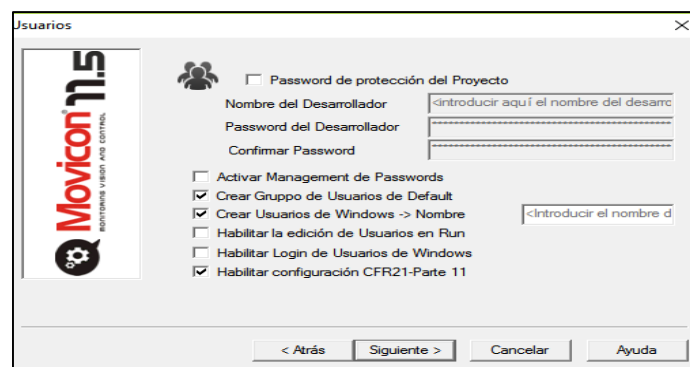


Figura 10: Seguridad del proyecto Movicon 11.5

6. En la Figura 11, se muestra la pantalla en la que se puede configurar el tipo de controladores o drivers principales del proyecto.

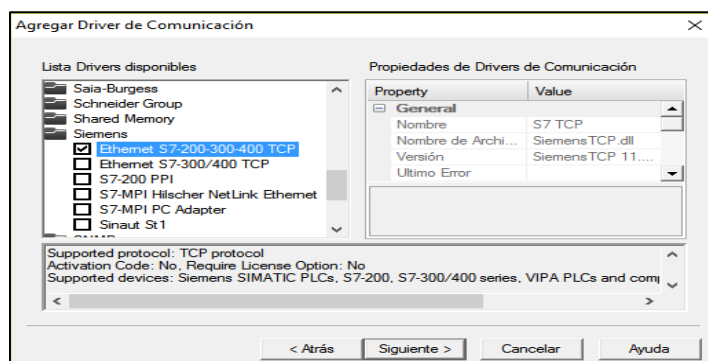


Figura 11: Pantalla principal Movicon 11.5

7. En el Figura 12, se muestra la pantalla de configuraciones del proyecto a realizar, tamaño, color, cantidad de sinópticos.

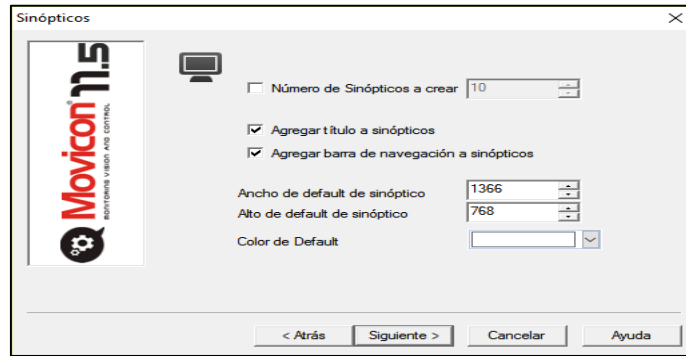


Figura 12: Configuración de sinóptico Movicon 11.5

8. En la Figura 13, se muestra la pantalla, la cual permite configurar la propiedades de los data logger

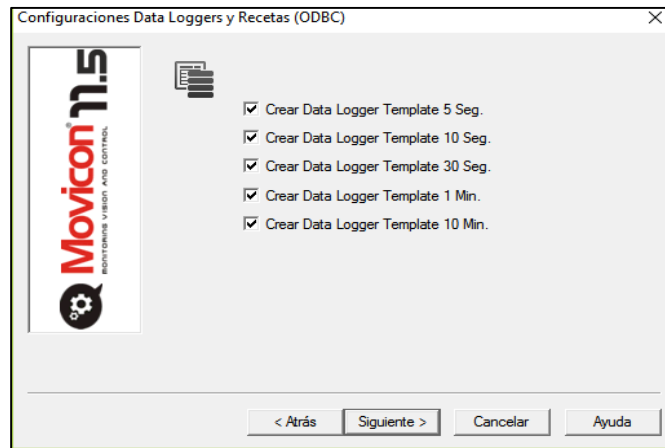


Figura 13: Configuración de data logger Movicon 11.5

9. En la Figura 14, muestra la pantalla de configuración de alarmas del sistema para objetos del proyecto.

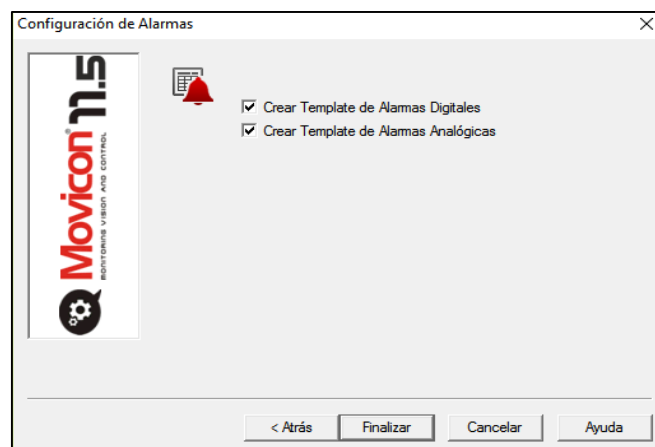


Figura 14: Configuración de alamas Movicon 11.5

10. En la Figura 15, se muestra la pantalla en la que se configura las variables que se va a utilizar en el proyecto.

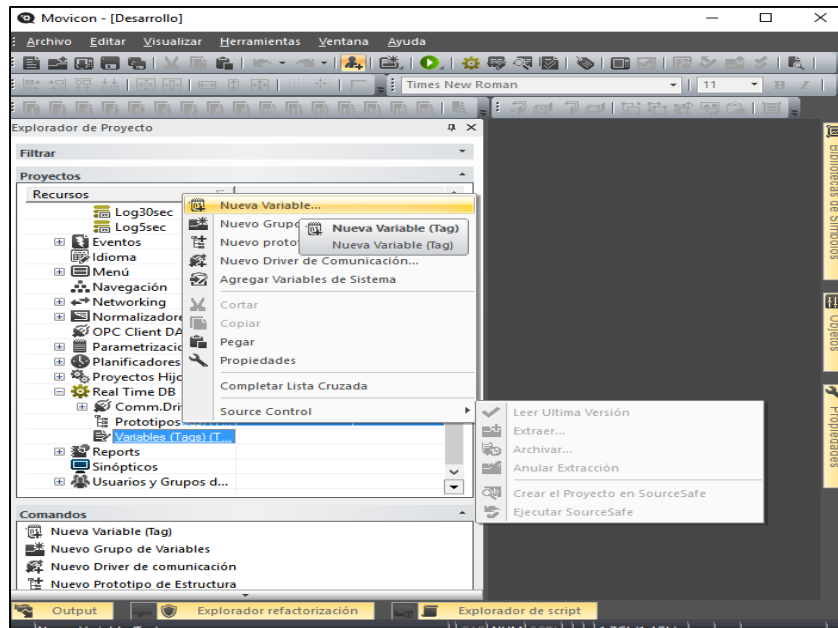


Figura 15: Configuración de variables Movicon 11.5

11. En la Figura 16, muestra la pantalla de configuración del driver que se va a utilizar para la configuración de las variables del sistema.

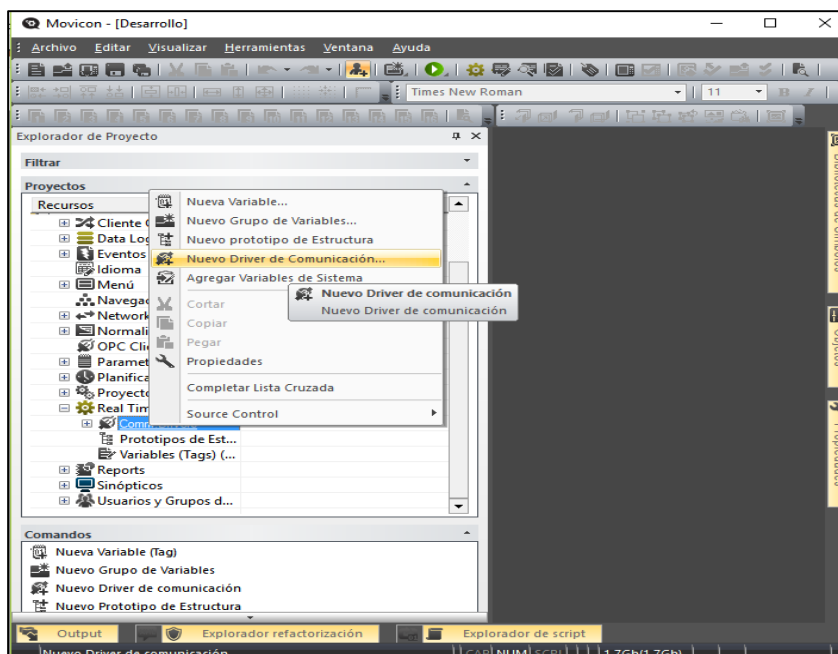


Figura 16: Configuración de driver Movicon 11.5

12. En la Figura 17, muestra la configuración y creación de sinópticos: Pantalla donde permite crear visualizar el proyecto.

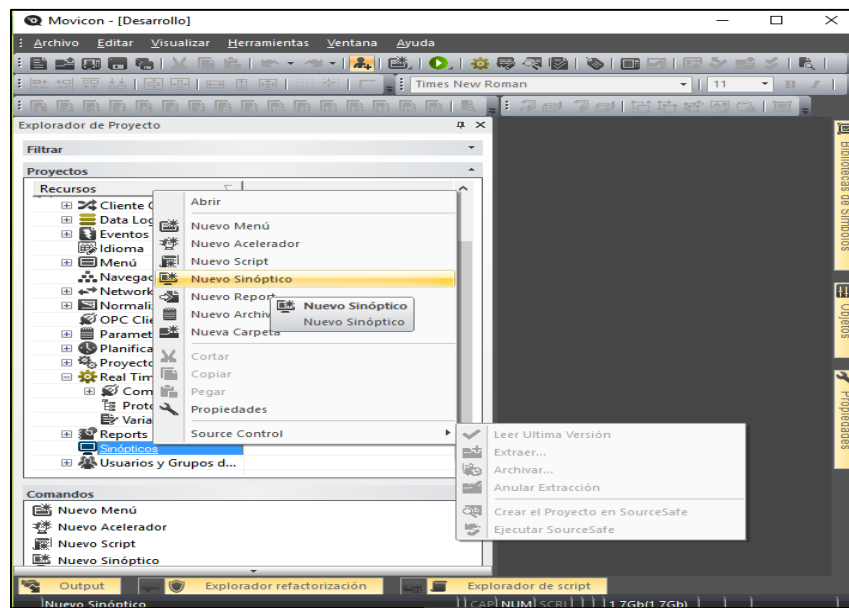


Figura 17: Sinóptico Movicon 11.5

13. En la Figura 18, se muestra la pantalla la cual permite crear alarmas, la cual puede ser de dos maneras: señales analógicas y digitales

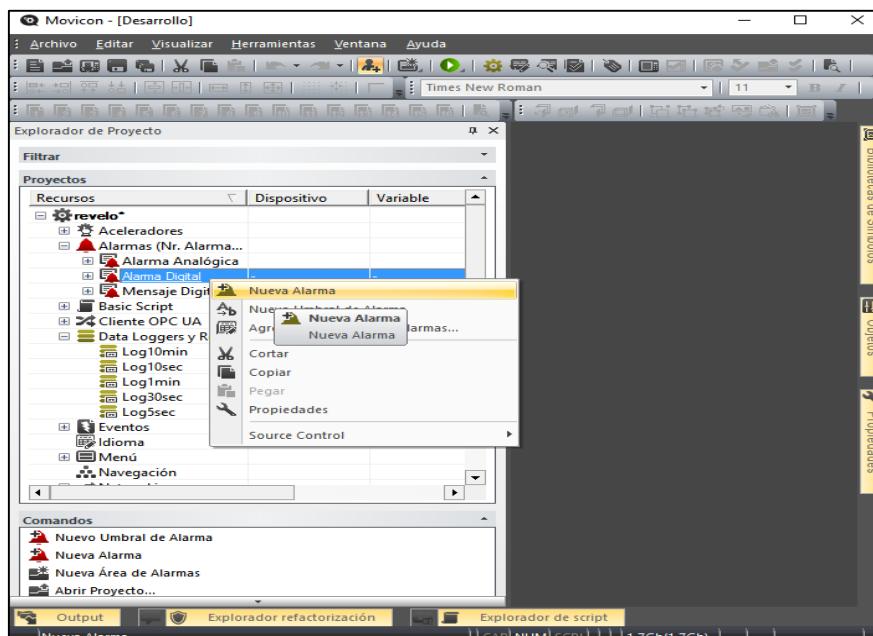


Figura 18: Configuración de alarmas Movicon 11.5

14. En la Figura 19, se muestra la pantalla de creación de data logger: Estos se crean en base a las alarmas.

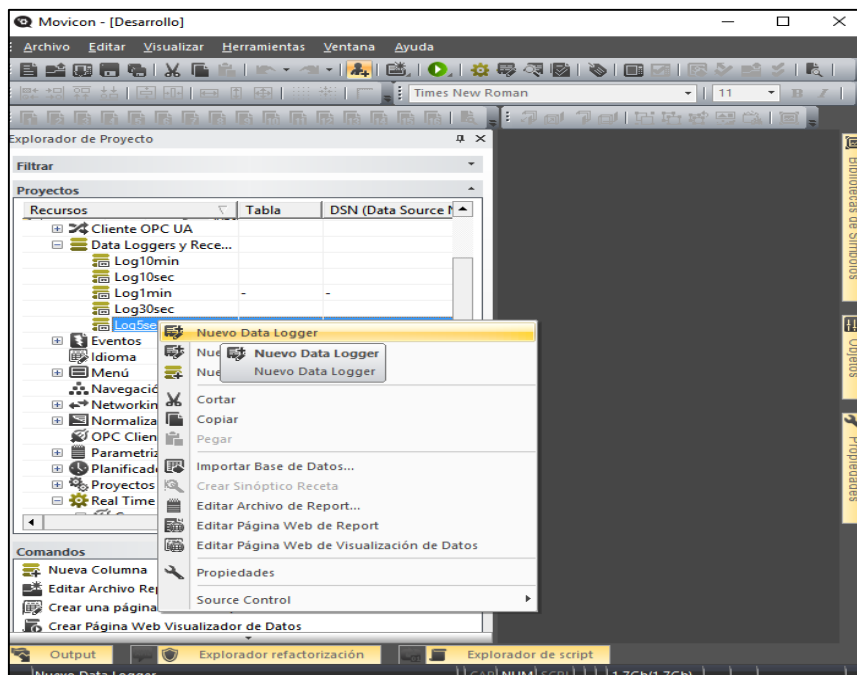


Figura 19: Ingresar data logger Movicon 11.5

2.7 PLC (Controlador Lógico Programable)

Según (Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2011) los PLC Son dispositivos electrónicos que permiten realizar diferentes operaciones matemáticas así como regular y controlar procesos industriales. Dentro de lo cual se realiza una programación para la ejecución de accionamientos a máquinas, lo que permite el procesamiento de señales y estrategias de control. Es una computadora utilizada para la automatización industrial de procesos electromecánicos, lo cual el PLC tiene funciones como: operaciones lógicas, secuencias de acciones, especificaciones temporales, contadores y cálculos para el control mediante módulos analógicos o digitales.

2.7.1 Campos de aplicación del PLC

Según (Damas, 2011) los Plc se utilizan en diversos tipos de industrias, los cuales se presentan a continuación:

- **Automatización de fabricación:** Fabricación de coches, sistemas de embotellado, sistemas de almacenamiento, etc.
- **Automatización de edificios:** Automatización del tráfico, calefacción, aire acondicionado, etc.
- **Automatización de procesos:** Plantas de purificación, plantas químicas y petroquímicas, industria papelera y textil.
- **Industrias de generación y transporte de energía:** Plantas de generación de energía.

2.7.2 Ventajas de un PLC

El PLC posee varias ventajas y desventajas para su utilización, lo cual se presentan a continuación.

- Operaciones en tiempo real.
- Adaptabilidad debido a su flexibilidad para programarlos.
- Reducción de costos adicionales para elaborar proyectos.
- Comunicación inmediata con otro tipo de controladores y ordenadores.
- Construcción estable: resiste vibraciones, temperatura, humedad y ruidos.
- Fácilmente programables con lenguajes de programación comprensibles.

2.7.3 Desventajas de un PLC

La necesidad de contar con técnicos cualificados para ocuparse de su funcionamiento, debido a los altos costos que representan tanto su capacitación como contratación.

2.7.4 Estructura General de los PLC's

Según el (Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2011) establece un diagrama de flujo que muestra los componentes y la estructura de un PLC, tal como se muestra en el Figura 20.

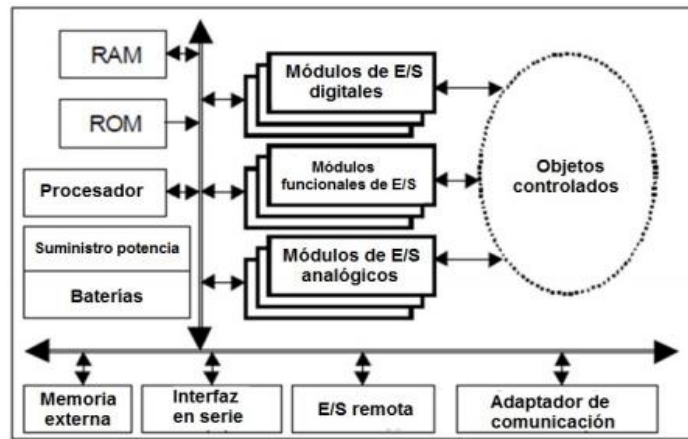


Figura 20: Diagrama general de un PLC (Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2011)

2.7.5 PLC Siemens S7-1200

Según el manual (Siemens, 2015) es un controlador que incorpora una fuente de alimentación, circuito de entrada y salida integrados. Al cargarse el programa en la CPU vigila las entradas y cambia el estado de las salidas según la lógica del programa que se utilice, puede incluirse lógica booleana, contadores, temporizadores y operaciones matemáticas.

En la Figura 21, se puede apreciar las partes principales que posee un PLC S7-1200.

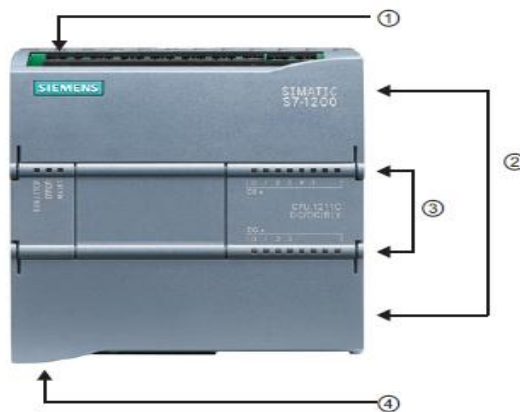


Figura 21: PLC S7-1200 (Siemens, 2015)

1. Conector de alimentación
2. Conectores extraíbles para cableado de usuario (detrás de las tapas)
3. LED's de estado para las E/S integradas
4. Conector PROFINET (en el lado inferior de la CPU)

La Tabla 2, muestra y describe cada una de las características principales que tiene un PLC Siemens S7-1200.

Tabla 2: Características del PLC S7-1200

Función	CPU 1212C
Tamaño físico	90 mm x 100 m x 75mm
Memoria de trabajo	25KB
Memoria de carga	1MB
Memoria remanente	2KB
E/S digitales integradas	8entradas y 6 salidas
E/S analógicas integradas	2 entradas
Memoria imagen de proceso (entradas)	1024 bytes
Memoria imagen de proceso (salidas)	1024 bytes
Área de marcas (M)	4096 bytes

Fuente: Manual de usuario Siemens, 2015

2.7.5.1 Interfaz de Comunicación

Según el manual de usuario (Siemens, 2015) la interfaz de comunicación de un PLC S7-1200 permite la conexión de punto a punto, mediante la ampliación de CPU con interfaces como RS485 Y RS232. En cada controlador del PLC se puede incorporar tres módulos de comunicación.

El software de programación de PLC's STEP 7 (Tía Portal) puede definir a cada uno de los módulos de comunicación: maestro o esclavo de MODBUS. La opción de maestro MODBUS permite comunicar un sólo esclavo con RS232 y hasta 32 esclavos (uno detrás del otro) con RS485.

En la Figura 22, se muestra la conexión de la comunicación maestro esclavo se la puede realizar de la siguiente manera.

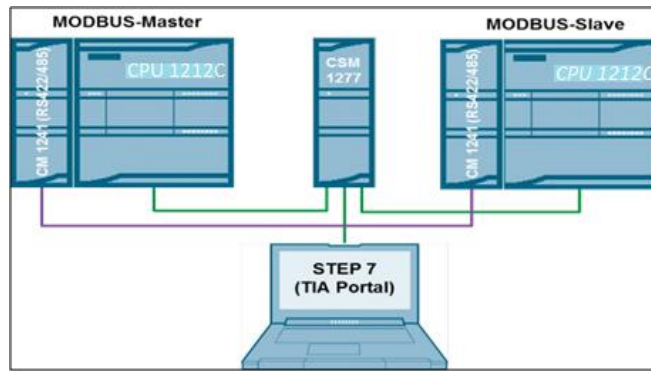


Figura 22: Comunicación maestro-esclavo (Siemens, 2017)

2.7.5.2 MB_COMM_LOAD

Según el manual (Siemens, 2015) el bloque de configuración MB_COMM_LOAD se llama en ambos lados (maestro y esclavo) para la comunicación MODBUS. El bloque es utilizado para seleccionar el módulo de comunicación, ajusta parámetros de comunicación y parametriza el enlace con los parámetros del maestro o esclavo. El primer ciclo del programa es la activación del sistema M1.0 (configuración del hardware), luego se inserta el módulo de comunicación en el parámetro PORT y seguido a esto los parámetros BAUD (velocidad de transmisión) y PARITY (paridad) deben ser idénticos para todos los nodos. La transmisión del bloque de datos se transfiere mediante el parámetro MB_DB que define el módulo de comunicación como maestro o esclavo MODBUS.

En la Figura 23, se puede apreciar la configuración del módulo MB_COMM_LOAD

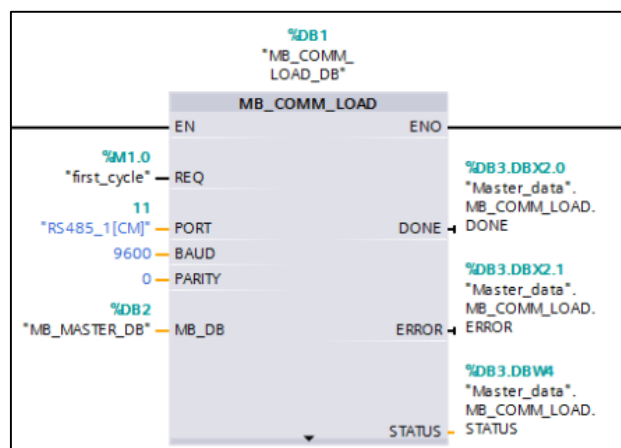


Figura 23: MB_COMM_LOAD Software TIA Portal V14

A continuación en la Tabla 3, se presenta los parámetros de configuración del módulo MB_COMM_LOAD:

Tabla 3: MB_COMM_LOAD

Parámetro	Declaración	Tipo de datos	Área de memoria	Descripción
REQ	Input	BOOL	I, Q, M, D, L	Ejecuta una instrucción con flanco ascendente
PORT	Input	PORT	I, Q, M, D, L	Identifica al puerto de comunicación: Al insertar el módulo de comunicación en la configuración se encuentra una lista de conexión del PORT.
BAUD	Input	UDINT	I, Q, M, D, L	Selecciona la velocidad de transferencia,300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600, 76800, 115200
PARITY	Input	UINT	I, Q, M, D, L	Selecciona la paridad 0-ninguna, 1-impar, 2-par
MB_DB	Input	MB-BASE	D	Referencia del bloque de datos o de las instrucciones tales como MB-MASTER O MB SLAVE
DONE	Output	BOOL	I, Q, M, D, L	Realización de la instrucción y finalización sin ningún error
ERROR	Output	BOOL	I, Q, M, D, L	Error: 0-no hay error, 1-se ha detectado un error Aparece un código en el parámetro STATUS
STATUS	Output	WORD	I, Q, M, D, L	Se encuentra un error en la configuración del puerto

Fuente: Manual de usuario Siemens, 2017

2.7.5.3 MB_MASTER

Según el manual (Siemens, 2015) permite definir el módulo de comunicación del bloque MB_COMM_LOAD como maestro MODBUS. Se utiliza para direccionar el esclavo MODBUS, seleccionar el código de función y definir la zona de almacenamiento de datos.

En la Figura 24, se puede apreciar los parámetros del módulo MB_MASTER.

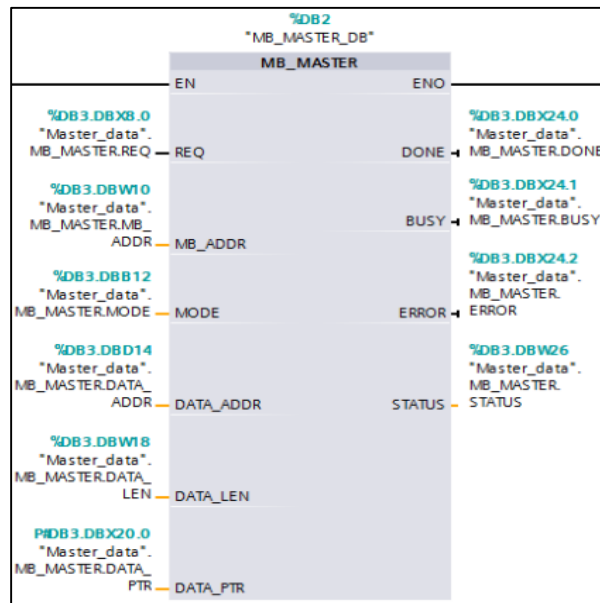


Figura 24: MB_MASTER Software TIA Portal V14

En la Tabla 4, se puede apreciar la descripción de los parámetros del MB_MASTER

Tabla 4: Parámetros MB_MASTER

Parámetro	Declaración	Tipo de datos	Área de memoria	Descripción
REQ	Input	BOOL	I, Q, M, D, L	Habilita la comunicación 0-Ninguna solicitud 1-enviar datos a esclavos
MB_ADDR	Input	UINT	I, Q, M, D, L o constante	Dirección estación MODBUS-RTU. Direccionamiento de 0 a 247
MODE	Input	USINT	I, Q, M, D,	Dirección de transmisión (“0” lectura

			L o	y “1” escritura)
			constante	
DATA_ADDR	Input	UDINT	I, Q, M, D, L o constante	Dirección de inicio MODBUS. Dirección inicial del esclavo
DATA_LEN	Input	UINT	I, Q, M, D, L o constante	Longitud de datos MODBUS. Indica el número de bits o palabras
DATA_PTR	Input	VARIANT	M, D	Define las zonas de datos de envío y recepción locales del maestro.
DONE	Output	BOOL	I, Q, M, D, L	0-Transacción no finalizada 1-Transacción finalizada sin errores
BUSY	Output	BOOL	I, Q, M, D, L	0-No se está efectuando ninguna transacción de MB-MASTER 1-Transacción de MB-MASTER en ejecución
ERROR	Output	BOOL	I, Q, M, D, L	0-Ningun error 1-Codigo de error
STATUS	Output	WORD	I, Q, M, D, L	Condición de ejecución

Fuente: Manual de usuario Siemens, 2017

2.7.5.4 MB_SLAVE

Según (Siemens, 2015) este bloque permite definir el módulo de comunicación del bloque MB_COMM_LOAD como esclavo MODBUS. Define la dirección MODBUS-RTU y la zona

de almacenamiento de datos local, para proceder a la transferencia de datos con registro de participación.

En el Figura 25, se puede apreciar la configuración y descripción del bloque MB_SLAVE

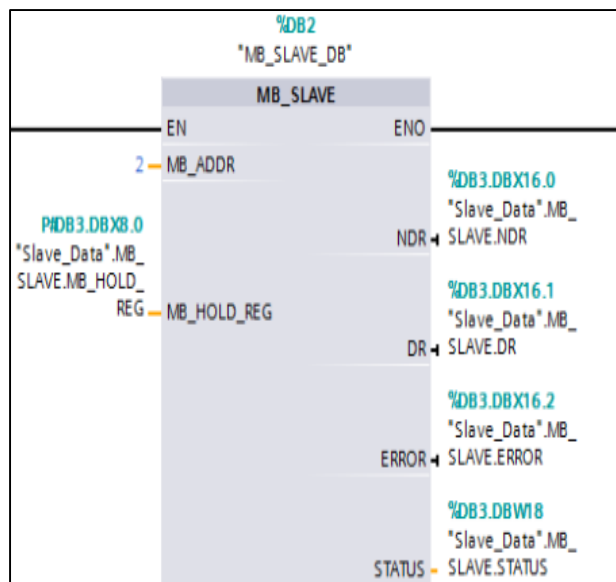


Figura 25: MB_SLAVE Software TIA Portal V14

La Tabla 5, describe los parámetros principales del bloque MB_SLAVE

Tabla 5: Parámetros MB_SLAVE

Parámetro	Declaración	Tipo de datos	Área de memoria	Descripción
MB_ADDR	Input	V1.0-USINT V2.0'UINT	I, Q, M ,D, L o constante	Transfiere la dirección de estación MODBUS-RTU
MB_HOLD_REG	Input	VARIANT	D	Registro de participación del esclavo. (opción “sólo acceso simbólico” deshabilitada)
NDR	Output	BOOL	I, Q, M ,D, L	0-No hay datos nuevos 1-Indica que el maestro a escrito datos nuevos

DR	Output	BOOL	I, Q, M ,D, L	0-	Indica que no se ha leído datos
				1-	Indica que el maestro a leído los datos
ERROR	Output	BOOL	I, Q, M ,D, L	0-	No se ha detectado ningún error
				1-	1-Errorque se indica en el STATUS
STATUS	Output	WORD	I, Q, M ,D, L		Código de error

Fuente: Manual de usuario Siemens, 2017

Múltiples registros el parámetro “MB_HOLD_REG” tiene que transferir el nombre simbólico de un array, estructura o tipo de dato de PLC que cubra el volumen de datos del maestro (DATA_ADDR y DATA_PTR). La primera palabra de este array, estructura o tipo de dato de PLC corresponde con la dirección de inicio 40001 del registro de participación MODBUS.

2.8 Software TIA Portal V14

Según el manual de usuario (TIA Portal V14, 2009) es un programa que integra productos SIMATIC en una aplicación de software que permite mejorar el funcionamiento de un proceso, el cual abarca varios productos que interactúan entre sí, ayudando en todas los campos de creación para solucionar procesos de automatización.

El TIA Portal V14 posee soluciones de automatización tales como:

- Controlador que controla a un proceso por medio de un programa.
- Panel de un operador el que permite su manejo y visualiza el proceso

En la Figura 26, se puede apreciar el diagrama entre el PLC Siemens S7-1200 y el Software TIA Portal

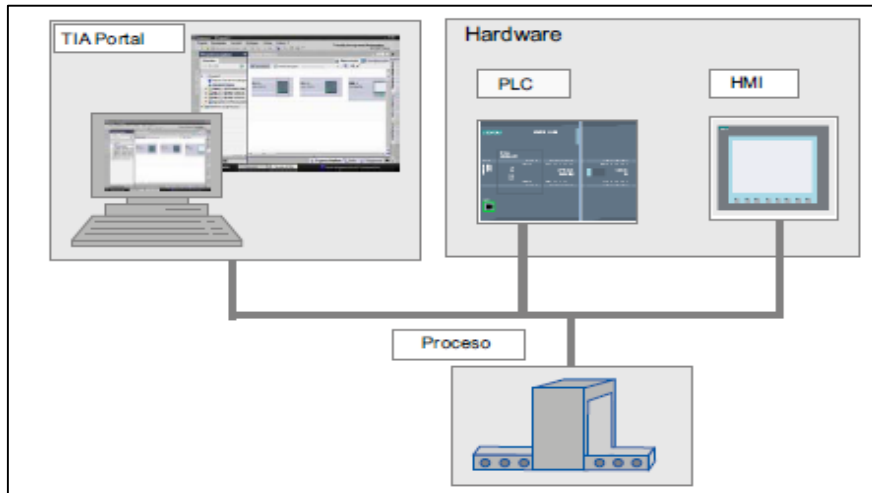


Figura 26: Diagrama de conexión mediante el TIA Portal y el PLC (Manual TIA Portal V14, 2017)

El programa TIA portal permite crear soluciones de automatización y ayuda a mejorar todo tipo de procesos que hoy en día se presentan en la industria, debido al gran avance tecnológico.

2.8.1 Creación de un proyecto

Para la creación de un proyecto en el programa se necesita seguir de una forma ordenada los siguientes pasos.

- Creación del proyecto.
- Configuración de hardware.
- Conexión en la red de los dispositivos.
- Programación del controlador.
- Configuración de la visualización.
- Carga de los datos de configuración
- Uso de las funciones Online y diagnóstico.

2.8.1.1 Ventajas

El TIA Portal brinda ventajas que permita un mejor desarrollo del proceso a realizarse que se presentan a continuación:

- Gestión conjunta de datos.
- Manejo unitario de programas, datos de configuración y de visualización.
- Comodidad de carga de datos en el dispositivo.
- Configuración y diagnóstico asistidos por Figuras.

2.8.1.2 Vista del Portal

La vista del TIA Portal permite una navegación completa del programa, donde al crear un proyecto tiene una facilidad de visualización lo que permite una vista general de las diferentes vistas del TIA Portal. Las dos vistas que ofrece son: la primera vista del portal para la configuración de las tareas y la segunda vista del proyecto que es para la configuración de los objetos.

La vista principal del TIA Portal tiene varias herramientas que están destinadas a tareas. La vista principal permite una fácil navegación por todas las tareas y datos que el proyecto necesita para su respectivo funcionamiento. El cual permite acceder a las funciones y aplicaciones principales.

En la Figura 27, se puede apreciar la vista principal del Software TIA Portal.



Figura 27: Vista Principal del Portal (Manual TIA Portal V14, 2017)

1. Portal para tareas: En este lugar se encuentra las funciones básicas designadas a las distintas tareas.
2. Acciones del portal: Acciones que se ejecutan y que pueden cambiar en función del portal.
3. Ventana de selección de la acción: se encuentra disponible en todos los portales y se adapta a la selección actual.
4. Cambiar a la vista del proyecto: Esta función permite cambiar a la vista del proyecto.
5. Indica que el proyecto actual está abierto:

2.8.1.3 Vista del Proyecto

Esta vista permite visualizar una estructura de cada uno de los componentes de un proyecto, también esta vista posee editores que ayudan a editar los componente del proyecto.

En el Figura 28, se puede apreciar la vista principal del proyecto a desarrollarse.

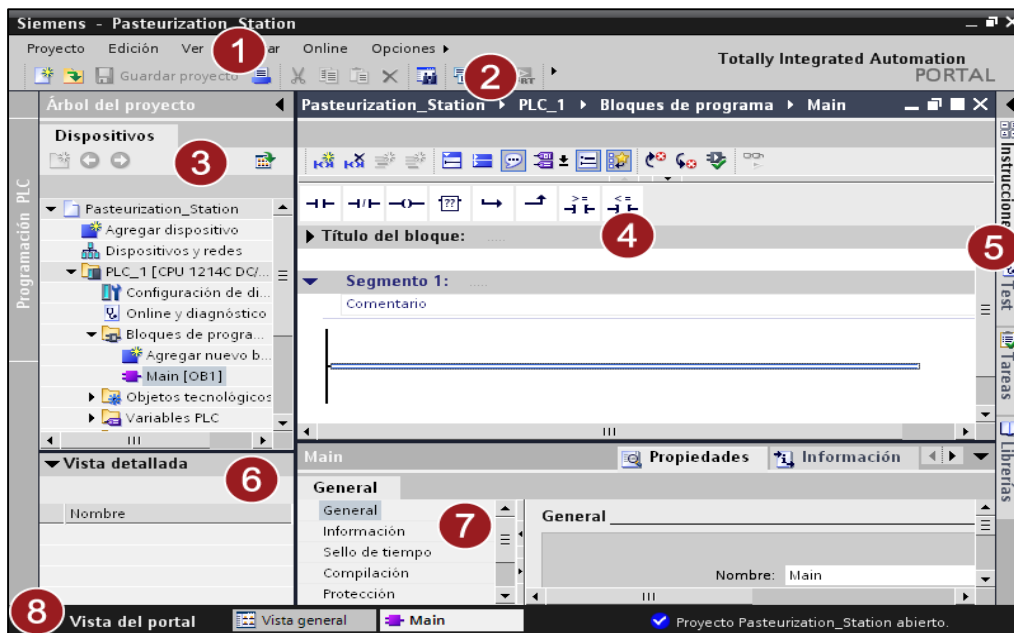


Figura 28: Vista Principal del proyecto (Manual TIA Portal V14, 2017)

1. Barra de menú: Contiene todos los comandos necesarios para trabajar con el software.

2. Barra de herramientas: Contiene botones que permiten el acceso directo y más rápido a los comandos más frecuentes.
3. Árbol del proyecto: Permite acceder componentes y datos del proyecto, el cual agrega, edita, consulta y modifica a los componentes.
4. Área de trabajo: Aquí se visualiza los objetos y se abren para editarlos.
5. Task Cards: Función que tiene el objeto seleccionado.
6. Vista detallada: Se visualizan los contenidos del objeto seleccionado.
7. Ventana de inspección: Se visualiza la información del objeto seleccionado.
8. Cambiar a la vista del portal: Permite cambiar la vista del portal.

2.8.2 Analizador de red

De acuerdo con (Lifasa, 2016) el analizador de redes es un instrumento que permite analizar los parámetros de las redes eléctricas. Dispositivo que dispone de alta tecnología para medir varios parámetros eléctricos, de tal forma obteniendo datos para controlar y gestionar un proceso. Poseen una memoria interna donde se guardan los valores de los datos de un sistema que fue analizado, también tiene una pantalla que permite la visualización de los diferentes parámetros que pueden ser voltaje. Corriente, potencia, potencia activa, potencia aparente, potencia reactiva, energía, factor de potencia, etc.

2.8.2.1 Analizador de red Controller MASTER control VAR

Según el manual de usuario (Lifasa, 2016) este Regulador incorpora en un solo equipo las funciones de regulador de factor de potencia, analizador de redes y dispositivo de protección. Tiene varias opciones de empleo de tal forma que puede seleccionarse mediante menú de configuración que posee el instrumento. EL Regulador MASTER mide el coseno de la red y permite regular las conexiones y desconexiones de bancos de condensadores con el objetivo

de corregir el factor de potencia, también calcula y visualiza parámetros eléctricos de redes monofásicas, trifásicas de equipos balanceados o desbalanceados.

En la Tabla 6, se puede apreciar los parámetros de medida que posee el Controller MASTER.

Tabla 6: Parámetros de medida







MAGNITUD	UNIDAD	FASES L1-L2-L3	N	TOTAL III	Max	Min
Tensión fase-neutro	V	Si		si	si	si
Tensión fase-fase	V	Si		si	si	Si
Corriente	A	Si	Si		si	Si
Corriente de fugas	mA		Si		si	Si
Frecuencia	Hz	si (L1)			si	Si
Potencia activa	M/kW	Si		si	si	Si
Potencia Aparente	M/kVA	Si		si	si	Si
Potencia Reactiva Total	M/Kvar	Si		si	si	Si
Potencia Reactiva Inductiva	M/kvarL	Si		si	si	Si
Potencia Reactiva Capacitiva	M/ kvarC	Si		si	si	Si
Factor de potencia	PF	Si		si	si	Si
Cos φ	Φ	Si		si	si	Si
THD de Tensión	% THD V	Si			si	
THD de Corriente	% THD-A	Si			si	
Descomposición armónica Tensión hasta 17° armónico	harmV	Si			si	
Descomposición armónica Tensión hasta 17° armónico	harmA	Si			si	
Energía Activa	M/kWh			si		
Energía Reactiva Inductiva	M/kvarLh			si		
Energía Reactiva Capacitiva	M/KvarCh			si		
Energía aparente	M/kVAh			si		
Temperatura	°C			si		
N° de maniobras	-			si		
Potencia activada	%			si		

Fuente: Lifasa, 2016.

2.8.2.2 Teclas y funciones principales que posee el Controller MASTER control VAR

En la Tabla 7, se puede apreciar las funciones de las 5 teclas principales del equipo,(Lifasa, 2016).

Tabla 7: Función de las teclas principales en las pantallas de medida

Tecla	Pulsación corta	Pulsación larga (3s)
	Pantalla anterior	-
	Pantalla siguiente	-
	Visualización del valor mínimo	Borrado de los valores mínimos
	Visualización del valor máximo	Borrado de los valores mínimos
	Parámetro siguiente	Entra en el menú de programación
	Pulsación muy larga (10s) entra en pantallas Test	

Fuente: Lifasa, 2016.

El analizador de redes Controller MASTER control VAR tiene una pantalla de presentación y varias funciones que se detallan a continuación.

a) Pantalla principal del Controller MASTER control VAR

En el Figura 29, muestra la pantalla principal la que cuenta con diferentes funciones principales del equipo, (Lifasa, 2016).

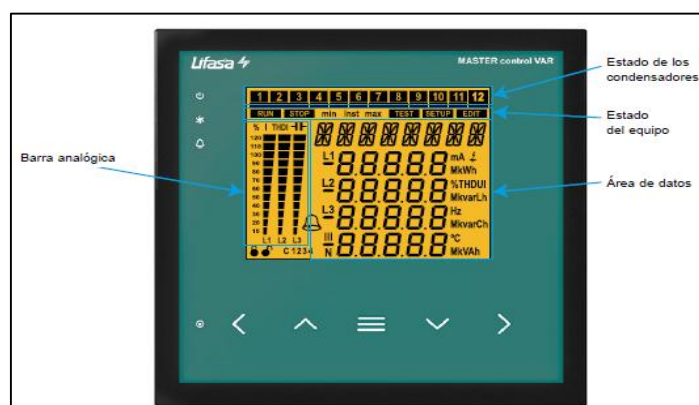


Figura 29: Pantalla principal (Lifasa, 2016)

b) Programación del Controller MASTER control VAR

El analizador se conecta a un ordenador o PLC ya que tiene como finalidad automatizar un proceso o sistema de control energético. Permite obtener datos en tiempo real, de tal forma el MASTER tiene una salida de comunicación serie RS-485. Para su conexión si se va a conectar a más de un aparato se debe asignar a cada uno de ellos un número de dirección de 01 a 255 a fin de que el PLC envíe las direcciones a cada uno de los periféricos.

c) Salida serie

- Modelo LAB96-C
- Tipo: RS 485.
- Conexión: 3 hilos.
- Protocolo: MODBUS RTU

d) Direcciones de Modbus RTU:

En la Tabla 8, se puede apreciar el mapa de memorias.

Tabla 8: Mapa de memorias Modbus

Parámetro	Instantáneo	Máximo	Mínimo	Unidades
Tensión fase L1	00-01	200-201	300-301	V /100
Corriente L1	02-03	202-203	302-303	mA
Potencia Activa L1	04-05	204-205	304-305	W
Potencia Reactiva Inductiva L1	06-07	206-207	306-307	varL
Potencia Reactiva Capacitiva L1	08-09	208-209	308-309	varC
Potencia Reactiva L1	0A-0B	20A-20B	30A-30B	Var
Potencia Aparente L1	0C-0D	20C-20D	30C-30D	VA
Potencia Reactiva Consumida L1	0E-0F	20E-20F	30E-30F	Var
Potencia Reactiva Generada L1	10-11	210-211	310-311	var
Factor de potencia L1 ⁽¹⁾	12-13	212-213	312-313	-
Cos ϕ L1 ⁽¹⁾	14-15	214-215	314-315	-
Signo de kW L1 ⁽¹⁾	16-17	-	-	+1 o -1
Signo de kvar L1 ⁽¹⁾	18-19	-	-	+1 o -1
Tensión fase L2	1A-1B	21A-21B	31A-31B	V/100
Corriente L2	1C-1D	21C-21D	31C-31D	mA
Potencia Activa L2	1E-1F	21E-21F	31E-31F	W
Potencia Reactiva Inductiva L2	20-21	220-221	320-321	varL
Potencia Reactiva Capacitiva L2	22-23	222-223	322-323	varC
Potencia Reactiva L2	24-25	224-225	324-325	var

Potencia Aparente L2	26-27	226-227	326-327	VA
Potencia Reactiva Consumida L2	28-29	228-229	328-329	var
Potencia Reactiva Generada L2	2A-2B	22A-22B	32A-32B	var
Factor de potencia L2 (1)	2C-2D	22C-22D	32C-32D	-
Cos ϕ L2 (1)	2E-2F	22E-22F	32E-32F	-
Signo de kW L2 (1)	30-31	-	-	+1 o -1
Signo de kvar L2 (1)	32-33	-	-	+1 o -1
Tensión fase L3	34-35	234-235	334-335	V/100
Corriente L3	36-37	236-237	336-337	mA
Potencia Activa L3	38-39	238-239	338-339	W
Potencia Reactiva Inductiva L3	3A-3B	23A-23B	33A-33B	varL
Potencia Reactiva Capacitiva L3	3C-3D	23C-23D	33C-33D	varC
Potencia Reactiva L3	3E-3F	23E-23F	33E-33F	var
Potencia Aparente L3	40-41	240-241	340-341	VA
Potencia Reactiva Consumida L3	42-43	242-243	342-343	var
Potencia Reactiva Generada L3	44-45	244-245	344-345	var
Factor de potencia L3 (1)	46-47	246-247	346-347	-
Cos ϕ L3 (1)	48-49	248-249	348-349	-
Signo de kW L3	4A-4B	-	-	+1 o -1

Parámetro	Instantáneo	Máximo	Mínimo	Unidades
Signo de kvar L3 (1)	4C-4D	-	-	+1 o -1
Tensión fase trifásica	4E-4F	24E-24F	34E-34F	V /100
Corriente trifásica	50-51	250-251	350-351	mA
Potencia Activa trifásica	52-53	252-253	352-353	W
Potencia inductiva trifásica	54-55	254-255	354-355	varL
Potencia capacitiva trifásica	56-57	256-257	356-357	varC
Potencia Reactiva trifásica	58-59	258-259	358-359	var
Potencia aparente trifásica	5A-5B	25A-25B	35A-35B	VA
Potencia Reactiva consumida trifásica	5C-5D	25C-25D	35C-35D	var
Potencia Reactiva generada trifásica	5E-5F	25E-25F	35E-35F	var
Factor de potencia trifásica (1)	60-61	260-261	360-361	-
Cos ϕ trifásico (1)	62-63	262-263	362-363	-
Signo de kW trifásico (1)	64-65	-	-	-
Signo de kvar trifásico (1)	66-67	-	-	-
Frecuencia	68-69	268-269	368-369	Hz/10
Tensión L1-L2	6A-6B	26A-26B	36A-36B	V/100
Tensión L2-L3	6C-6D	26C-26D	36C-36D	V/100
Tensión L3-L1	6E-6F	26E-26F	36E-36F	V/100
Corriente de Neutro	70-71	270-271	370-371	mA
Corriente de Fugas	72-73	272-273	372-373	mA
Temperatura	74-75	274-275	374-375	°C/10
% THD tensión L1	7C-7D	27C-27D	-	% / 10
% THD tensión L2	7E-7F	27E-27F	-	% / 10
% THD tensión L3	80-81	280-281	-	% / 10
% THD Corriente L1	82-83	282-283	-	% / 10

% THD Corriente L2	84-85	284-285	-	% / 10
% THD Corriente L3	86-87	286-287	-	% / 10
Energía activa consumida kWh	88-89	-	-	kWh
Energía activa consumida Wh	8A-8B	-	-	Wh
Energía inductiva consumida kvarLh	8C-8D	-	-	kvarLh
Energía inductiva consumida varLh	8E-8F	-	-	varLh
Energía capacitiva consumida kvarCh	90-91	-	-	kvarCh
Energía capacitiva consumida varCh	92-93	-	-	varCh
Energía aparente consumida kVAh	94-95	-	-	kVAh
Energía aparente consumida VAh	96-97	-	-	VAh
Energía activa consumida kWh	98-99	--	-	kWh
Energía activa consumida Wh	9A-9B	-	-	Wh
Energía inductiva generada kvarLh	9C-9D	-	-	kvarLh
Energía inductiva generada varLh	9E-9F	-	-	varLh
Energía capacitiva generada kvarCh	A0-A1	-	-	kvarCh
Energía capacitiva generada varCh	A2-A3	-	-	varCh
Energía aparente generada kVAh	A4-A5	-	-	kVAh
Energía aparente generada VAh	A6-A7	-	-	VAh

Fuente: Lifasa, 2016.

2.8.2.3 Configuración de conexión del analizador

En el Figura 30, se muestra la configuración de los bornes que el analizador posee, (Lifasa, 2016).

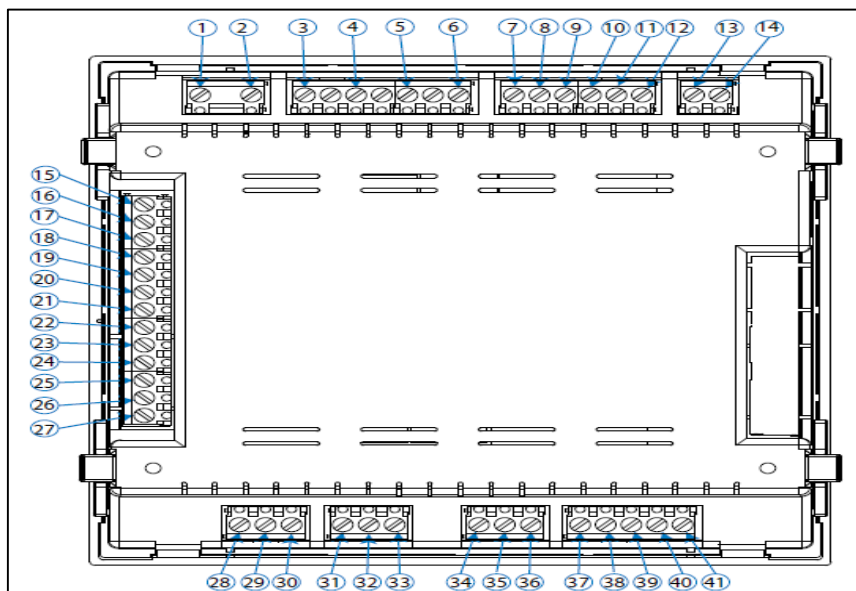


Figura 30: Relación de bornes del regulador MASTER Control VAR (Lifasa, 2016)

En la Tabla 9, se describe cada una de las configuraciones de bornes del analizador de red.

Tabla 9: Descripción de los bornes del regulador MASTER Control VAR

Nº	Descripción de los bornes	Nº	Descripción de los bornes
1	A1, Alimentación auxiliar	22	R7, Salida Relé 7 (modelo Controller MASTER control VAR)
2	A2, Alimentación auxiliar	23	R8, Salida Relé 8 (modelo Controller MASTER control VAR)
3	VL1,Entrada de tensión L1	24	R9, Salida Relé 9 (modelo Controller MASTER control VAR)
4	VL2, Entrada de tensión L2	25	R10, Salida Relé 10 (modelo Controller MASTER control VAR)
5	VL3, Entrada de tensión L3	26	R11, Salida Relé 11 (modelo Controller MASTER control VAR)
6	VLN, Entrada de tensión de neutro	27	R12, Salida Relé 12 (modelo Controller MASTER control VAR)
7	S1, Entrada de Corriente L1	28	A(+), RS-485
8	S2, Entrada de Corriente L1	29	B(-), RS-485
9	S1, Entrada de Corriente L2	30	S, GND para RS485
10	S2, Entrada de Corriente L2	31	1, Entrada digital 1
11	S1, Entrada de Corriente L3	32	1, Entrada digital 2
12	S2, Entrada de Corriente L3	33	C, Común de las entradas digitales
13	S1, Entrada de Corriente de fugas	34	1, Entrada digital 1
14	S2, Entrada de Corriente de fugas	35	2, Entrada digital 2
15	COM, Común de relés	36	C, Común de las entradas digitales
16	R1, Salida Relé 1	37	Salida Relé ventilador
17	R2, Salida Relé 2	38	Salida Relé ventilador
18	R3, Salida Relé 3	39	NC, Salida Relé de alarma
19	R4, Salida Relé 4	40	C, Salida Relé de alarma
20	R5, Salida Relé 5	41	NO, Salida Relé de alarma
21	R6, Salida Relé 6		

Fuente: Lifasa, 2016

2.8.3 Breaker con Accionamiento Motorizado

De acuerdo con (Siemens, 2015) el Breaker con Accionamiento Motorizado es un elemento que actúa como interruptor automático de caja moldeada, con accionamiento motorizado. Sistema modular y versátil que permite ayudar a la conexión y desconexión del sistema de distribución. El cual permite tener un funcionamiento flexible, eficiente y seguro

2.8.3.1 Características principales

El breaker con accionamiento posee características importantes, las cuales son muy necesarias al momento de adquirirlo, como se muestran a continuación.

- Busca soluciones a impedancias
- Minimizar esfuerzo durante el proceso para la instalación y mantenimiento
- Garantiza la disponibilidad del sistema de manera preventiva y fiable.
- Corriente de regulación de 12.5 a 16 A.

En la Figura 31, se puede apreciar la presentación de una caja moldeada (Breaker con Accionamiento Motorizado).



Figura 31: Caja Moldeada (Siemens, 2015)

En la Figura 32, se puede apreciar el diagrama de conexión del breaker con accionamiento motorizado.

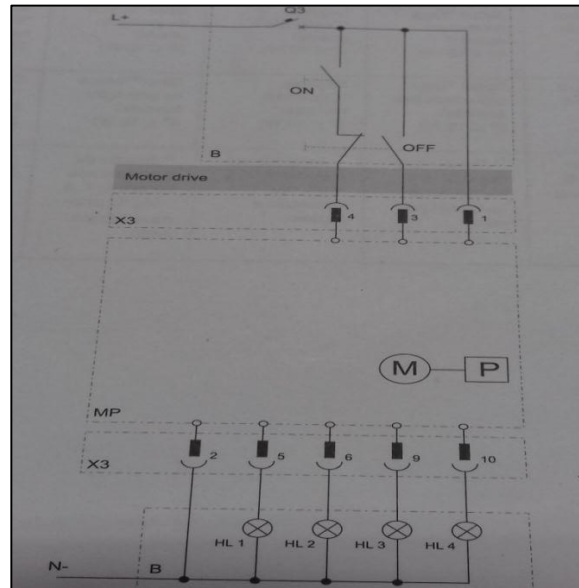


Figura 32: Diagrama de Caja Moldeada (Siemens, 2015)

2.8.4 Factor de potencia

Según (Hernández, 2014) el factor de potencia se lo define como la relación entre la potencia activa y la potencia aparente, el factor de potencia ideal es 1, lo que demuestra que la energía consumida por los aparatos ha sido transformada en trabajo. La relación que tiene el factor de potencia es un término que describe la cantidad de energía que se transforma en trabajo.

2.8.4.1 Formulas del factor de potencia

Según (WEG, 2014) en sistemas eléctricos la energía que es suministrada por cualquier tipo de fuente de alimentación se la puede dividir en:

- Potencia Activa: es la que realiza el trabajo, lo cual genera luz, calor, movimiento, etc. Se mide en KW.
- Potencia Reactiva: potencia que es usada para crear y mantener campos electromagnéticos de las cargas inductivas. Se mide en kvar.

- **Potencia Aparente:** es el resultado de la suma vectorial entre la potencia activa y la potencia reactiva, lo cual representa a la potencia total que entrega la fuente de alimentación, o potencia total consumida por una carga. Se mide en kVA.

En la Figura 33, se muestra la relación entre la potencia activa, potencia reactiva y la potencia aparente.

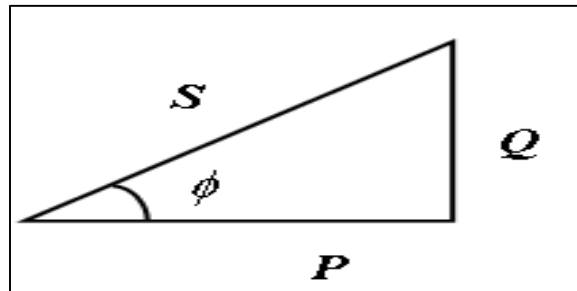


Figura 33: Triangulo de potencias (Hernández, 2014)

De acuerdo con (WEG, 2014) el factor de potencia es la relación entre la Potencia Activa (la que realiza el trabajo) y la potencia aparente (potencia total que entrega la fuente) lo cual puede indicar la eficiencia de la utilización de la energía en un sistema eléctrico.

El Factor de Potencia alto muestra un mejor aprovechamiento de uso de energía eléctrica y un bajo factor de potencia indica baja eficiencia y da como resultado un mal aprovechamiento de la energía.

El factor de potencia se muestra en la siguiente formula

$$F_p = P/S$$

$$\text{Cos } \phi = P/S$$

$$F_p = \text{Cos } \phi$$

Los términos que se presenta en las formulas son las siguientes:

Fp: Factor de potencia

P: Potencia activa

S: Potencia aparente

$\cos \phi$: Angulo de relación entre las potencias

En la Figura 34, se muestra el triángulo de potencias y también la relación del FP corregido.

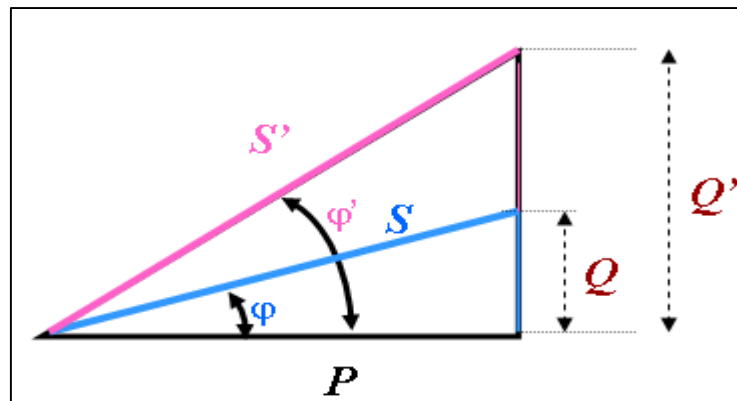


Figura 34: Factor de potencia corregido (Hernández, 2014)

Según (Hernández, 2014) el fp depende del tipo de carga para saber si este se encuentra en adelantado, retrasado, o igual a 1.

En la Figura 35, se puede apreciar la diferencia de las cargas y la diferencia de desfase entre la corriente y el voltaje.

- Las cargas resistivas tienen un factor de potencia unitario ya que la corriente y el voltaje se encuentran en fase.
- Las cargas inductivas tienen un factor de potencia retrasado lo que representa que la corriente está retrasada con respecto al voltaje.
- Las cargas capacitivas tienen un factor de potencia adelantado lo que representa que la corriente se encuentre adelantada con respecto al voltaje.

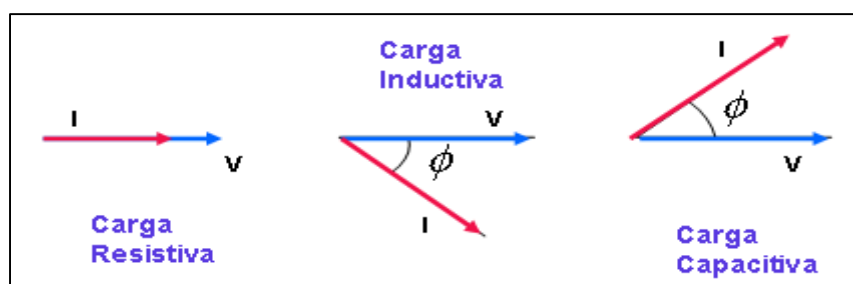


Figura 35: Corrientes con respecto al voltaje (Hernández, 2014)

2.8.4.2 Ventajas por alto factor de potencia

Según (Hernández, 2014) el alto Factor de Potencia tiene como resultado ventajas que son importantes para en el sistema eléctrico, tanto para la empresa como para el consumidor.

- Disminución de las pérdidas en conductores
- Reducción de las caídas de tensión
- Aumento de la disponibilidad de potencia de transformadores, líneas y generadores
- Incremento de la vida útil de las instalaciones
- Reducción de los costos por la facturación eléctrica

2.8.4.3 Desventajas por bajo factor de potencia

Según (Hernández, 2014) las desventajas del bajo Factor de Potencia son consecuencia de pérdidas en las instalaciones, que pueden ser en forma de calor, así como caídas de tensión debido al exceso de Potencia Reactiva.

- Alto consumo de corriente
- Aumento de las pérdidas e incremento de las caídas de tensión en los conductores
- Sobrecarga de transformadores, generadores y líneas de distribución
- Incremento de la facturación eléctrica por mayor consumo de corriente

En la Figura 36, muestra el FP no corregido y la Figura 37, muestra cómo actúa los bancos de capacitores para la corrección del FP en sistema monofásico.

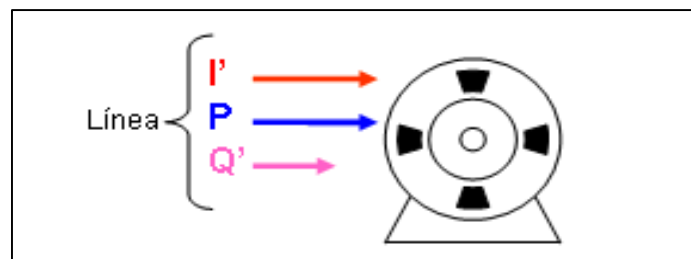


Figura 36: FP no corregido en un sistema monofásico (Hernández, 2014)

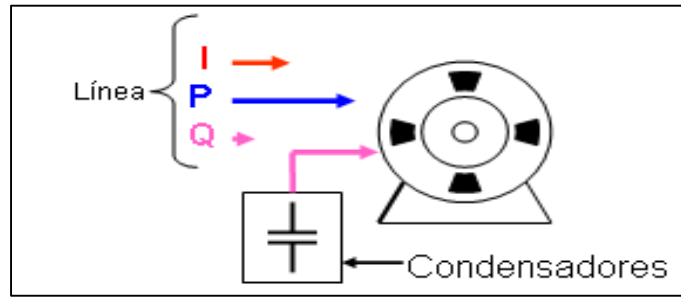


Figura 37: FP corregido en un sistema monofásico (Hernández, 2014)

En la Figura 38, se puede apreciar el FP no corregido y la Figura 39, muestra cómo actúa los bancos de capacitores para la corrección del FP en sistema trifásico.

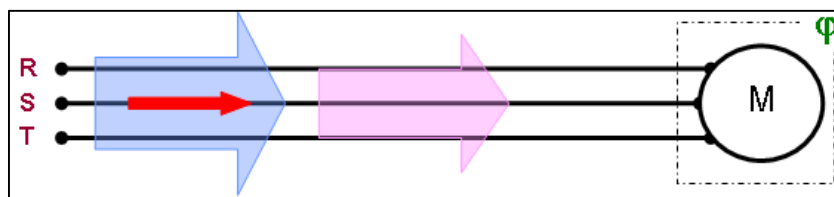


Figura 38: FP no corregido en un sistema trifásico (Hernández, 2014)

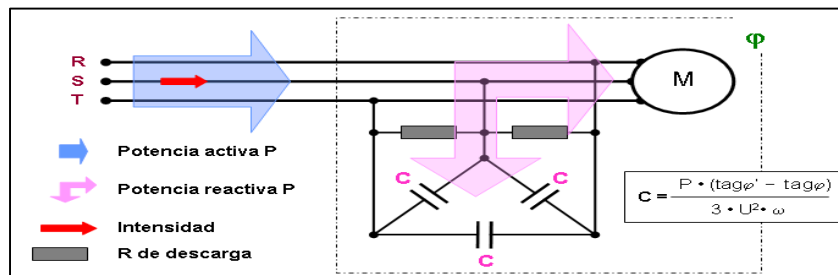


Figura 39: FP corregido en un sistema trifásico (Hernández, 2014)

Según (WEG, 2014) el factor de Potencia permite liberar capacidad para la instalación de nuevos equipos, lo cual se lo puede realizar si necesidad de inversión cambio de conductores, así se puede mejorar los niveles de parámetros eléctricos como se observa en el siguiente ejemplo.

Se desea corregir el FP para 0,92 de una carga de 930 kW, 380 V y FP=0,65

Sin corrección del FP

Potencia Aparente inicial $= \frac{930}{0,65} = 1431 \text{ KVA}$ Corriente inicial $= \frac{930}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,65} = 2174 \text{ A}$

Con corrección de FP

$$\text{Potencia Aparente inicial} = \frac{930}{0,92} = 1011 \text{ KVA} \quad \text{Corriente inicial} = \frac{930}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,92} = 1536 \text{ A}$$

RESULTADO = se tiene 420 kVA libres para instalar nuevos equipos

2.9 SMART GRID

Según (Lorente, 2011) las redes inteligentes o SMART GRID son redes de electricidad que permiten integrar componentes eléctricos de manera inteligente. De tal forma que el trabajo y las acciones que los dispositivos eléctricos entregan a los usuarios conectados sean de una forma más eficiente y permita garantizar el suministro continuo de energía, la cual dispone de productos nuevos e innovadores que permiten tener un seguimiento inteligente que cuenta con control, monitoreo, comunicación y tecnologías de auto-reparación con el fin de:

- Modernizar la facilidad de conexión entre los dispositivos y equipos eléctricos.
- Facilitar a los consumidores la información y opciones para la elección de la oferta.
- Mejorar niveles de fiabilidad, calidad y seguridad del suministro de energía.
- Fomentar la integración de nuevas tecnologías con los mercados europeos.
- Sustentar y renovar los servicios existentes.

La red eléctrica inteligente se enfoca a los sistemas de distribución y transporte de la energía eléctrica, lo que permite encaminarse a la evolución de procesos de mejora de las redes de distribución. SMART GRID integra nuevas tecnologías para mejorar el control y monitoreo del funcionamiento de los sistemas eléctricos precisamente en generación y distribución, permitiendo que los sistemas eléctricos sean más confiables, eficientes y seguros.

Según (Calderón & Tobar, 2012) las redes inteligentes se caracterizan por implementar tecnologías modernas a equipos eléctricos y nuevas soluciones a tecnologías obsoletas,

modernizando el funcionamiento de los equipos eléctricos mediante tecnologías de comunicación, monitorización y auto-diagnostico.

En el Figura 40, se puede apreciar el esquema principal de una SMART GRID.

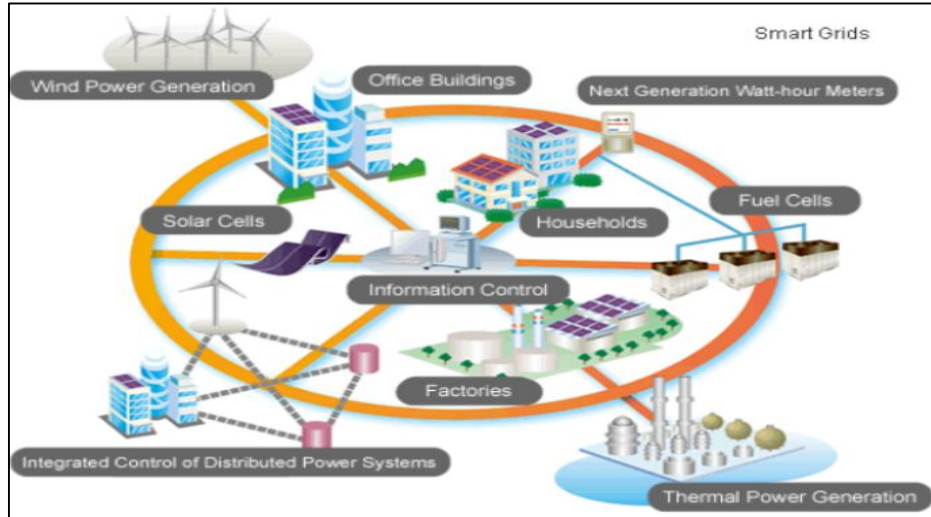


Figura 40: Esquema de SMART GRID tomada de siemens energy (Calderón y Tobar, 2012)

En la Figura 41, se muestra el funcionamiento ordenado de SMART GRID, lo cual permite trasportar energia electrica para luego recibir información, como se puede apreciar.

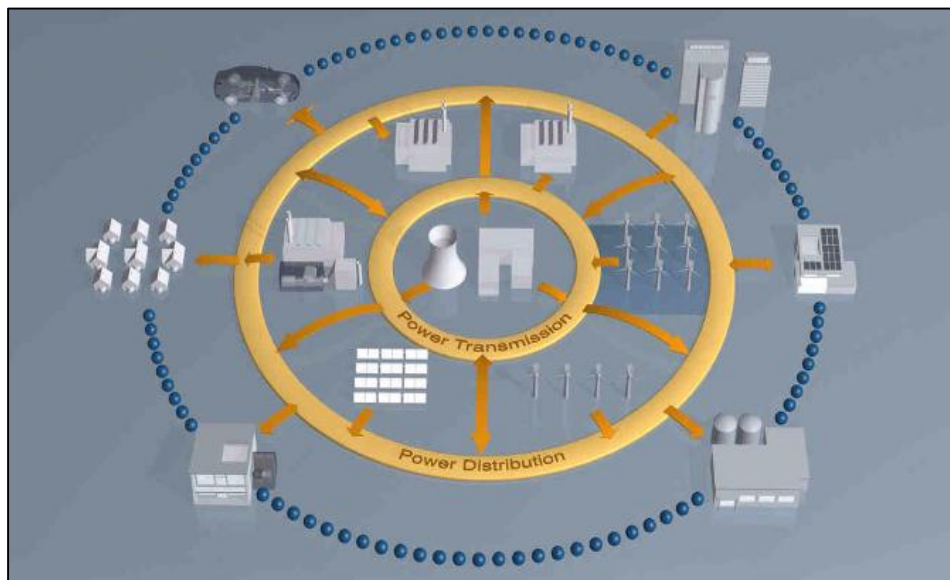


Figura 41: Funcionamiento de SMART GRID tomada de siemens energy (Calderón y Tobar, 2012)

2.9.1 Características de SMART GRID

Según (Calderón & Tobar, 2012) las características principales que destaca SMART GRID son:

- **Abiertas e innovadoras**

El sistema permite que se acoplen con nuevas energías renovables tales como solar, gas, natural, viento, carbon etc. Donde permiten integrar nuevas proyectos y tecnologías que facilitan y admiten el desarrollo de los mercados eléctricos internos.

- **Calidad**

Proporciona energía eléctrica necesaria y de calidad a los consumidores, libre de perturbaciones e interrupciones. Logrando así activar un sistema eléctrico más digital.

- **Inteligentes**

Con dispositivos coordinados y controlados de manera remota son capaces de operar y protegerse de manera automática. Operan en tiempo real mediante información remota. Así permite el control y monitoreo de las operaciones y mantenimiento del sistema y trabajan de una forma eficaz cuando las condiciones lo requieran, alcanzando la respuesta rápida a cualquier percance que presente el sistema eléctrico.

- **Eficientes y flexibles**

Capaz de prevenir y tomar acciones que se presenten en el sistema ante inesperados aumentos de la demanda del consumo. Se acoplan a exigencias del sistema eléctrico, así se puede reconfigurar la topología que permita superar contingencias.

- **Sostenible**

Es tolerante al medio ambiente lo que permite trabajar en función con la naturaleza, sin afectar a futuras generaciones.

2.9.2 Estructura de SMART GRID

Según (Calderón & Tobar, 2012) SMART GRID para mejorar la eficiencia de la energía eléctrica desarrolla una infraestructura más fuerte y estable para lo cual para los dispositivos que se debe mejorar en los sistemas eléctricos existentes así convertirlos en sistemas inteligentes se clasifican en :

- a) **Telecomunicaciones:** Abarca todos los modelos de plataformas de comunicación que sea de forma abierta y al mismo tiempo disponga de confiabilidad, flexibilidad, y sea adaptable para integrarse a los cambios que posee SMART GRID. La comunicación tiene el objetivo principal de desarrollar un software que complemente el sistema eléctrico que ya existe, así como los requerimientos técnicos y tecnológicos que el sistema necesita. En nuestro caso se refiere a las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica.
- b) **Tecnología:** La tecnología tiene la relación de integración total del sistema de distribución de energía eléctrica. A la gestión de nuevas aplicaciones y automatizadas para la protección, seguridad, comunicación y control.
- c) **Dispositivos inteligentes:** La red eléctrica inteligente trabaja con nuevos elementos entre muchas cosas más en el uso de sensores, medidores, controladores y software. Los dispositivos que incluyen SMART GRID permiten automatizar el sistema eléctrico de distribución por medio del control y monitoreo de los consumos de energía. También podemos supervisar otro tipo de variables relacionadas en el sistema eléctrico de distribución tales como: voltaje, corriente, potencia, factor de potencia.
- d) **Elementos de análisis de información:** las redes eléctricas inteligentes mediante extensos análisis de información y datos logran llegar a la optimización del sistema eléctrico interconectado.

2.9.3 Ventajas de SMART GRID

Según (Calderón & Tobar, 2012) el estudio de las redes inteligentes abarca criterios básicos que justifican su aplicación y funcionamiento, así se enumeran ventajas de la tecnología que se adentra en los sistemas eléctricos de distribución.

- A nivel de las empresas eléctricas de distribución: Logra obtener el estado de la red en tiempo real, así como realizar operaciones que alarguen la vida útil de los componentes del sistema y disminuir las interrupciones que se presentan en el servicio eléctrico.
- A nivel de los consumidores: Los consumidores tienen la facilidad de tener acceso a información sobre el consumo de la energía que es consumida. Los usuarios tienen facilidad de obtener los datos acerca de la cantidad consumida y el tiempo el cual duro el consumo de energía. De esta manera ayudara a tener control sobre el consumo y permitiendo que la tarifa sea más eficiente y racional.
- A nivel de la sociedad: Incrementa la seguridad en las instalaciones eléctricas y en trabajos de operaciones, reducir las emisiones de CO₂, y fomentar a la implementación de nuevas tecnologías acopladas a las redes de distribución de energía eléctrica.

2.9.4 Funcionamiento de una red inteligente o SMART GRID

Según (Endesa Educa, 2014) SMART GRID son redes de distribución eléctrica, las cuales son combinadas con nuevas tecnologías de información. Que permiten obtener datos en tiempo real, tanto la empresa suministradora de energía y la de los consumidores finales, de tal forma que permitirá dar ventajas a las dos partes.

El enfoque y desarrollo local en torno a los consumidores se puede definir de la siguiente manera.

- **Red electrica actual:** Su funcionamiento es unidireccional con limitaciones.
- **Red electrica inteligente o SMART GRID:** su funcionamiento es Bidireccional.

Red electrica actual: El proceso que realiza la red electrica actual es una interaccion unidireccional con limitaciones ya que la empresa suministradora creo una red de distribucion, donde las necesidades energeticas de los consumidores era básica, esto quiere decir que la empresa que suministra la energia al consumidor la entrega con limitaciones que dificulta la capacidad que tiene la red para dar respuesta al crecimiento de la demanda de los consumidores.

En la Figura 42, se muestra el funcionamiento de un ared actual, donde su funcionamiento es unidireccional.

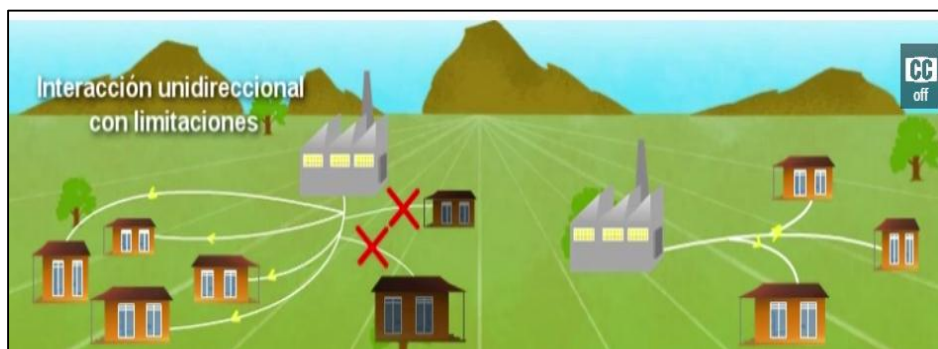


Figura 42: Red eléctrica actual con diálogo unidireccional (Educa, 2014)

Red electrica inteligente o SMART GRID: El proceso que realiza es de tener un dialogo bidireccional entre la empresa suministardora y el consumidor, enrtegando energia y recibiendo informacion. Lo que permite obtener una red de desarrollo de comunicaciones, tal como se muestra en el Figura 43.



Figura 43: Red eléctrica inteligente con dialogo bidireccional (Educa, 2014)

CAPITULO III

3 Tipo de investigación.

La investigación del proyecto a realizar consta de tres puntos principales a considerar para su ejecución: el primero es identificar las características del sistema de distribución eléctrica mediante la ayuda de información teórica, el segundo es la aplicación de métodos tecnológicos que brindan información en tiempo real y por último tenemos la investigación de campo que nos permite identificar el funcionamiento del sistema eléctrico aplicado a SMART GRID.

3.1 Investigación Documental

Esta investigación utiliza la recolección de datos e información teórica planteada por varios autores especializados en el tema y sirvió para el conocimiento del proceso de ejecución del proyecto. La información secundaria fue receptada mediante la ayuda de libros, artículos científicos, documentales, entre otros. La investigación documental permite plantear de una manera comprensible la información teórica según diferentes puntos de vista y de la misma manera permite respaldar el marco teórico.

3.1.1 Investigación Tecnológica.

La investigación tecnológica brinda la obtención de datos e información en tiempo real mediante la ayuda de equipos y sistemas tecnológicos. El control y monitoreo de la información permite una respuesta eficiente en el proceso de suministro de energía, por lo que podemos evidenciar la importancia de la utilización de SMART GRID en el sistema eléctrico.

3.1.2 Investigación de campo

La observación en el campo permite que la información adquirida complemente la comprensión de la aplicación de la teoría con la práctica. La investigación de campo entrega una idea global del funcionamiento de las variables que se utilizan en el control y monitoreo

del sistema de distribución de energía. Se puede observar el trabajo que el sistema SCADA realiza, entregando datos en tiempo real.

3.2 Métodos

3.2.1 Método inductivo

Las investigaciones teóricas existentes permitieron el análisis y la adquisición de conocimientos globales referentes a la temática. La aplicación de los estudios anteriores y los actuales permiten caracterizar los funcionamientos adecuados. Los avances tecnológicos aplicados a la temática ayudan a desarrollar los procesos de la red eléctrica inteligente, dando como resultado una mejor comprensión e identificación de las conclusiones de una buena aplicación. La interpretación de ayudas multimedia referentes al tema nos permite identificar las particularidades del sistema actual aplicado a las redes eléctricas.

3.2.2 Método deductivo

Los aspectos diferenciales de cada proceso en el sistema eléctrico generan que se formulen ciertas incertidumbres a responder en este estudio. Se realizó ciertas hipótesis que permiten un mejor estudio, el cual se encuentra plasmado en el marco teórico. Las interpretaciones en la aplicación del proyecto brindan un mejor planteamiento de las conclusiones.

3.2.3 Método tecnológico

Con la ayuda de la tecnología, en este caso, SMART GRID permite obtener importantes resultados, así mismo como lograr una comparación de los diferentes sistemas utilizados. Por ello el estudio y aplicación del sistema SCADA nos permite controlar y monitorear la información, mejorando los procesos antiguamente utilizados, generando una propuesta eficiente en el sistema eléctrico de manera manual como por interfaz gráfica. SMART GRID es un SCADA enfocado en una red de distribución eléctrica. Aquí la importancia de las

nuevas tecnologías que acoplándolas una de la otra permite mejorar los sistemas eléctricos y muchos más sistemas.

3.3 Técnicas e instrumentos

La técnica utilizada es el diseño y la construcción de una red de entrenamiento para los estudiantes de la carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico implementada en un área física de la UTN. La realización y utilización de tableros eléctricos con sus respectivos dispositivos eléctricos y electrónicos que permite la programación del sistema, mediante simulaciones en SCADA y serán nuestro principal instrumento de control y monitoreo.

CAPITULO IV

4. Desarrollo de la propuesta tecnológica

Proceso en el cual se determina los pasos a seguir para realizar y ejecutar el proyecto de forma ordenada.

4.1 Título de la propuesta

“IMPLEMENTACIÓN DE UNA RED DE ENTRENAMIENTO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SMART GRID”

4.2 Introducción

En la actualidad el avance de la tecnología ha permitido la creación de herramientas que facilitan el desarrollo de nuevas propuestas en el sector eléctrico. Por ello, la implementación de un sistema SMART GRID comprende la utilización de dispositivos complementados entre sí para un mejor uso de energía eléctrica. Una red eléctrica de entrenamiento que contenga nuevas tecnologías orienta a un mejor entendimiento de la complementación de la teoría con la práctica. Además, al presentar nuevos proyectos que facilitan el aprendizaje y manejo de redes eléctricas inteligentes con sistemas SCADA, permite adaptarse a tecnologías modernas debido al control y monitoreo desarrollado en tiempo real.

Se plantea el diseño de una red eléctrica inteligente para la enseñanza de redes eléctricas, con sus componentes tal y como lo estipula en sus normas eléctricas. La realización de la implementación de una red inteligente con fin de desarrollar prácticas utilizando elementos eléctricos y electrónicos para su respectivo funcionamiento y control de tableros eléctricos.

4.3 Objetivo

El diseño de la red inteligente de baja tensión en CIMANELE tiene como objetivo ayudar a complementar los conocimientos teóricos con los prácticos de los estudiantes de CIMANELE. Así como desarrollar un aprendizaje en control y monitoreo, interrupciones en el sistema de

distribución, corrección de factor de potencia mediante la implementación de un sistema SCADA aplicado a una red de distribución eléctrica.

4.4 Ubicación física

El campo para el desarrollo del trabajo de grado se lo realizo en la Universidad Técnica del Norte en las instalaciones de CIMANELE, tanto para la investigación y aplicación, también fueron necesarios otros lugares que fueron muy importantes para adquirir información y así complementar el trabajo.

4.5 Acciones para implementar la red eléctrica inteligente

El diseño de la red de distribución permitirá obtener datos para la implementación y construcción de la red inteligente, la cual se le implementara con la tecnología que es SMART GRID, utilizando programas como MOVICON y TIA Portal V14, las cuales permiten realizar un SCADA que está enfocado en una red de distribución, la cual, permite adquirir datos en tiempo real y visualizar cómo se comporta una red de distribución eléctrica.

La red de distribución dispone de cargas inductivas, cargas capacitivas y cargas resistivas. La red se encuentra dispuesta en postes de hormigón de distribución, la cual es controlada mediante un breaker motorizado, así como la conexión de un analizador que permite medir y visualizar el FP. También dispone de bancos de capacitores, de tal forma que permite visualizar en una interfaz gráfica.

Al realizar una red inteligente permitirá a los estudiantes conocer y aplicar nuevas tecnologías que se encuentran en nuestro medio, ya que en nuestro campo laboral la tecnológica es muy importante para el desarrollo de nuevas soluciones en el área eléctrica. La implementación de la red de distribución se la realizo en la Universidad Técnica del Norte ubicada tras las instalaciones de CIMANELE.

4.6 Desarrollo del proyecto

El proyecto se inicia por la investigación sobre la factibilidad y derivando de la línea de media tensión que se encuentra en la Universidad Técnica del Norte, utilizando las normas de distribución de Emelnorte y las UP homologadas por el MEER.

Se seleccionó 2 tableros para el desarrollo del proyecto, uno se utilizó para la realización de la comunicación RS-485 y el segundo para la corrección del factor de potencia.

4.6.1 Diseño de la red de distribución

Para el diseño de la red se elaboró una memoria técnica, la cual contiene los datos principales, características y materiales que se emplea en la construcción de este proyecto.

4.7 Memoria Técnica Descriptiva

En este apartado se da a conocer la información necesaria, tanto la investigación como simulación de los parámetros para el desarrollo e implementación de la red de distribución.

4.7.1 Antecedentes:

El diseño de la red de media y baja tensión en CIMANELE tiene como objetivo ayudar a complementar los conocimientos teóricos con los prácticos. La red de distribución se encuentra ubicada en la Universidad Técnica del Norte tras la carrera de CIMANELE.

El proyecto se realiza mediante el análisis sobre la factibilidad y derivando de la línea de media tensión que se encuentra en la Universidad Técnica del Norte y utilizando las normas de distribución de Emelnorte y las UP homologadas por el MEER

4.7.2 Estudio de la Demanda

Permite obtener datos informativos del lugar donde se va a implementar la red de distribución

4.7.3 Determinación de la Demanda de Diseño

Para la determinación la demanda de diseño de la red CIMANELE se ha considera la factibilidad emitida por EMELNORTE y la ha estimado como tipo B con una demanda de 97.01 KVA y se encuentra proyectada para 15 años

4.7.4 Cálculo de la Demanda de Diseño

Al haber definido el tipo de consumidor que en este caso es usuario tipo B, se realiza el estudio de la demanda de diseño. Para el diseño se utiliza la siguiente ecuación la que nos permitirá determinar la capacidad del transformador.

$$\mathbf{Dd = DMD + AP + Ce}$$

Dónde:

Dd: Demanda de diseño en (KVA)

AP: Demanda por Alumbrado Público (KVA)

Ce: Demanda de las cargas especiales (KVA)

4.7.5 Determinación de la capacidad del transformador

Para realizar el cálculo de la capacidad del transformador se la determina primero tomando que tipo de usuario y las luminarias a utilizar. Con estos datos obtenidos del **Anexo 1**, se concluye que es necesario el montaje de 2 transformadores de **50KVA**, así mismo se instalara con los herrajes adecuados para este tipo de instalación.

La red de medio voltaje se proyecta a construir de forma aérea, los transformadores se ubicaran sobre postes tipo **PO0-0HC12_500**, estos serán tipo **TRM-1A50** y tendrán las siguientes características:

- Transformador monofásico, clase distribución, sumergido en aceite, auto protegido, apropiado para la instalación a la intemperie hasta 3000 msnm, potencia en régimen continuo, 50 KVA con una temperatura ambiente de 30°C.
- Voltaje nominal: 13.2/7.6KV-120-240KV.
- Clase de aislamiento lado primario: 1.5KV, BIL 95 KV.
- Clase de aislamiento lado secundario: 1.2KV, BIL 30 KV.
- Libre de PCBs.
- Satisface las normas técnicas INEN 2110 II revisión.

El **Anexo 1** detalla el cálculo para la determinación de la demanda. Así como la capacidad de los transformadores.

4.7.6 Red primaria y regulación de voltaje

El arranque se lo realizará de la red primaria monofásica de 7.6 KV existente en el poste identificado como **L10P 7649**, del cual se derivara en la red de distribución en media tensión monofásica hasta el poste **L10P 7650**, para luego continuar hasta los postes **P1,P2 Y P3** proyectados donde se realizara los cruces respectivos en media tensión entre los postes **P1,P2** donde se realizará el montaje del centro de transformación **CT1**, luego se realizará el cruce entre los postes P0,P1 donde se realizará el montaje del centro de transformación **CT2**, tal como se indica en el **Anexo 2**.

En el poste **L10P 7649** la conexión a la red primaria se la realizará con grapa caliente. La red de distribución en media tensión estará soportada en postes de hormigón de 12.0 x 500 kg, para el caso de estructuras tangenciales, estructuras terminales y el montaje de centros de transformación.

4.7.7 Cálculo de la regulación de voltaje en media tensión

El cálculo de la caída de voltaje de la red de media tensión, prevista para la construcción debe ser con el 1% como límite máximo según la disposición de las normas de EMELNORTE las cuales se detalla en el **Anexo 2**.

4.7.8 Seccionamiento y Protecciones

Proceso que permite determinar el tipo de seccionamiento y protección que se va a utilizar en el proyecto.

4.7.9 Protecciones en el lado primario del transformador

Para la protección del transformador de distribución contra fallas de origen interno que ocasionan sobre corrientes se ha previsto instalar en el lado primario de los transformadores un porta fusible unipolar de tipo abierto 15 KV-100^a, los mismos que permiten separar al transformador de la línea de media tensión, los cuales se montaran en una cruceta de hierro de un 1.20 cm antes del transformador, cumpliendo con las normas de distribución de EMELNORTE.

Para la protección contra sobrecargas de origen atmosférico que causan sobre voltajes se utilizará el pararrayo el cual está instalado en el mismo transformador por ser auto protegido.

Los fusibles en Media Tensión que se utilizarán, son los que se detallan en la Tabla 10.

Tabla 10: Centros de transformación y fusibles de media tensión

Centros de transformación	Centros de transformación a instalarse en (KVA)	Fusible en media tensión
CT-1	50	3.5SF
CT-2	50	3.5SF

En el poste **L10 P7650** se montará una porta fusible unipolar de tipo abierto de **15 SF**, el mismo que permitirá abrir la carga de todo el proyecto sea por mantenimiento o falla de algún equipo interno en media tensión, de acuerdo a normas de distribución de EMELNORTE ver en **Anexo 5**.

4.7.10 Protecciones en el lado secundario del transformador

La protección que se utilizara son de tipo auto protegido estos disponen de un mecanismo de operación automático para la protección en el secundario del transformador contra sobrecarga y fallas originadas en las bobinas del circuito secundario del transformador.

4.7.11 Cálculo de regulación de voltaje en baja tensión

Permite determinar los parámetros necesarios dispuestos por las normas de EMELNORTE S.A

4.7.12 Red de baja tensión

Debido a que en la regulación de EMELNORTE S.A. dispone la máxima caída de tensión para este tipo de usuario hasta un **3.5 %**, que presenta los circuitos utilizados para el proyecto llegando a determinar que el conductor a utilizarse para su distribución será aéreo de aluminio tipo **ASC N° 3/0** tanto para el centro de transformación **CT-1 Y CT-2** y **2/0 ASCR** para el neutro.

Esta red de baja tensión estará soportada tanto en postes **PO0-0HC12_500** como en **PO0-0HC10_400** para el caso de estructuras tangenciales y donde exista el paso de la línea primaria, pero para el caso de estructuras terminales se usarán **PO0-0HC10_500**.

Las distancias entre postes serán de 30 y 35 metros de vano para el centro de transformación **CT-1** y para el **CT-2** las distancias de vano serán de 30 metros, los cálculos y demás información referente a este punto se los detalla en el **Anexo 3**.

4.7.13 Red de alumbrado

Realiza la investigación de las vías principales y secundarias del proyecto, la cual se dispondrán de la implementación de alumbrado público con la finalidad de brindar mayor seguridad a las personas que formarán parte de este proyecto.

4.7.14 Generalidades

Además, se ha realizado una reunión con las personas encargadas de representar a este proyecto llegando a un acuerdo para disponer de la iluminación de las vías tanto principales como secundarias, para el cual nos basaremos en la regulación No 008/2011 emitida por el CONELEC para este tipo de vías, por lo que se presenta el diseño de este proyecto eléctrico a EMELNORTE para su aprobación y próxima ejecución.

4.7.15 Aspectos técnicos

Según las normas de la regulación dispuesta por CONELEC se procederá a determinar los parámetros principales con respecto al tráfico motorizado, los cuales los detallaremos a continuación:

4.7.16 Iluminación según las vías

Para realizar la determinación de la clase M se utilizará la siguiente ecuación:

$$\text{Número de la clase de iluminación } M = \left(6 - \sum Vps \right) \text{ Ec: 4.5}$$

Dónde: M tipo de iluminación; va de M1 a M6

$\sum Vps$ Sumatorio de los parámetros seleccionados en función de la Tabla 11.

Tabla 11: Parámetros de iluminación

PARAMETRO	OPCIONES	VALOR DE LA PONDERACION de Vp	VP SELECCIONADO
Velocidad	Elevado	1	0
	Alto	0,5	
	Moderado	0	
Volumen del Tráfico	Elevado	1	-0.5
	Alto	0,5	
	Moderado	0	
	Bajo	-0,5	
	Muy Bajo	-1	
Composición de Tráfico	Mezcla: con un alto porcentaje de tráfico no motorizado	2	1
	Mezcla	1	
	Solamente motorizado	0	
	NO	1	
Separación de vías	SI	0	1
	NO	1	
Densidad de la intersección	Alta	1	0
	Moderada	0	
Vehículos parqueados	Se permite	0,5	0,5
	No se permite	0	
Iluminación Ambiental	Alta	1	0
	Moderada	0	
	Baja	-1	

Guías visuales	Pobre	0,5	0
	Moderado o bueno	0	
			$\sum Vps = 2$

De la ecuación 2 se determina que los parámetros corresponden al tipo M5, la cual debe cumplir con los siguientes parámetros de diseño: A continuación se presenta los parámetros en la Tabla 12.

Tabla 12: Parámetros

Clase de Iluminación	Tipo de superficie			Incremento de Umbral	Relación de alrededor	
	Seco		Mojado			
Lav(cd/m ²)	U_o	U_l	U_o	Ti (%)	SR	
M4	0,75	0,4	0,6	0,15	15	0,5

Luminancia promedio de la calzada (Lav cad/m²): La luminancia promedio se calcula como el promedio aritmético de las luminancias obtenidas en cada uno de los puntos de cálculo. Este es el valor mínimo que debe ser mantenido a lo largo de la vida de la instalación, y depende de la distribución de la luz de la luminaria, el flujo luminoso de las lámparas y de las propiedades de reflexión de la calzada. Valores superiores pueden aceptarse si pueden justificarse económicamente. El cálculo y la medición de la luminancia promedio de la calzada deben efectuarse de acuerdo con la norma CIE 140-2000.

Uniformidad general de luminancia de la calzada (U_o): Es la relación entre la luminancia mínima y la luminancia promedio de la vía. Su valor depende de los mismos factores de luminancia promedio.

Uniformidad longitudinal sobre la calzada (UL): Relación entre la luminancia mínima y la luminancia máxima, medidas o calculadas en dirección longitudinal a lo largo del eje central de cada carril de circulación. El número de puntos y la distancia entre ellos deberán ser iguales a los utilizados para el cálculo de la luminancia promedio de la calzada. Su valor depende de los mismos factores que Lav.

Deslumbramiento (TI): El deslumbramiento se lo cuantifica a través del incremento de umbral.

Relación de alrededores (SR): Es la relación de la iluminancia promedio en bandas de 5 m de ancho (o menor en espacios que no permite) cada una adyacente a los dos bordes de la calzada (fuera de la calzada) para la Iluminancia promedio en bandas de 5 m de ancho (o la mitad del ancho si es inferior) dentro de la calzada. Resultado de la simulación. En el **Anexo 6** se encuentra la simulación. La Tabla 13 muestra los tipos de iluminación

Tabla 13: Clase de iluminación

Clase de Iluminación	Tipo de superficie				Incremento de Umbral	Relación de alrededor
	Seco		Mojado		Ti (%)	SR
	Lav(cd/m2)	U_o	U_l	U_o		
M4	0,50	0,35	0,6	0,15	15	0,5
Simulación a 120 W-35m	0,77	0,5	0,74		8	0,82
Simulación a 120W-30m	0,78	0,67	0,75		9	0,62

De acuerdo a los resultados de la simulación se concluye que cumple con la norma, lo cual se procede a la descripción de la red de alumbrado público.

4.7.17 Descripción de la red de alumbrado público

Como se había indicado, este proyecto está dividido en dos circuitos:

Para el circuito del primer centro de Transformación CT1, el alumbrado público se construirá el hilo piloto desde los postes P1 a P0 y P1 a P2, P3, P4, P5, P6, P7 y P8, con conductor de aluminio ASC No 4, ver **Anexo 6**.

Para el circuito del segundo centro de Transformación CT2, el alumbrado público se construirá el hilo piloto desde el poste P11 a P9; P10, P18, P19, y de P11 a P12, P13, P14, P15, P16 y P17, con conductor de aluminio ASC No 4, ver **Anexo 6**

4.7.18 Características del equipo

El control de encendido y apagado de las luminarias se realizará por medio del relé de alumbrado público de 30 amperios, en el poste P2 para el caso del transformador TRT-1A 50(CT1), mientras que para el caso del segundo centro de transformación TRT-1A 50 (CT2) se montará un relé de alumbrado público de 30 amperios en el poste P11 (Ver Anexo 6).

Para la conexión interna de las luminarias se utilizará conductor sólido aislado de cobre No. 14 AWG y para los relés proyectados se utilizará conductor sólido aislado de cobre No. 10 AWG. Todas las luminarias a instalarse serán de 120V-240V Tipo led donde sus características se presentarán en el **Anexo 6**.

4.7.19 Sistema de medición

Para la medición de cada uno de los lotes, los usuarios tendrán que realizar la solicitud a EMELNORTE SA, cumpliendo con las Normas de Acometidas y Medidores vigentes para acometidas aéreas.

4.7.20 Estructuras de soporte

Las estructuras que serán utilizadas en este proyecto y tengan un buen funcionamiento técnico, son las que constan en las Normas de Distribución de EMELNORTE S.A., las cuales se encuentran en el **Anexo 4**.

4.8 Implementación de la red de distribución

La implementación de la red de distribución se la realizó enfocada en un diseño real, en este caso se aplicó los protocolos y normas que se necesitan para la construcción de la red. Por lo tanto la red de distribución que se implementó está construida a escala para uso de prácticas, la cual permitirá ver su funcionamiento y aplicación de nuevas tecnologías. El objetivo de construir la red a escala es que sea de forma didáctica, así obteniendo mayor facilidad para su control y monitoreo.

Se inició con protocolos que permitieron elegir la ubicación de la red de distribución. En este caso, el espacio adecuado para la implementación de la red eléctrica se la ubico en la parte posterior de los laboratorios de la Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico (CIMANELE) en la Universidad Técnica del Norte. Posteriormente, se realizó las respectivas medidas, a las cuales se va a implementar la red a escala, seguido a esto se procede a la implementación física de la red que consta de los siguientes pasos:

4.8.1 Protocolos para la implementación de la red de distribución

Las medidas que se utilizaron para la implementación de la red de distribución se realizaron a escala ya que es una red de distribución didáctica. A continuación se presenta el proceso, el cual se utilizó para la ejecución de este proyecto.

4.8.1.1 Medición y Estudio del terreno

En este proceso se comienza por medir tanto las distancias del terreno, distancias entre vanos, altura de postes y profundidad de enterramiento de los postes de hormigón.

En la Figura 44, muestra el espacio físico que se utilizó para la implementación de la red.



Figura 44: Área del terreno para la implementación de la red de distribución

Distancias implementadas en la red de distribución:

- Distancia del terreno: 10m x 4m.
- Distancias entre vanos: 3m
- Altura de los postes de hormigón: 5.50m
- Profundidad de enterramiento: 1.50m

4.8.1.2 Limpieza del terreno

En la Figura 45, se muestra la limpieza del terreno de acuerdo a las necesidades que la red de distribución lo requiere, limpieza total de la maleza.



Figura 45: Limpieza de área

4.8.1.3 Adquisición de materiales

Se realizó el requerimiento de los siguientes materiales para dar comienzo a la implementación de la red de distribución (postes de hormigón, estructuras, aisladores, conductores, medidores, puesta a tierra, tensores, relés, abrazaderas, malla y tubos para cerramiento), tal como se muestra en la Figura 46.



Figura 46: Postes de hormigón

En la Figura 47, se muestra los racks y aisladores que se utilizaron en la instalación de la red.

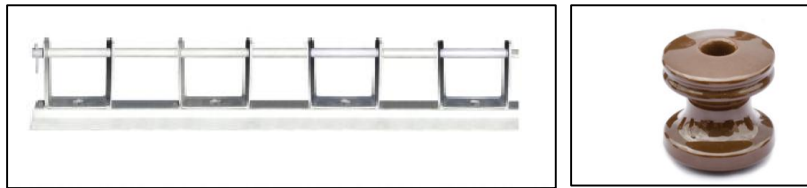


Figura 47: Estructuras de baja tensión (Racks), Aisladores Tipo rolo

4.8.1.4 Izado y excavación

En la Figura 48, se muestra el proceso que permitió la ubicación e izado de los postes de hormigón.



Figura 48: Izado de postes de hormigón

4.8.1.5 Cerramiento de área de implementación de la red

En la Figura 49, se puede apreciar la instalación del cerramiento para la red de distribución, en la cual se realizó la excavación de huecos para la el enterramiento de tubos que permitan ser soportes para el cerramiento, así como la construcción de una puerta para su respectiva entrada y salida a la red de distribución.



Figura 49: Cerramiento de área para red de distribución

4.8.1.6 Fachada

En la Figura 50, se puede apreciar el proceso de la pintura de la fachada de espacio físico para instalación de tableros y medidores eléctricos.



Figura 50: Fachada del lugar de instalación de tableros

4.8.1.7 Instalación de Racks

Una vez ubicados los postes de hormigón se procedió a la instalación de las estructuras, en este caso utilizamos estructuras de baja tensión de 4 vías respectivamente.

En la Figura 51, se muestra la instalación de las estructuras en los postes de hormigón:



Figura 51: Instalación de Racks

4.8.1.8 Instalación de aisladores

En la Figura 52, se muestra la instalación de tensores para templar las líneas eléctricas: Se realizó la ubicación de los aisladores, así como también la sujeción y templada de las líneas.



Figura 52: Instalación de aisladores

4.8.1.9 Cableado

En la Figura 53, se muestra el cableado y templado de los conductores de la red de distribución: Se procede a la colocación del cable, aquí se utilizó cable 4 x 4 AWG de aluminio (cuádruplex).



Figura 53: Templado de conductores

4.8.1.10 Instalación de acometidas y medidores (monofásico, bifásico, trifásico)

Terminada la implementación de la red de distribución a escala se procede a conectar las acometidas correspondientes, en la Figura 54, se muestra los medidores instalados en el tablero principal.



Figura 54: Tablero de Medidores

4.8.1.11 Tablero de control

Instalación de tableros de protección y control: En la Figura 55, se muestra la instalación del módulo de esquema del control y fuerza para luego realizar el cableado e instalación del mismo.



Figura 55: Modelo de módulo para control y fuerza

En la Figura 56, se muestra la instalación de los elementos de control y fuerza para accionamiento manual.



Figura 56: Instalación de elementos del módulo de control y fuerza

4.8.1.12 Instalación de los reflectores:

Se realizó la instalación de 3 reflectores con características de funcionamiento a 120V, 2.9 A y 15 W, tal como se muestra en la figura 57.



Figura 57: Instalación de reflectores

4.8.2 Adecuación de módulos

Concluido este proceso se procede a la elaboración y adecuación de los módulos a utilizar para el control y monitoreo de la red de distribución.

En este caso se utilizó dos módulos, el primero denominado “supervisor de parámetros eléctricos”, el cual facilita la realización de la comunicación RS-485 (PLC S7-1200- Analizador de red “Controller MASTER control VAR.”) la que permitió la adquisición de datos en tiempo real. Así mostrando en el computador el comportamiento y datos de la red eléctrica. En la Figura 58, se muestra la forma correcta de conexión de los conectores y el PLC S7-1200.

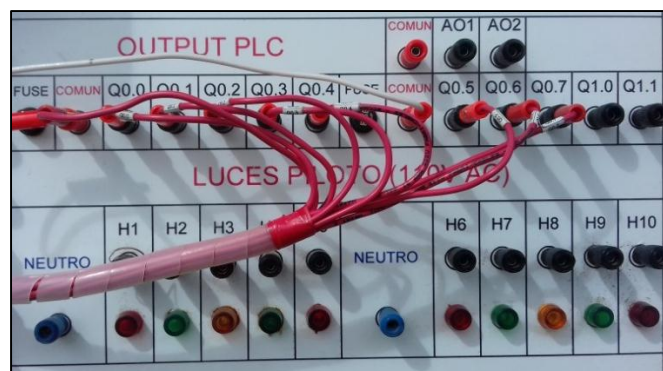


Figura 58: Tablero de conexión del PLC S7-1200

El segundo módulo denominado “Modulo Para Pruebas De Auditoria Energética”, este módulo permite la corrección de factor de potencia que permita simular interrupciones en un sistema de distribución de energía eléctrica, tal como se muestra en la Figura 59.



Figura 59: Módulo Para Pruebas De Auditoria Energética

De tal forma para su funcionamiento se los adecuo mediante conexiones, así como la programación que se la realizo utilizando los programas MOVICON 11.5 Y TIA PORTAL V14, diseñando un sistema SCADA que permite agrupar los dispositivos y programas antes mencionados.

4.9 Programación para la comunicación RS-485

La comunicación RS-485 permite la adquisición de datos en tiempo real, la cual se la realizo con un PLC S7-1200, módulo de comunicación y analizador de redes.

Para el desarrollo y programación de la comunicación RS-485 se inició con una investigación acerca de la comunicación para la adquisición de datos de la red eléctrica, de tal forma que se procede al análisis y adecuación del módulo que se encuentra en el taller de electricidad.

El sistema que tiene constituido el primer módulo (supervisor de parámetros eléctricos) consta de los siguientes dispositivos, características y protocolos de comunicación que sirven para adquirir datos de la red eléctrica, que se detallan a continuación.

- **PLC S7-1200:** Dispositivo que permite programar y controlar procesos de automatización, en este caso realiza la programación y conexión del módulo de comunicación.
- **Módulo de comunicación:** Permite realizar la comunicación entre el PC del PLC S7-1200 Y el analizador de las redes.
- **TCs:** (Transformadores de corriente) analizan parámetros eléctricos.

4.9.1 Desarrollo de conexiones para la comunicación RS-485

En la Figura 60, se puede apreciar los dispositivos conectados en conjunto que realizan dos protocolos de comunicación, el primero adquisición datos del analizador de red al PLC, donde se utiliza la comunicación RS-485 y lenguaje Modbus RTU TCP/IP y el segundo que se efectúa del PLC al ordenador mediante el protocolo de comunicación ETHERNET.

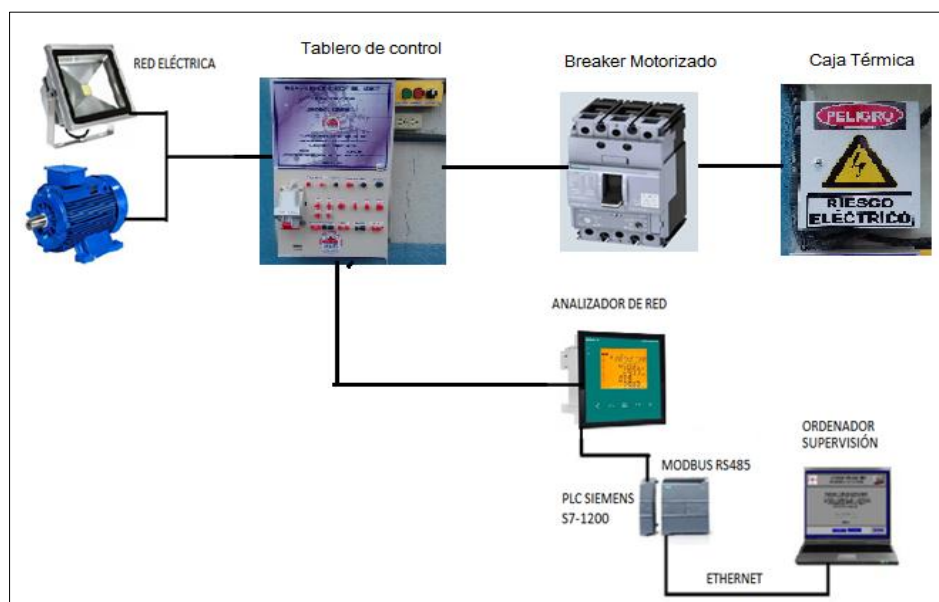


Figura 60: Sistema de adquisición de datos

La configuración y programación de los dispositivos se realizó siguiendo el siguiente proceso:
 Se realizó la instalación de un cable utilizando cable de internet y un DB9 el cual permita ejecutar la comunicación entre el PLC S7-1200 y el analizador de redes Controller MASTER control VAR.

En la Figura 61, se muestra la configuración de los bornes y señales que pueden ser señales positivas, negativas y GND (L+ y L-).

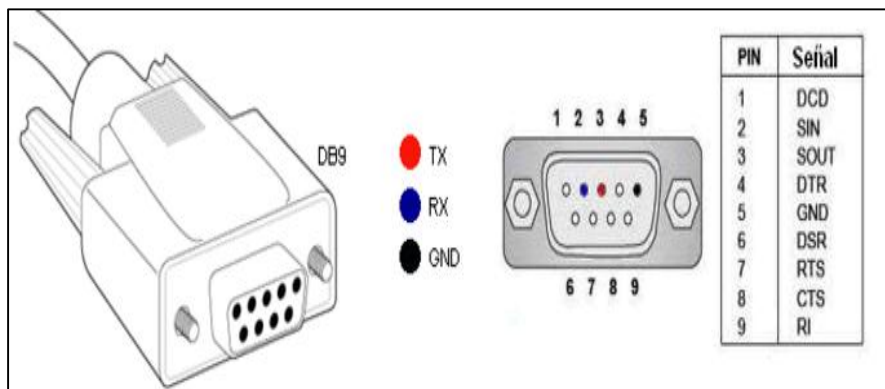


Figura 61: Código de bornes del conector DB9 (infoplcn.net)

En la Figura 62, se muestra la conexión que existe entre el módulo de comunicación del PLC S7-1200 y el Analizador MASTER CONTROL VAR



Figura 62: Conexión del Analizador MASTER CONTROL VAR y módulo de comunicación

En la Figura 63, se muestra la conexión que existe entre el módulo de comunicación del PLC S7-1200 y el PC de la computadora.

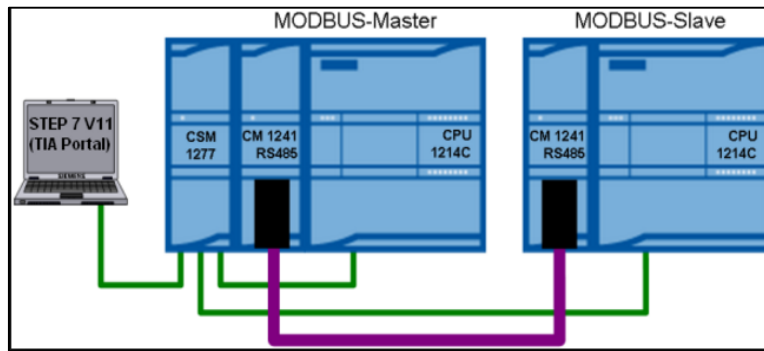


Figura 63: Esquema de conexión de la Comunicación RS-485 (infoplcn.net)

4.9.2 Programación de segmentos para la comunicación RS-485 en el Software TIA Portal V14.

A continuación se detalla cada una de las configuraciones que se realizó para la adquisición de datos, así como los segmentos que se utilizaron para su programación.

4.9.2.1 Segmento 1:

MB_COMM_LOAD: En la Figura 64, se muestra la instrucción que permite configurar el módulo de comunicación, el puerto y protocolo Modbus-RTU. Este segmento permite modificar y establecer cada uno de los parámetros de comunicación tales como: flanco ascendente, identificación del puerto, velocidad, paridad, referencia al bloque de datos.

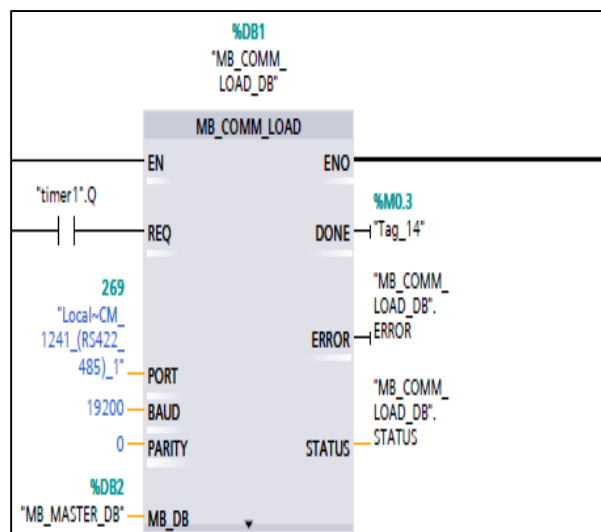


Figura 64: MB_COMM_LOAD (Software TIA Portal V14)

4.9.2.2 Segmento 2

MB-MASTER: Permite comunicarse al programa como maestro Modbus mediante el puerto designado al modulo de comunicación, de tal forma que permite acceder a los datos del esclavo Modbus asignado. Este comando permite configurar una solicitud de enviar datos al esclavo, direccion de la estacion Modbus que puede ser de 0 a 247, tipo de solicitud asi como (lectura, escritura diagnostico), direccionamiento del esclavo, longitud de los datos que indica el numero de bits o palabras a los que se puede acceder y ladireccion del DB.

En la Figura 65, se muestra la configuracion de los parametros del módulo MB_MASTER_DB

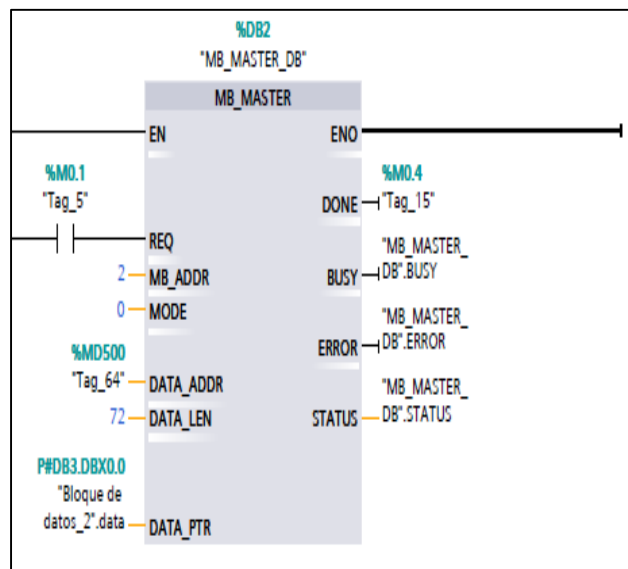


Figura 65: MB_MASTER_DB (Software TIA Portal V14)

4.9.2.3 Segmento 3

TON: Instrucción de retardo al conectar, que permite un retardo a la activación de la salida Q por el tiempo programado. Esta instrucción arranca cuando la respuesta cambia de 1 a 0, de tal forma que este sea un flanco positivo o en otras palabras señal ascendente.

En la Figura 66, se muestra la configuración del módulo TON.

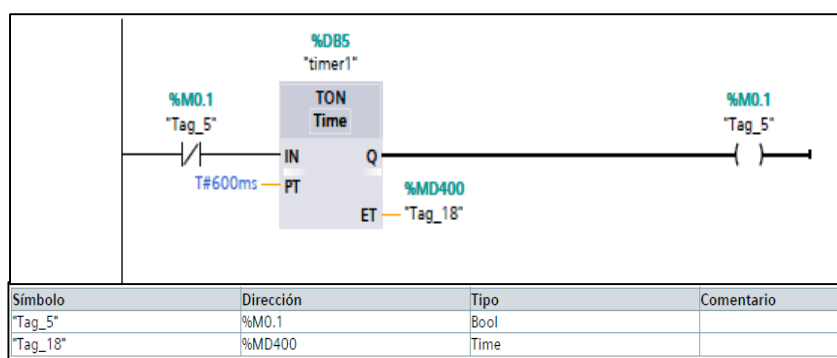


Figura 66: TON (Software TIA Portal V14)

La Tabla 14, permite describir el funcionamiento de los parámetros del módulo TON.

Tabla 14: Parámetros de la instrucción “TON”

Parámetro	Declaración	Tipo de datos	Área de memoria	Descripción
IN	Input	bool	i, q, m, d, l, p	entrada de arranque
PT	Input	time	i, q, m, d, l, p o constante	tiempo de retardo al conectar este valor debe ser positivo
Q	Output	bool	i, q, m, d, l, p	esta salida se activa cuando el tiempo transcurre
ET	Output	time	i, q, m, d, l, p	valor de tiempo actual

Fuente: Software TIA Portal V14, 2016.

4.9.2.4 Segmento 4

CTU: “Contador ascendente” Instrucción que permite incrementar el valor en la salida CV, de tal forma que si CU cambia de 0 a 1 es un flanco de señal ascendente, lo que permite ejecutar el valor actual y el que se está ejecutando en la salida CV se incrementa en 1, dicho valor se incrementara cada vez que se detecte un flanco de señal ascendente permitiendo llegar al valor propuesto que en este caso es 3.

La Figura 67, muestra la configuración de parámetros y la vista de las variables con las que se está trabajado.

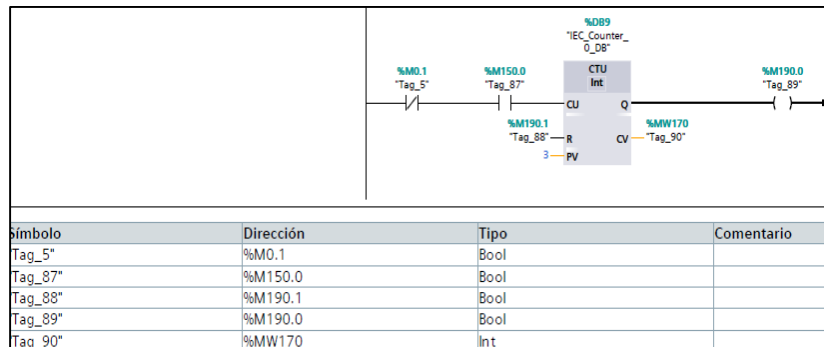


Figura 67: CTU (Software TIA Portal V14)

La Tabla 15, describe el funcionamiento que realiza cada uno de los parámetros del módulo CTU.

Tabla 15: Parámetros de la instrucción CTU

Parámetro	Declaración	Tipo de datos	Área de memoria	Descripción
CU	Input	Bool	I,Q,M,D,L	Entrada del contaje
R	Input	Bool	I,Q,M,D,L	Entrada del Reset
PV	Input	Enteros	I,Q,M,D,L	Activa la salida Q
Q	Output	Bool	I,Q,M,D,L	Estado del contador
CV	Output	Enteros, Char, Wchar, Date	I,Q,M,D,L	Valor del contaje actual

Fuente: Software TIA Portal V14, 2016.

4.9.2.5 Segmento 5

CMP: "Igual" instrucción que permite verificar si son iguales el primer operando y el segundo operando, de tal manera si se cumple la comparación dicha instrucción da un resultado lógico 1, si la comparación no se cumple la instrucción da un resultado lógico 0.

En los segmentos 5, 6, 7, 8, 9 se utilizó un módulo CPM, el cual ejecuta la programación.

En la Figura 68, se muestra el módulo CMP 1, el cual activa una variable 190.2 y envía información a una DB3.

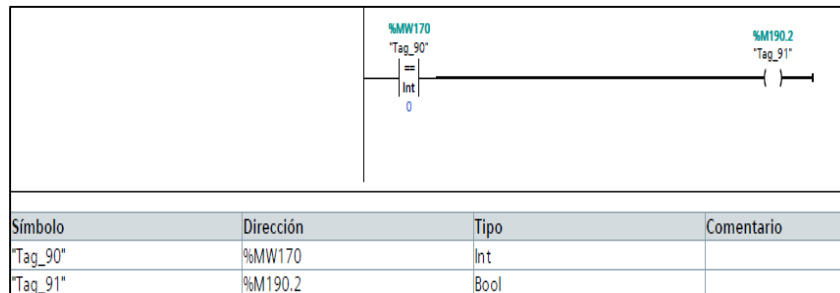


Figura 68: CMP 1 “Activa variable M190.2” (Software TIA Portal V14)

4.9.2.6 Segmento 6

Instrucción que permite realizar la comparación para que esta acción no sea igual que en los otros segmentos, de tal forma realiza una detección solo al número 1.

En la Figura 69, se muestra un módulo CMP 2, el cual activa la variable M190.3, que activa una base de datos DB3.

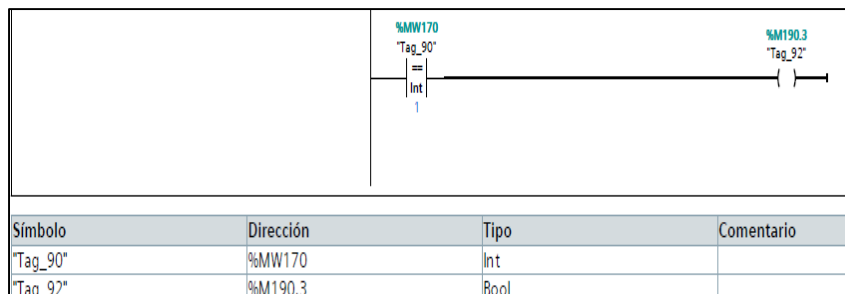


Figura 69: CMP 2 “Activa variable M190.3” (Software TIA Portal V14)

4.9.2.7 Segmento 7

Instrucción que permite realizar la comparación la cual permite que sea diferente a los otros segmentos, aquí realiza la detección al número 2.

En la Figura 70, se muestra el módulo CMP 3, el cual activa la variable M190.4, que activa una base de datos 2.

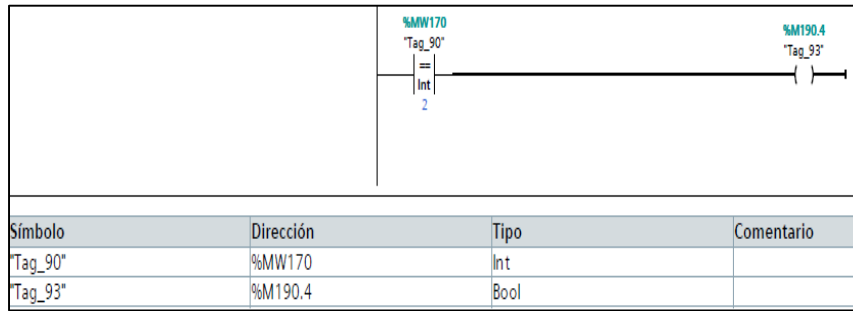


Figura 70: CMP 3 “Activa variable M190.4” (Software TIA Portal V14)

4.9.2.8 Segmento 8

Instrucción que permite comparar, el cual realiza la detección del número 3 y finaliza el proceso de conteo, de tal forma que regresa al inicio del proceso y envía la información para activar la variable M190.1.

En la Figura 71, se muestra el módulo CMP 4, el cual activa la variable M190.1 y regresa al inicio.

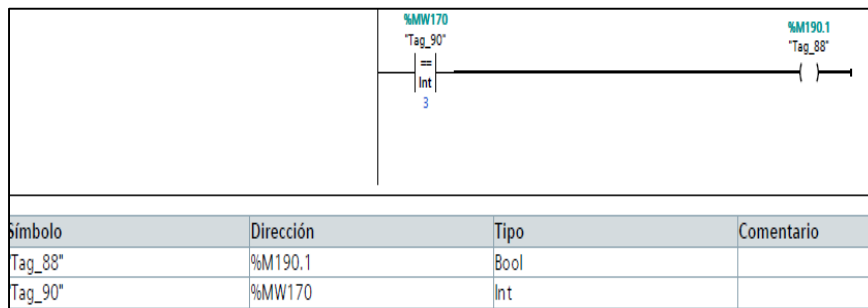


Figura 71: CMP 4 “Activa variable M190.1” (Software TIA Portal V14)

4.9.2.9 Segmento 9

MOVE: “Copiar Valor” instrucción que transfiere un contenido de la entrada a la salida. Aquí se realizó la transferencia de los datos obtenidos del analizador a una base de datos específica que es DB3.

Se realizó una distribución de datos ordenada en el cual los datos obtenidos en DB3, se enviara la información a tres bases de datos diferentes que son DB6, DB7, DB8.

En el Figura 72, se muestra el módulo MOVE y la configuración de los parámetros con sus respectivas variables, donde la información de DB3 se envía a tres segmentos diferentes que son: en el segmento 9, segmento10 y segmento 11 respectivamente. En este caso la información que transfiere al módulo MOVE 1, es de DB3 a DB6

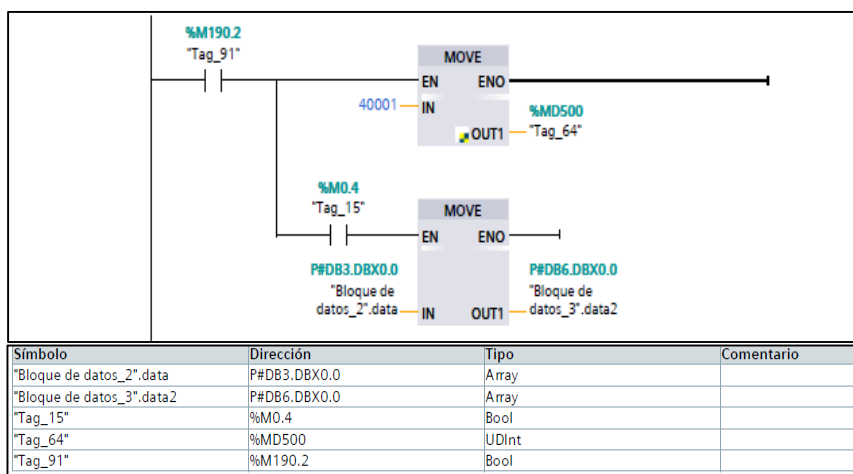


Figura 72: MOVE 1 “COPIAR VALOR DB6” (Software TIA Portal V14)

4.9.2.10 Segmento 10

En la Figura 73, se registra la información que envía la base DB3, la cual transfiere los datos a la base DB7.

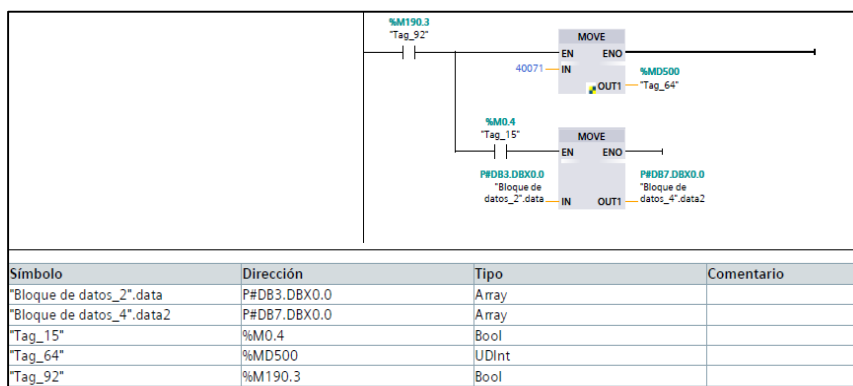


Figura 73: MOVE 2 “COPIAR VALOR DB7” (Software TIA Portal V14)

4.9.2.11 Segmento 11

Aquí se registra la información que envía la base DB3, la cual transfiere los datos a la base DB7, tal como se observa en el Figura 74.

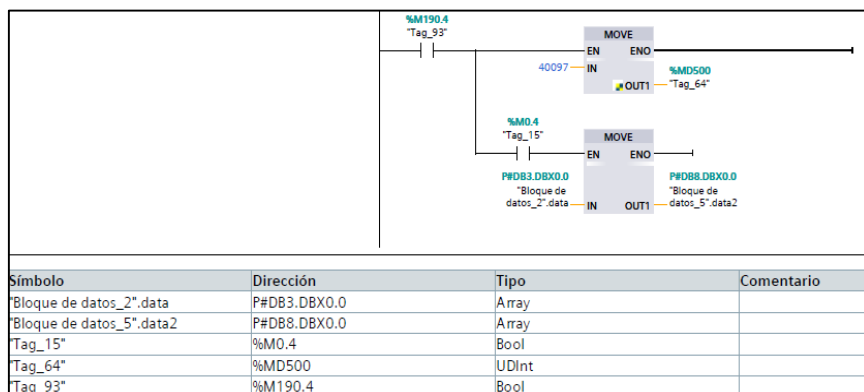


Figura 74: MOVE 3“COPIAR VALOR DB8” (Software TIA Portal V14)

A continuación en la Tabla 16, se describe los parámetros principales del módulo MOVE.

Tabla 16: Parámetros de comando MOVE

Parámetro	Declaración	Tipos de datos	Área de memoria	Descripción
EN	Input	Bool	I, Q, M, D, L	Entrada de habilitación
ENO	Output	Bool	I, Q, M, D, L	Salida de habilitación
IN	Input	Secuencias de bits, enteros, números, flotante, tiempos, fecha y hora, tipos de datos PLC etc.	I, Q, M, D, L o constante	Valor de origen
OUT	Output	Secuencias de bits, enteros, números, flotante, tiempos, fecha y hora, tipos de datos PLC etc.	I, Q, M, D, L	Operando al que se transfiere el valor de origen

Fuente: Software TIA Portal V14, 2016.

4.10 Programación de variables internas asociadas al Sistema SCADA en el PLC Siemens S7-1200

El “Sistema de Supervisión, de Control y Adquisición de Datos” permite monitorear y controlar y monitorear un proceso en tiempo real. Es una manera eficiente de obtener información tanto de operadores, supervisores, usuarios, calidad, mantenimiento etc.

Para realizar el control directo se hizo mediante un autómatas programable “PLC S7-1200” el cual se encuentra conectado a un ordenador que realiza un dialogo con un operador, para obtener información y poder controlar la red de distribución “SMART GRID”

4.10.1 Programación de segmentos para el control de elementos (TIA Portal V14)

Se realizó la configuración de la Programación en el Software TIA Portal V14, el cual permite efectuar el control y monitoreo de la red de distribución inteligente, de tal forma que se efectuó un proceso que se presenta a continuación:

Segmento 1: En la Figura 75, se muestra el control marcha paro de los motores que se va a utilizar, se utilizó variables para marcha la M10.0 que acciona la Q0.0 y la M10.1 acciona la Q0.1 que es paro de los motores.

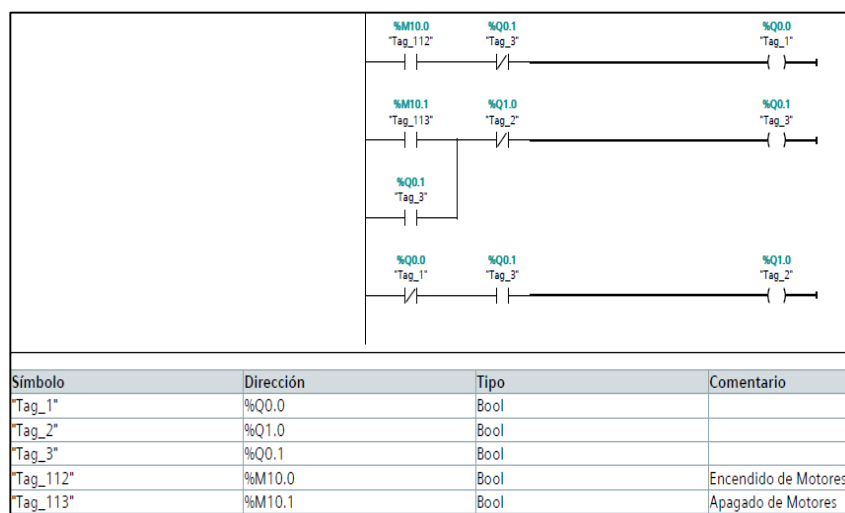


Figura 75: Encendido y Apagado de Motores (Software TIA Portal V14)

Segmento 2: En la Figura 76, se muestra el control de encendido y apagado de los reflectores, se utilizó variables M10.2 para encendido y M10.3 para apagado de reflectores las mismas que accionan la Q0.2.

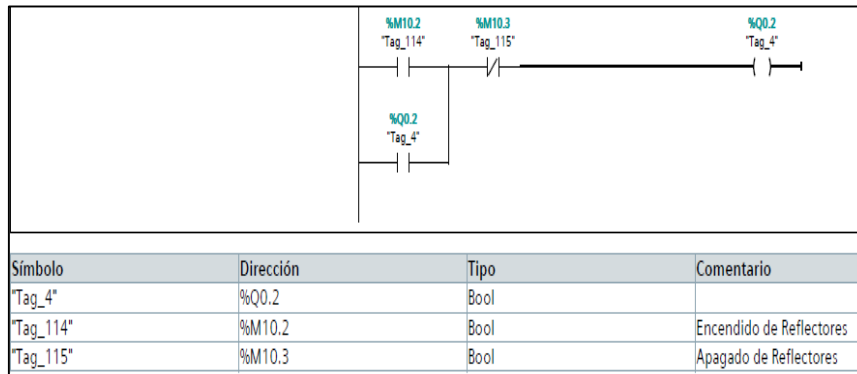


Figura 76: Encendido y Apagado de Reflectores Software TIA Portal V14

Segmento 3: En el Figura 77, se muestra la configuración del segmento que programó el encendido y apagado de los bancos de capacitores, donde se utilizó para el banco 1 las variables M10.4 para encendido y M10.5 para apagado, la misma que acciona la Q0.3, banco 2 las variables M10.6 encendido y M10.7 para apagado, accionando la Q0.4 y el banco 3 las variables M20.0 encendido y M20.1 apagado la que acciona la Q0.5.

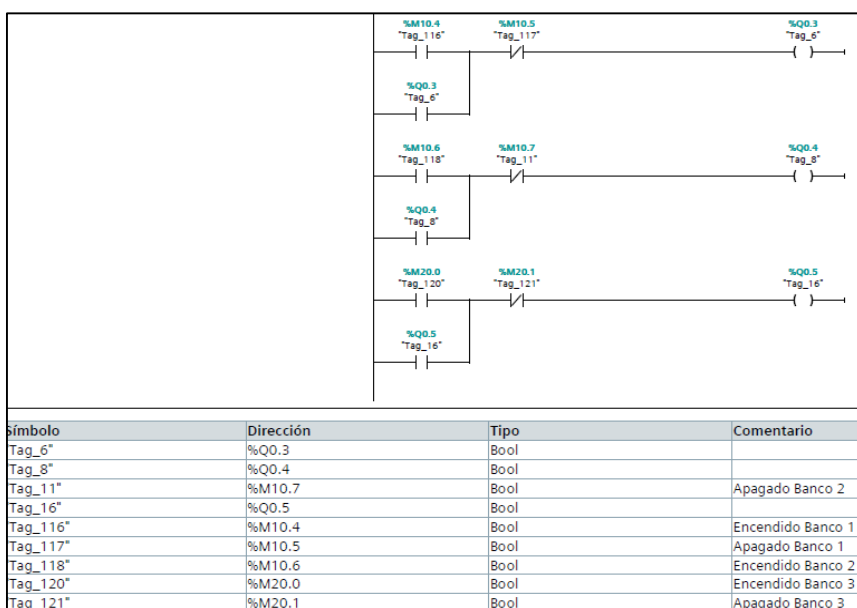


Figura 77: Encendido y Apagado de Bancos de capacitores (Software TIA Portal V14)

Segmento 4: En la Figura 78, se muestra la configuración del segmento que realiza el control de encendido y apagado del breaker con accionamiento motorizado, el mismo que se configuro con las variables M20.2 para encendido, el cual acciona la Q0.6 y la variable M20.3 para apagado accionando la Q0.7.

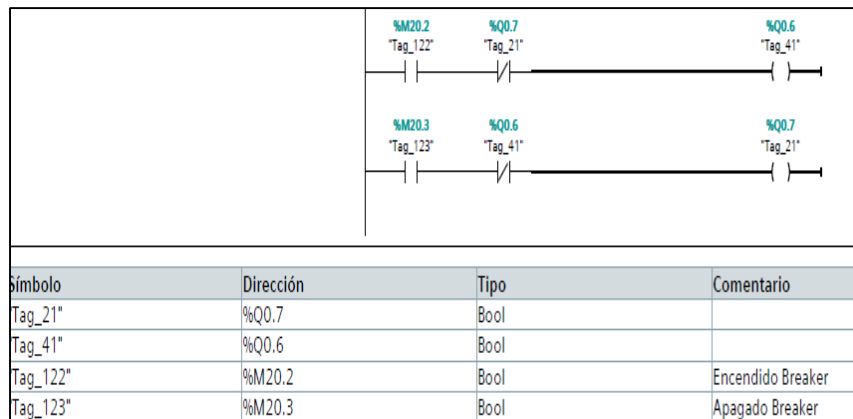


Figura 78: Encendido y Apagado de breaker con accionamiento motorizado (Software TIA Portal V14)

Finalizado la programación de cada uno de los segmentos se procede a la elaboración de la interfase de comunicación.

Para realizar el sistema SCADA se necesitó de dos programas, el Software TIA Porta V14 y el programa MOVICON 11.5, de tal forma que al complementarse los 2 programas antes mencionados se obtiene un sistema SCADA enfocado en una red de distribución.

MOVICON 11.5 es una plataforma que permite elaborar diferentes proyectos de automatización, software que se destaca por permitir las acciones de supervisión, control y adquisición de datos en tiempo real.

Según el manual de usuario (Software TIA Portal V14., 2009) es un programa que integra diferentes productos SIMATIC en una aplicación de software el cual permite mejorar el funcionamiento de uno o varios procesos, el cual abarca productos que interactúan entre si ayudando a la creación de muchos procesos de automatización.

En la interfaz de comunicación se utilizó las variables que se configuro en el programa Software TIA Portal V14, de tal forma que el proyecto se elaboró en base a las necesidades que se requirieron para diseñar un sistema SCADA que está enfocado en una red de distribución inteligente, la cual supervise, controle y adquiera datos en tiempo real, obteniendo una SMART GRID y teniendo el completo control de la red de distribución.

4.10.2 Interfaz de comunicación (MOVICON 11.5)

A continuación, se presenta el interfase de comunicación la cual permiten el control, monitoreo y adquisición de datos de la red de distribución eléctrica inteligente.

Pantalla de presentación: Aquí muestra los datos principales de la tesis, datos personales, también muestra dos iconos principales como son INICIO y ESQUEMA. Al presionar el icono INICIO aparecerá una nueva pantalla, la cual contiene iconos de menú que se muestran en el Figura 79, su función es al presionar el icono ESQUEMA se abrirá una nueva pantalla donde muestra el diseño la red de distribución.



Figura 79: Pantalla de Presentación (MOVICON 11.5)

Pantalla INICIO: Pantalla que muestra un nuevo menú que contiene los iconos CARGAS INDUCTIVAS, CARGAS RESISTIVAS, CARGAS CAPACITIVAS, BREAKER, DATOS 1, DATOS 2, DATOS 3, tal como se muestra en el Figura 80.

Al ingresar en cada uno de los iconos que se muestran en la pantalla un nuevo menú aparece el cual permite controlar cada uno de los elementos utilizados e instalados en la red de distribución inteligente.

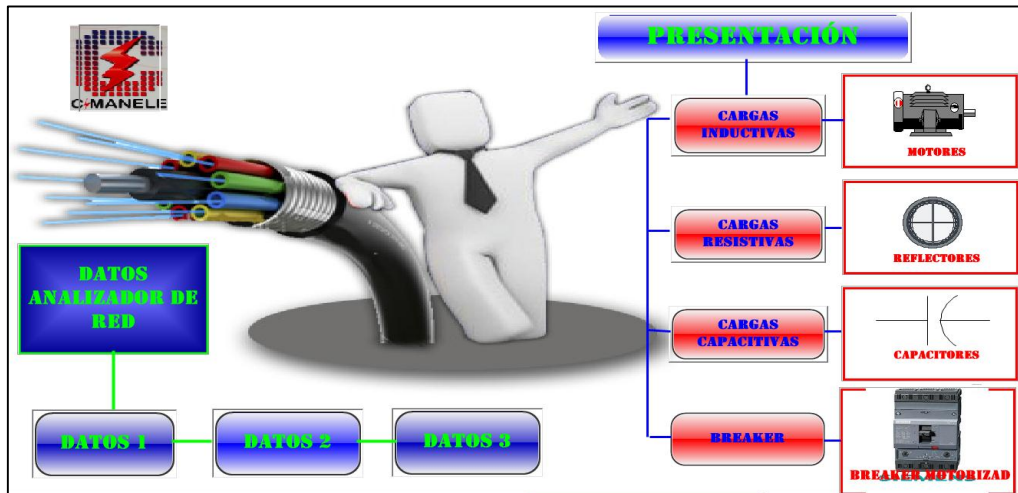


Figura 80: Pantalla de Inicio (MOVICON 11.5)

Pantalla **CARGAS INDUCTIVAS**: En esta pantalla se encuentra el esquema y diagrama de control y fuerza de los motores, aquí en este menú se puede encontrar varios iconos tanto de (ON) y (OFF), así como el icono de **INICIO** el cual si es presionado se regresara al menú inicio. Desde esta pantalla se controlara el encendido y apagado de motores, tal como se muestra en la Figura 81.

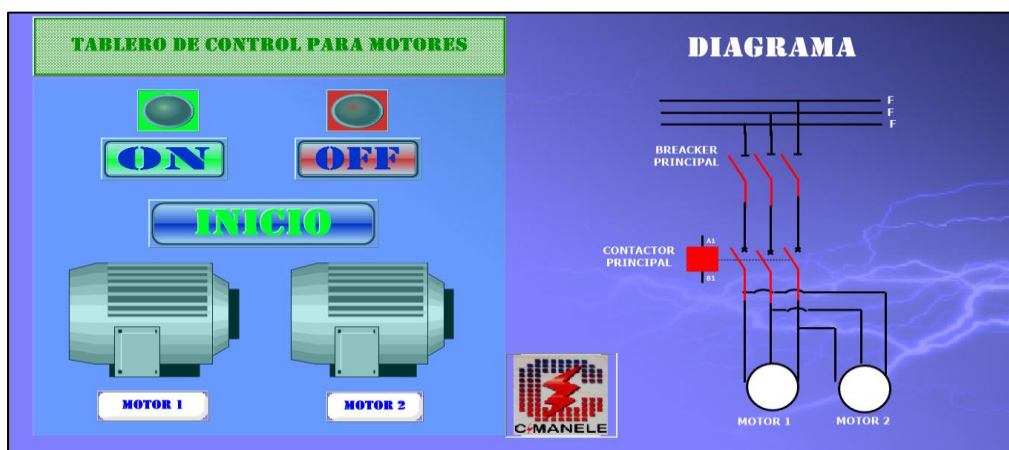


Figura 81: Control de motores (MOVICON 11.5)

Pantalla **CARGAS RESISTIVAS**: En esta pantalla se encuentra el esquema y diagrama de control y fuerza de reflectores, aquí en este menú se puede encontrar varios iconos tanto de **(ON)** y **(OFF)**, así como el icono de **INICIO** el cual si es presionado se regresara al menú inicio. Desde esta pantalla se controlara el encendido y apagado de reflectores, tal como se muestra en la Figura 82.



Figura 82: Control de reflectores (MOVICON 11.5)

Pantalla **CARGAS CAPACITIVAS**: En esta pantalla se encuentra el esquema y diagrama de bancos de capacitores que son: banco1 banco 2, banco 3, aquí en este menú se puede encontrar varios iconos tanto de **(ON)** y **(OFF)** de cada banco de capacitores, así como el icono de **INICIO** el cual si es presionado se regresara al menú inicio, tal como se muestra en la Figura 83.



Figura 83: Control de bancos de capacitores (MOVICON 11.5)

BREAKER: En la Figura 84, se muestra la pantalla que presenta el esquema y diagrama de control de la red inteligente, aquí en este menú se puede encontrar varios iconos tanto de (ON) y (OFF), así como el icono de **INICIO** el cual si es presionado se regresara al menú inicio. Desde esta pantalla se controlara la conexión y desconexión de la red de distribución,

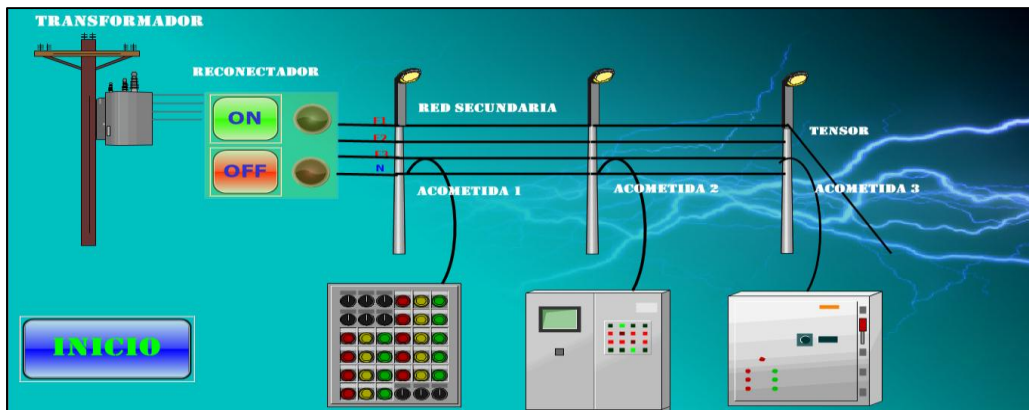


Figura 84: Control de breaker ON/OFF (MOVICON 11.5)

Pantalla **ESQUEMA:** En la Figura 85, se muestra el diseño de la red de distribución, También hay un icono de **INICIO** el cual si es presionado permitirá regresar al menú inicio.

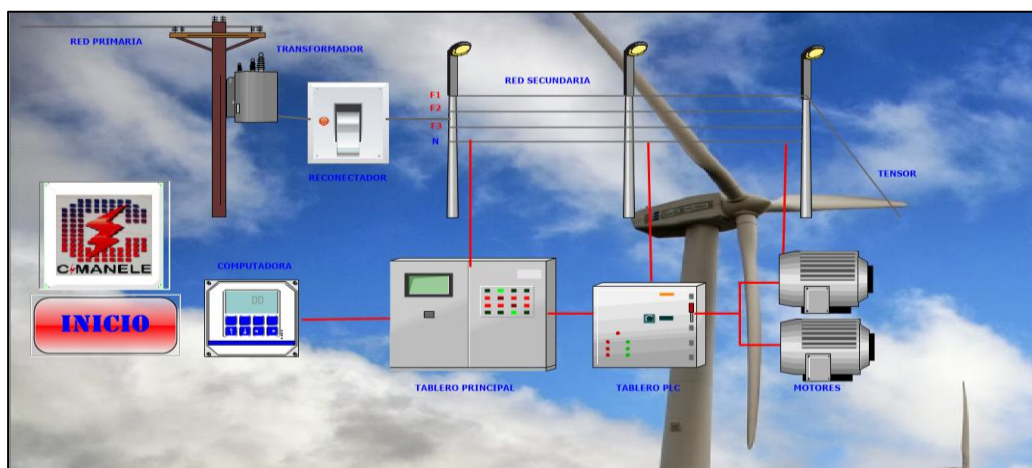


Figura 85: Esquema de red de distribución (MOVICON 11.5)

Pantalla **DATOS 1:** Muestra los parámetros que se adquiere del analizador de redes, así como los voltajes, corrientes, factor de potencia, potencias activas, potencias aparentes, potencias

activas, potencias reactivas, así como el icono de **INICIO** el cual si es presionado se regresara al menú inicio, tal como se muestra en el Figura 86.

	VOLTAJES	CORRIENTES	FACTOR DE POTENCIA	POTENCIAS ACTIVAS	POTENCIAS REACTIVAS
L1	0,00	0	0,000	0,000	0
L2	0,00	0	0,000	0,000	0
L3	0,00	0	0,000	0,000	0

	POTENCIAS APARENTES	POTENCIAS REACTIVAS INDUCTIVAS	POTENCIAS REACTIVAS CAPACITIVAS	POTENCIAS REACTIVAS CONSUMIDAS	POTENCIAS REACTIVAS GENERADAS
L1	0,000	0,000	0,000	0	0
L2	0,000	0,000	0,000	0	0
L3	0,000	0,000	0,000	0	0

INICIO

Figura 86: Datos 1, Analizador de redes (MOVICON 11.5)

Pantalla **DATOS 2**: Muestra los valores de los elementos conectados a la red inteligente, los valores que se muestran en esta pantalla son parámetros trifásicos, el icono **INICIO** el cual si es presionado regresara al menú inicio. Desde esta pantalla podemos observar datos en tiempo real del sistema trifásico, voltajes entre fases y coseno del ángulo, tal como se muestra en el Figura 87.

COSENO DEL ANGULO		DATOS SISTEMA TRIFÁSICO			
L1	0,000	VOLTAJE	0,00	POTENCIA INDUCTIVA	0,000
L2	0,000	CORRIENTE	0	POTENCIA CAPACITIVA	0,000
L3	0,000	FACTOR DE POTENCIA	0,000	POTENCIA REACTIVA CONSUMIDA	0,000
	VOLTAJE FASE-FASE	POTENCIA ACTIVA	0,000	POTENCIA REACTIVA GENERADA	0,000
L1-L2	0,00	POTENCIA REACTIVA	0,000	COSENO DEL ANGULO	0,000
L2-L3	0,00	POTENCIA APARENTE	0,000		
L1-L3	0,00				

INICIO

Figura 87: Datos 2, Analizador de redes (MOVICON 11.5)

Pantalla **DATOS 3**: Muestra los datos que entrega el analizador de redes, así como el icono **INICIO** el cual si es presionado se regresara al menú inicio. Desde esta pantalla se visualizara los valores de los elementos de la red inteligente, aquí se muestran los valores en tiempo real

de la energía activa, energía inductiva, energía capacitiva, energía aparente, frecuencia, temperatura, tal como se muestra en el Figura 88.



Figura 88: Datos 3, Analizador de redes (MOVICON 11.5)

4.10.3 Resultados y pruebas de funcionamiento

En las pruebas de funcionamiento se realizó el accionamiento del breaker motorizado de la conexión y desconexión de la red de distribución, así como el control, monitoreo y adquisición de los elementos que están conectados a la SMAR GRID. Los datos que se muestran a continuación son tomados en funcionamiento y en tiempo real.

4.10.4 Conexión de Módulos

En la Figura 89, se puede apreciar la conexión de los módulos y su funcionamiento:

Módulo 1: realiza la corrección de factor de potencia, también posee un analizador el cual permite visualizar y enviar los parámetros eléctricos.

Módulo 2: PLC Siemens S7-1200, permite la adquisición de datos de los parámetros de la red.

Módulo 3: permite el control y conexión de los módulos 1, 2, 3, 6.

Módulo 4: tiene instalado los medidores

Módulo 5: permite encender y apagar de forma manual la red de distribución y los reflectores.

Módulo 6: posee el breaker motorizado.

El numero 7: señal de encendido o apagado de la red de distribución.

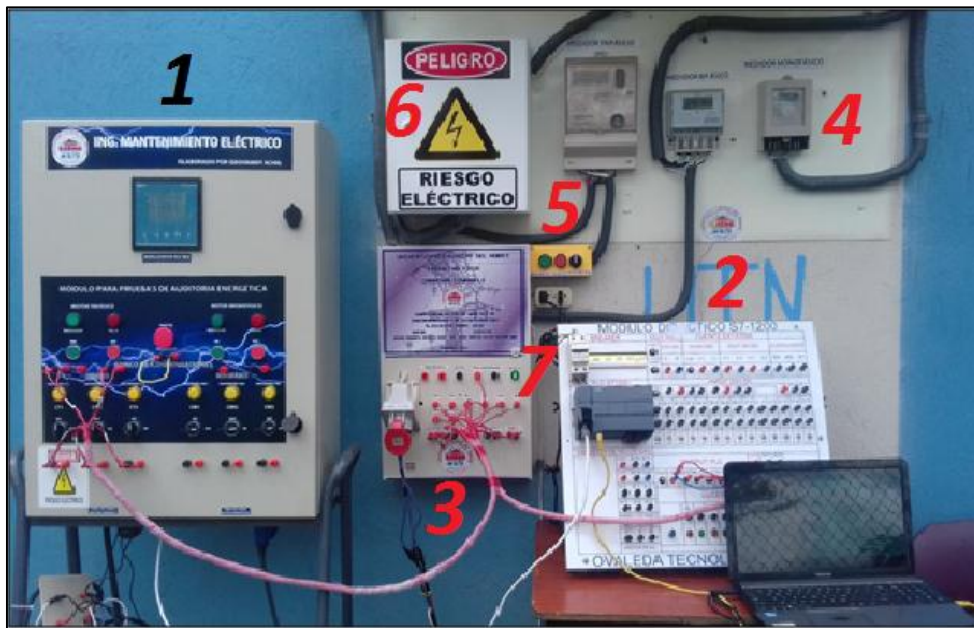


Figura 89: Conexión de módulos

4.10.5 Funcionamiento de la Red de Distribución (SMART GRID)

En la Figura 90, se muestra el breaker motorizado apagado, de tal forma que la red se encuentra desenergizada.



Figura 90: Breaker Motorizado en Estado OFF

En la Figura 91, cambia la posición, lo cual se muestra el breaker motorizado encendido, indica que la red se encuentra energizada.

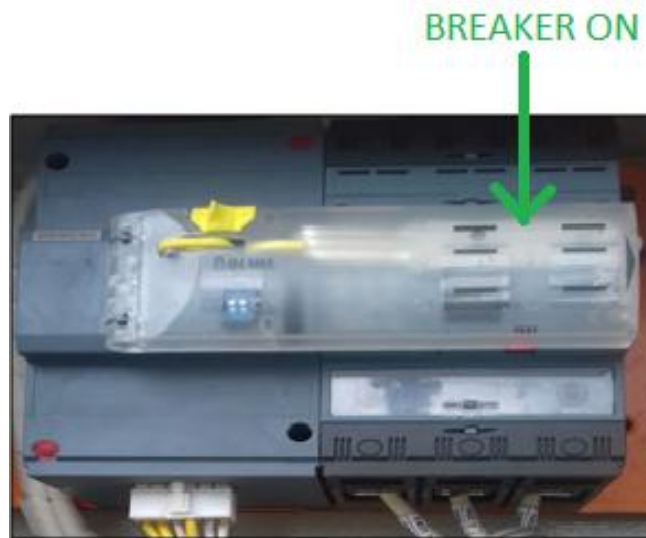


Figura 91: Breaker Motorizado en Estado ON

4.10.6 Resultados de corrección de factor de potencia

Los resultados de la corrección del Factor de Potencia se presentan en las siguientes Figuras.

En la Figura 92, se muestra el control para encendido y apagado del banco 1, banco 2 y banco 3 y muestra los valores de factor de potencia. Estos valores de FP se muestran en estado normal es decir que se observan los valores de la red sin activar ningún banco de capacitores.

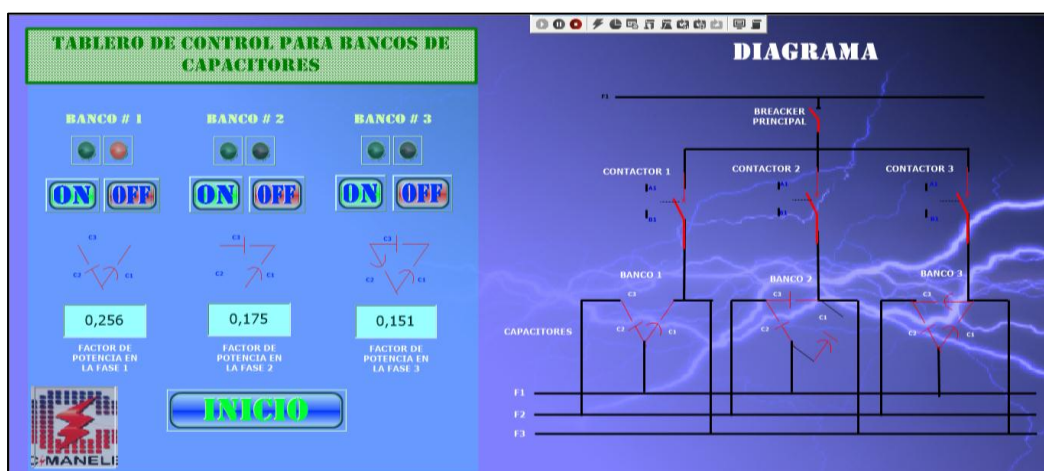


Figura 92: Factor de Potencia (MOVICON 11.5)

En La Figura 93, se muestra activado el primer banco de capacitores, por lo tanto el Fp se ha modificado, de 0.256 a 0.325 en una fase lo que permite llegar a un Fp adecuado para su funcionamiento.



Figura 93: Factor de Potencia, Banco 1 Encendido (MOVICON 11.5)

En la Figura 94, se muestra que se ha activado el primero y segundo banco de capacitores, de tal manera el Fp se ha modificado y llega de 0.325 a 0.913



Figura 94: Factor de Potencia, Banco 2 Encendido (MOVICON 11.5)

En la Figura 95, se muestra que se ha activado los tres bancos de capacitores, de tal manera el Fp se ha modificado y pasa de FP 0.913 inductivo a 0.314 FP capacitivo, el objetivo es que este dato este entre el rango de 0.87 y 0.92 inductivo.

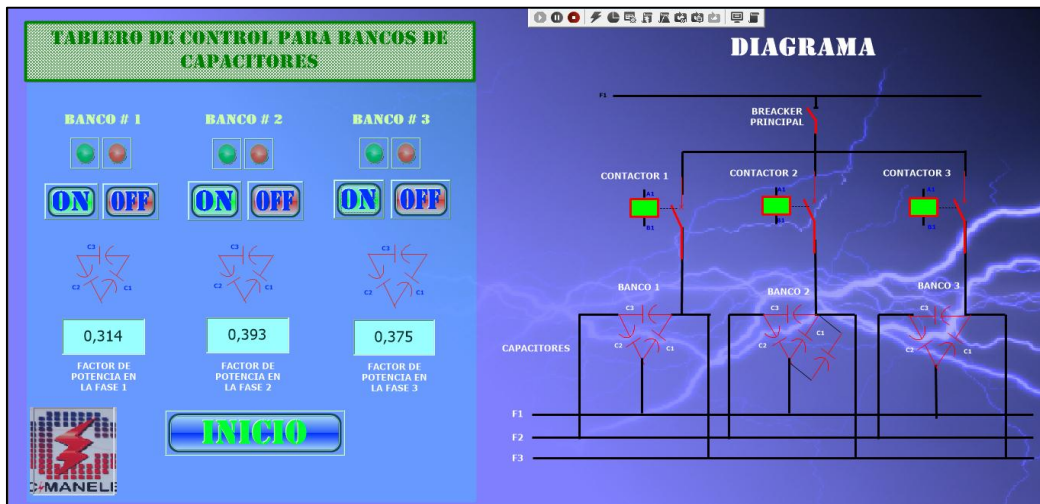


Figura 95: Factor de Potencia, Banco 3 Encendido (MOVICON 11.5)

En la Figura 96, se visualiza los parámetros principales de la red y los elementos conectados a la misma. Aquí se puede monitorear cada uno de los parámetros, así como verificar los cambios de los antes mencionados



Figura 96: Datos 3 Parámetros Principales de la Red de Distribución (MOVICON 11.5)

En la Figura 97, se muestra los parámetros trifásicos de la red y elementos conectados a la misma. Aquí se monitorea cada uno de los parámetros trifásicos y verificar los valores de los antes mencionados

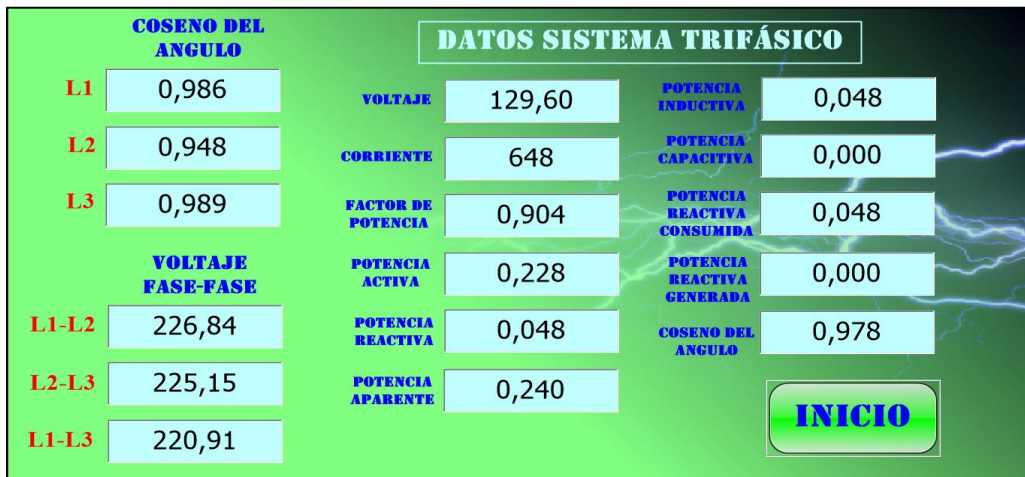


Figura 97: Datos 2 Parámetros Trifásicos (MOVICON 11.5)

En la Figura 98, se muestra los parámetros de la energía eléctrica. Aquí se puede observar cada uno de los parámetros, así como verificar los cambios.

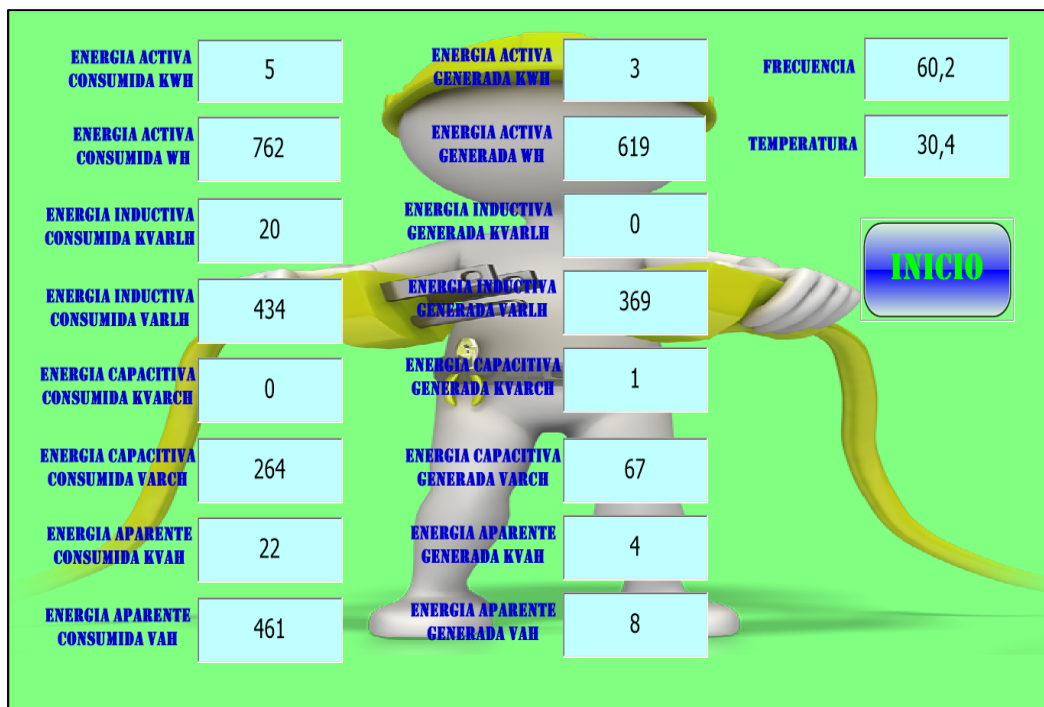


Figura 98: Datos 3 Parámetros de Energía (MOVICON 11.5)

4.10.7 Práctica #1

En la siguiente práctica se mostrará el proceso de como corregir el factor de potencia de manera práctica, de tal forma que sea clara y entendible para quien la vaya a realizar.

1. Cargar la programación de la comunicación RS-485, donde se presenta el diagrama de flujo, el cual detalla los segmentos de la programación que permite la adquisición de datos en tiempo real, de tal forma que podamos visualizar el fp de los elementos que se necesite corregir dicho factor. La programación se la realizo en el programa TIA Portal V14.

En la Figura 99, se puede apreciar el diagrama control de flujo, el cual se encuentra desarrollado para un mejor entendimiento, este proceso permite la adquisición de datos realizar la comunicación RS-485 mediante el PLC Simenens S7-1200 y el analizador de redes.

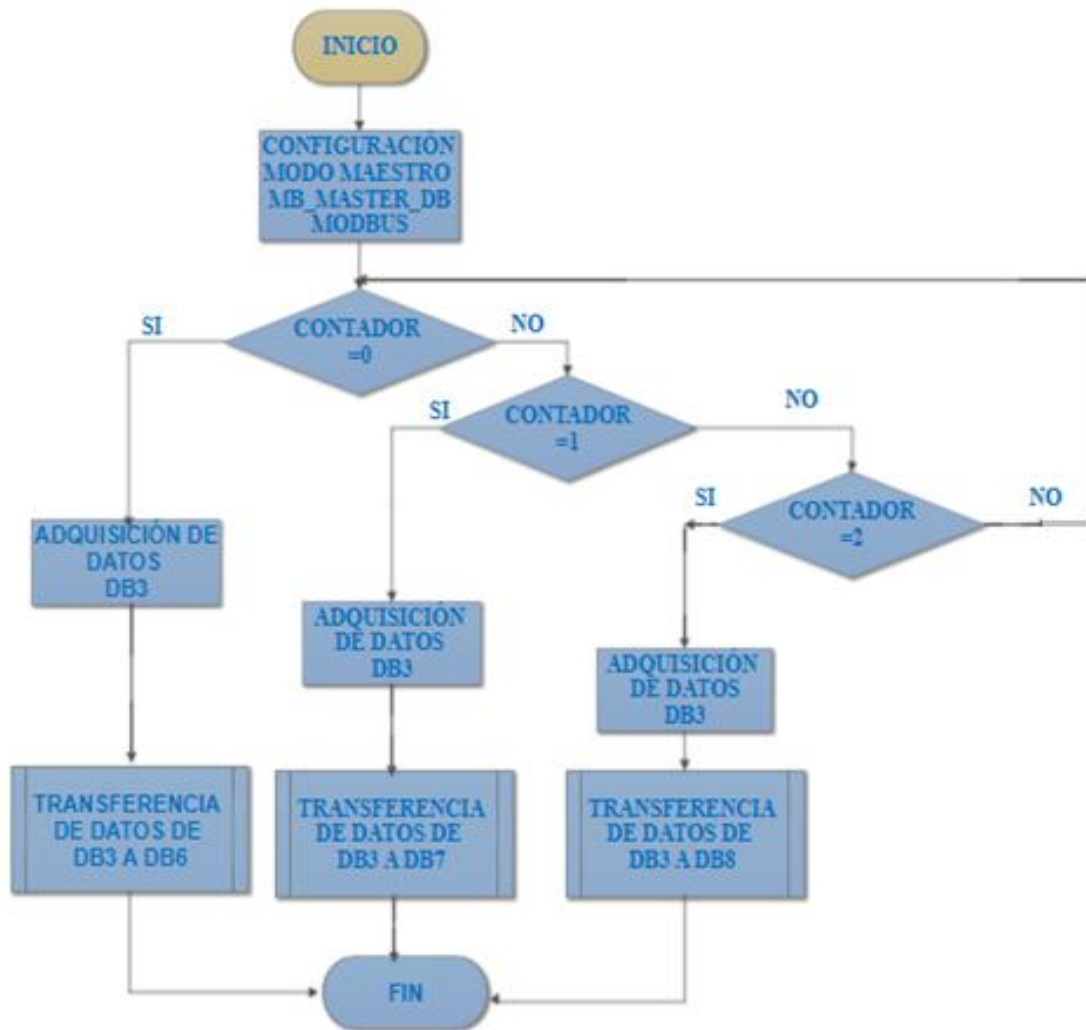


Figura 99: Diagrama de flujo de la comunicación RS-485

2. La programación se debe cargar en el PLC S7-1200 verificando que este muy bien configurado cada uno de los segmentos, lo que permite la adquisición de datos, control de motores, reflectores, banco 1, banco 2, banco 3 de capacitores, conexión y desconexión de la red de distribución.

En la Figura 100, se puede apreciar el módulo de control que permite la conexión de los tres módulos.



Figura 100: Módulo de Control

3. Para la visualización y adquisición de datos se debe conectar el “Módulo para pruebas de Auditoria Energéticas” que tiene un analizador de redes que nos permite visualizar el fp de los elementos que se va a medir, así como también permite corregir el factor de potencia ya que tiene tres bancos de capacitores los cuales permiten corregir el fp de modo manual y automático. Los módulos se encuentran en el taller de electricidad.

En la figura 101, se muestra el módulo de corrección de Factor de Potencia ó Módulo para pruebas de Auditoria Energéticas.



Figura 101: “Modulo para pruebas de Auditoria Energéticas”

4. La conexión del PLC S7-1200 y el modulo para pruebas energéticas se los acopla a un tercer tablero el cual permite el acople total de los tres tableros mediante cables que están diseñados para su respectiva conexión, los conectores están con etiquetas que permiten su identificación al momento de ser instalados en los tres módulos respectivamente, los cables se muestran en la Figura 102.

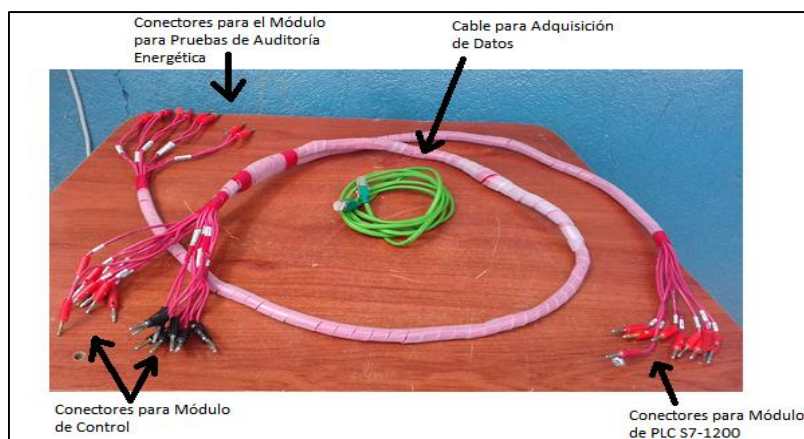


Figura 102: Cables para conexión de módulos

5. Terminado el proceso de cableado de los tres módulos se procede a abrir el interface de comunicación que se encuentra programado en el programa MOVICON 11.5. En las siguientes figuras se muestra el interfaz de comunicación que permite el control y corrección del factor de potencia, tal como se muestra en la Figura 103.

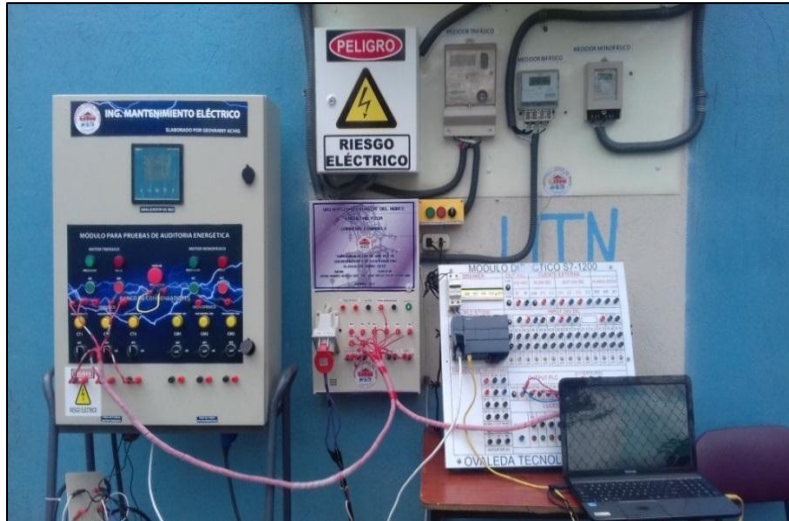


Figura 103: Proyecto Conectado Para el funcionamiento

6. Pantalla de presentación (MOVICON 11.5), aquí se presiona el icono INICIO para entrar al menú de control y monitoreo de la red de entrenamiento y sus componentes, tal como se muestra en la Figura 104.



Figura 104: Presentación de Proyecto (MOVICON 11.5)

7. Pantalla que permite controlar y monitorear CARGAS INDUCTIVAS, RESISTIVAS, CAPACITIVAS, BREAKER DE CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN DE LA RED SMART GRID, BASE DE DATOS 1, BASE DE DATOS2, BASE DE DATOS 3.

Para ingresar a cualquiera de los iconos solo basta con presionar lo que desea controlar, tal como se observa en la Figura 105.

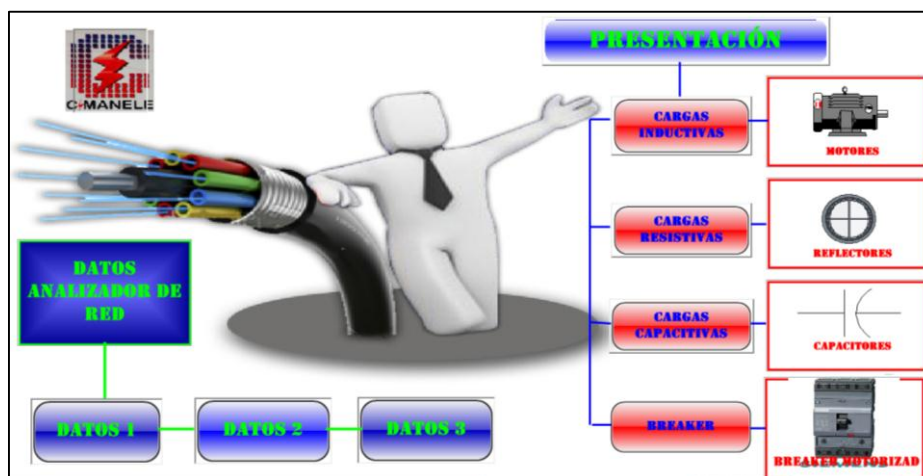


Figura 105: Menu de control y Monitoreo (MOVICON 11.5)

8. Pulsar ON para energizar la red de distribución y pulsar OFF para la desconexión, tal como se observa en la Figura 106.

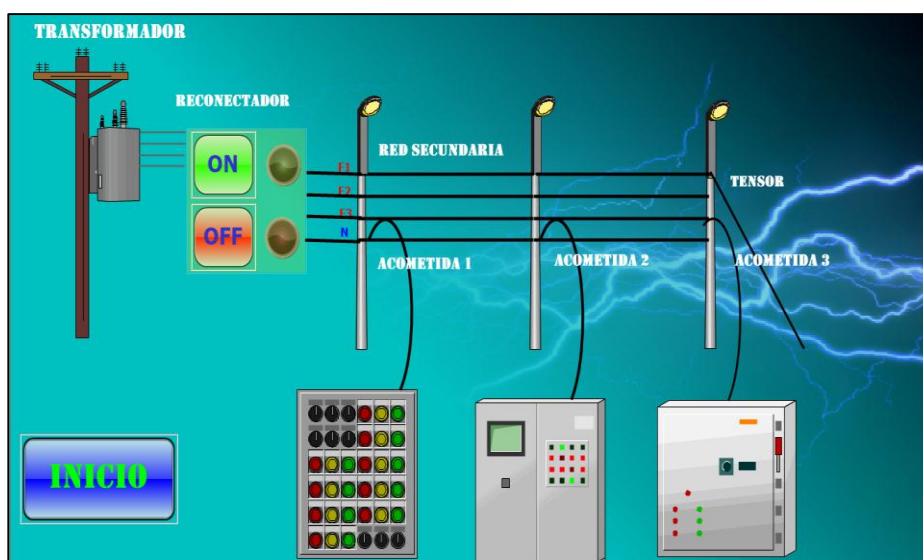


Figura 106: Control Breaker Motorizado (MOVICON 11.5)

9. Luego pulsar ON para encender los motores 1, motor 2 y para apagar pulsar OFF, tal como se observa en la Figura 107.

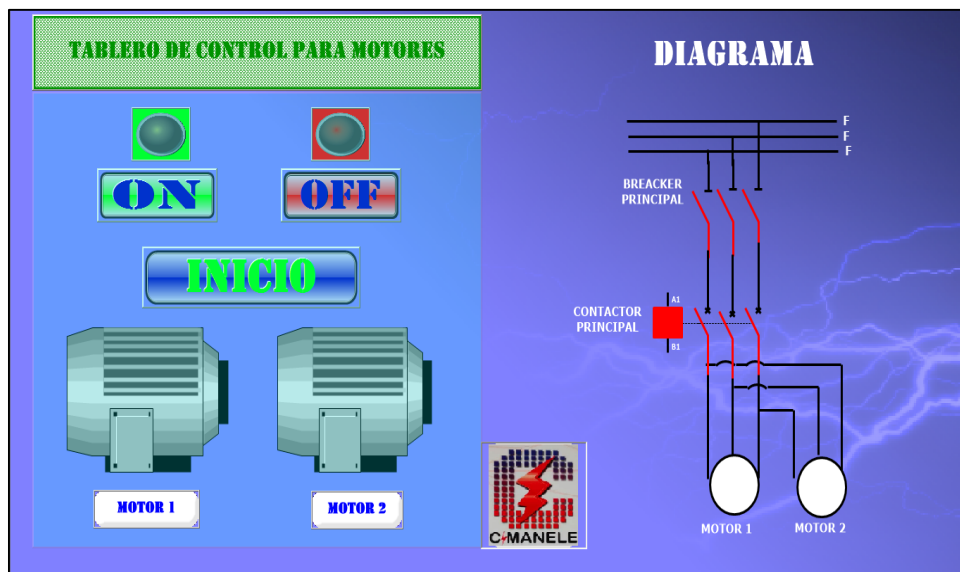


Figura 107: Control de Motor ON/OFF (MOVICON 11.5)

10. Para encender los reflectores pulsar ON y pulsar OFF para apagar, tal como se observa en la Figura 108.



Figura 108: Esquema de Reflectores (MOVICON 11.5)

11. Una vez encendido las cargas inductivas y capacitivas se procede a visualizar en el analizador el factor de potencia de los elementos encendidos, para luego corregir el fp

encendiendo cada uno de los bancos de capacitores, tal como se observa en la Figura 109.

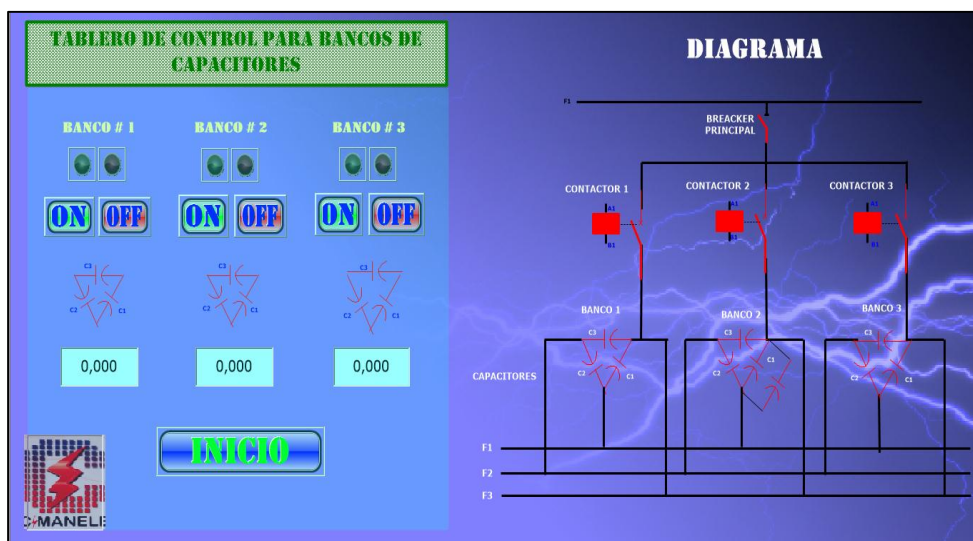


Figura 109: Control de bancos de capacitores (MOVICON 11.5)

12. A continuación se presentan tres pantallas, las cuales permiten visualizar los parámetros de los elementos que se encuentran conectados a la red de distribución.

Base de datos 1, muestra los parámetros principales, tal como se observa en la Figura 110.

	VOLTAJES	CORRIENTES	FACTOR DE POTENCIA	POTENCIAS ACTIVAS	POTENCIAS REACTIVAS
L1	0,00	0	0,000	0,000	0
L2	0,00	0	0,000	0,000	0
L3	0,00	0	0,000	0,000	0

	POTENCIAS APARENTES	POTENCIAS REACTIVAS INDUCTIVAS	POTENCIAS REACTIVAS CAPACITIVAS	POTENCIAS REACTIVAS CONSUMIDAS	POTENCIAS REACTIVAS GENERADAS
L1	0,000	0,000	0,000	0	0
L2	0,000	0,000	0,000	0	0
L3	0,000	0,000	0,000	0	0

INICIO

Figura 110: Datos 1 Analizador de redes (MOVICON 11.5)

CAPITULO V

5 Conclusiones y Recomendaciones

5.1 Conclusiones

- ❖ Con este proyecto es fácil de entender los beneficios que tienen las redes de distribución inteligentes en los diferentes campos eléctricos, así las tecnologías tienen más ventajas que desventajas, lo cual se puede decir que las redes inteligentes es el camino hacia el futuro, es decir que trabajan en conjunto y coordinado para controlar, monitorear y entregar energía de calidad a los consumidores. Con todas estas mejoras que se están haciendo en el campo eléctrico se puede ir muy lejos, probablemente hasta un nivel de realizar casas inteligentes con prácticamente el 100% de eficiencia, de tal forma que permitan ayudar y mejorar la situación del medio ambiente.

- ❖ Las empresas públicas y privadas al implementar una red inteligente van a tener más control sobre el proceso de la energía. Para las empresas energéticas es una nueva estrategia las redes inteligentes o “SMART GRID”, lo que será una mejor solución para el aprovechamiento de la distribución de energía a los consumidores, de tal forma que las empresas obtengan más beneficios asociados a la disminución de pérdidas energéticas.

- ❖ La red eléctrica inteligente trae beneficios y desafíos de diseño a la empresa de servicios públicos, privados y tecnologías asociadas. Se prevé que más tecnologías de redes inteligentes serán adoptadas por las empresas en el futuro, permitiendo un sistema de distribución eficiente, económica, fiable, y resistente. Con la penetración de fuentes de energía renovables, tales como módulos fotovoltaicos, energía fotovoltaica, siguen aumentando y alcanzan un nivel significativo, así se necesitarán nuevas tecnologías para hacerle frente a las incertidumbres que se presenta en el futuro. Los

vehículos inteligentes, casas inteligentes, edificios inteligentes jugarán un papel importante en la gestión de la energía del futuro.

- ❖ La optimización de las operaciones con una red de confiabilidad, eficiencia y con las menores limitaciones y pérdidas generan beneficios para la industria como para el cliente. Además, la adopción de nuevas tecnologías orientadas a la automatización permite construir una infraestructura más avanzada. Por lo cual, la ayuda de estos aparatos inteligentes permiten estar conectados con los consumidores en tiempo real, generan un desplazamiento a la conservación y buen uso de la demanda energética. Lo que da como resultado beneficios que ayudan a la reducción de costos en los servicios públicos, siendo un mayor incentivo para la inversión.
- ❖ La medición inteligente reduce la utilidad de costo a largo plazo, de tal forma que al momento de tomar la lectura del medidor se podrá tener estimaciones en facturación más rápido y eficiente. Lo que puede constituirse en un mejor avance de infraestructura y beneficio para la sociedad en general, asociada a la optimización de recursos mediante la utilización de energía renovable.
- ❖ Las perspectivas de desarrollo de las redes inteligentes, mediante la penetración de la tecnología y las capacidades de las redes de comunicación, impulsan a los gobiernos a tomar decisiones para la transición a una red de distribución inteligente. Por ello, la utilización de políticas que fomente el crecimiento de los recursos energéticos y distribuidos, hace que se incremente la participación de los clientes y las empresas para proporcionar mejores costos y beneficios, junto con mejores prácticas energéticas.

5.2 Recomendaciones

- ❖ Para los gobiernos se sugiere empezar con pequeñas pruebas a escala de la implementación de SMART GRID, donde se pueda evaluar la tecnología y la gestión de la inversión, lo cual ayude a formalizar un entorno eficiente con una red inteligente.
- ❖ Se debe explorar e implementar nuevas tecnologías para aumentar la competitividad del mercado, la cual accederá a promover el desarrollo y avance del país teniendo en cuenta el compromiso con el medio ambiente utilizando energías renovables.
- ❖ Para ejecutar la implementación de SMART GRID, se debe desarrollar una investigación muy detallada acerca de sus características, funcionamiento y lo más importante los costos de inversión del proyecto, lo cual permita que el proyecto sea viable y exitosa en su implementación.
- ❖ En la industria y empresas, para un mejor entendimiento de SMART GRID o cualquier otro tipo de nueva tecnología se debe establecer un lineamiento que contenga capacitaciones para el personal técnico y de gestión, ya que ellos son los encargados de estar en contacto con las tendencias nuevas que se presentan en el mercado eléctrico. Tal puede ser el caso de una nueva orientación hacia proyectos de almacenamiento y generación de energía renovable.
- ❖ Para realizar la práctica de corrección de Factor de Potencia es importante verificar, cargar y compilar la programación en el PLC Siemens S7-1200, así como las respectivas conexiones de los módulos y el cable de la comunicación RS-485. Seguido a esto se debe revisar la configuración del esclavo con el cual se esté realizando la adquisición de datos, en el cual, se muestra la velocidad, la paridad y el número con el cual se identifica al esclavo

5.3 Bibliografía

- Achuri, S. (1998). Apuntes Generales Sobre Redes Eléctricas de distribución. Recuperado el 10 de Mayo de 2016, de <https://es.scribd.com/document/321640830/Apuntes-Generales-Sobre-Redes-de-Distribucion-Electrica>
- Arturo, S. (2015). El Sistema Eléctrico. Ciclo Técnico en instalaciones eléctricas y automáticas, 24.
- Borge, D. (2012). Laboratorio remoto de eficiencia energética integrado en redes de generación distribuida. Recuperado el Junio de 2016, de <http://e-spacio.uned.es/fez/eserv/tesisuned:IngInd-Dborge/Documento.pdf>
- Calderón, C., & Tobar, F. (Septiembre de 2012). Recuperado el Miercoles de Enero de 2017
- Cogdell, J. (2002). FUNDAMENTOS DE ELECTRONICA. MEXICO: PEARSON EDUCACION.
- Damas, M. (2011). PLC.
- Del Rio, J. (2013). LabVIEW.Programacion para sistemas de instrumentación. Madrid, España: Alfaomega.
- Departamento de Ingeniería Eléctrica, E. y. (2011). Controladores Industriales Inteligentes . Controladores Lógicos Programables (PLC) , 21.
- Donald. (2010). Dispositivos y circuitos electronicos. Mexico: Mc Graw Hill.
- DORF, R. (2005). Sistemas de Control Moderno. Madrid: PEARSON EDICACION.
- Endesa Educa. (2014). Smart Grid. Smart Grid, 10.
- Escudero , J., & Luque, J. (1994). Telecontrol de redes eléctricas. Recuperado el 07 de 2016, de <http://personal.us.es/jluque/Libros%20y%20apuntes/1994%20Telecontrol%20redes.pdf>
- Garcia. (2012). MANTENIMIENTO INDUSTRIAL. MADRID: PEARSON EDUCACION.
- Garcia, M. A. (2008). Instrumentación electrónica. Madrid España: Thomson Editores.
- GRUPOTECMARED. (Octubre de 2014). Congreso Smart Grids. Recuperado el Junio de 2016, de <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/22762/1/TESIS%20DESARROLLO%20DE%20UN%20ALGORITMO%20DE%20INTERRELACION%20PARA%20MICROREDES%20DE%20DISTRIBUCION%20EL%C3%89CTRICA.pdf>
- Hart, D. (2002). Electronica de Potencia. Madrid: Pearson Educacion.
- Hernández, J. (21 de 04 de 2014). Web de tecnología eléctrica. Recuperado el Martes de Enero de 2017, de Web de tecnología eléctrica: <http://www.tuveras.com/wm.html>
- Herrera, M. (Enero de 2013). Descripción de redes inteligentes (smart grids) y su aplicación en la distribución eléctrica. Recuperado el Junio de 2016, de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/5542/1/CD-4621.pdf>
- Instituto de Investigaciones Eléctricas. (Septiembre de 2010). Red Eléctrica Inteligente (Smart Grids). Recuperado el Junio de 2016

- Juan, H. (04 de Abril de 2014). web de tecnología eléctrica. Recuperado el Martes de Enero de 2017, de web de tecnología eléctrica: <http://www.tuveras.com/wm.html>
- Juárez, J. (1995). Sistemas de distribución de energía eléctrica. México: Sans Serif.
- Lagunes, & Romero. (2015). Topología de sistemas Eléctricos. Topología .
- Lifasa. (2016). Lifasa Reactive Power Solutions(Regulador de Energía Reactiva). Controller MASTER control VAR, 104.
- Lorente, J. (Junio de 2011). Estudio sobre el estado actual de las "smart grids". Recuperado el Julio de 2016, de http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/12120/PFC_Javier_Lorente_de_la_Rubia.pdf?sequence=1
- Normas Para Sistemas de Distribución Parte A. (28 de febrero de 2014). El MEER. Recuperado el Lunes de Enero de 2017, de Guía Para Diseño de REdes Para Distribucion: <http://ftp.eeq.com.ec/upload/informacionPublica/2014/NORMAS%20PARA%20SISTEMAS%20DE%20DISTRIBUCION%20PARTE%20A.pdf>
- Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones. (12 de 05 de 2011). Smart Grids y la Evolución de la Red Eléctrica. Recuperado el 07 de 2016, de http://www.minetur.gob.es/industria/observatorios/SectorElectronica/Actividades/2010/Federaci%C3%B3nde%20Entidades%20de%20Innovaci%C3%B3ny%20Tecnolog%C3%ADa/SMART_GRIDS_Y_EVOLUCION_DE_LA_RED_ELECTRICA.pdf
- Ocampo. (2010). AUTOMATISMOS ELECTRICOS. BOGOTA: usantotomas.
- OGATA, K. (2010). Ingeniería de Control Moderno. Prentice Hall.
- Progea. (2011). Movicon 11.5. La tecnología más innovadora, flexible, 17.
- Ramirez, S. (2004). Redes de Distribución de Energía. Manizales, Colombia: Universidad Nacional de Colombia sede Manizales.
- Rancé, L. (15 de 03 de 2012). Tecnologías de información aplicadas a redes inteligentes de distribución eléctrica. Recuperado el 07 de 2016, de http://www.ai.org.mx/ai/archivos/ingresos/rance/trabajo_final.pdf
- Reyes. (2013). Mecatronica Control y Automatizaciòn. Mexico: Alfaomega.
- Rodríguez, A. (2007). Sistemas SCADA. Barcelona: Marcombo.
- Rojas, J. (2005). universidad de sevilla. Recuperado el 16 de julio de 2016, de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/10963/fichero/Archivos%252F01+Red+de+Distribucion+de+Energia+Electrica.pdf>
- Sánchez, T. (2014). Electronica Dispositivos Aplicaciones. Quito.
- Schneider Electric. (2009). Automatizacion de Redes. recloser solutions, 48.
- Siemens. (2015). Caja Moldeada. Interruptores Automaticos de Caja Moldeada, 192.

Siemens. (2015). PLC S7-1200. Getting Started del S7-1200, 62.

Vignoni. (2003). Instrumentacion y Comunicacion Industrial. Madrid.

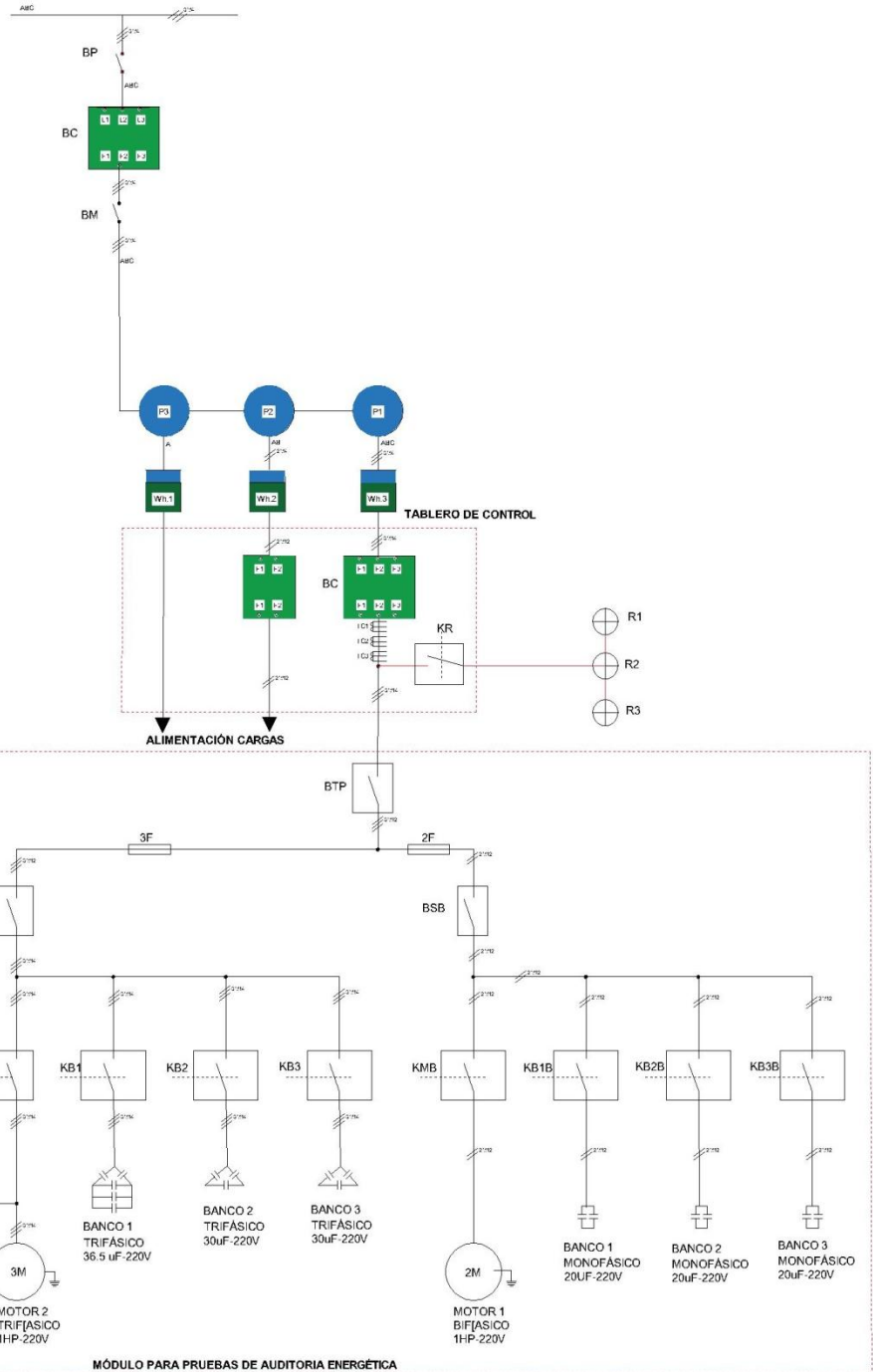
Weg. (2002). Obtenido de <http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-tacogenerador-manual-español.pdf>

WEG. (2014). Automatización. Corrección del Factor de Potencia , 40.

5.4 Anexos

DIAGRAMA DE FUERZA UNIFILAR

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
BTP	Breaker Tablero Principal (40A-240v) Schneider
BST	Breaker Secundario Trifásico (20A-240v) Schneider
BSB	Breaker Secundario Bifásico (20A-240v) Schneider
KBM	Contactador Motor Trifásico (12A-240v) Schneider
KB1	Contactador Banco 1 Trifásico (9A-240v) Schneider
KB2	Contactador Banco 2 Trifásico (9A-240v) Schneider
KB3	Contactador Banco 3 Trifásico (9A-240v) Schneider
KBMB	Contactador Motor Bifásico (12A-240v) Schneider
KB1B	Contactador Banco 1 Bifásico (9A-240v) Schneider
KB2B	Contactador Banco 2 Bifásico (9A-240v) Schneider
KB3B	Contactador Banco 3 Bifásico (9A-240v) Schneider
KR	Contactador Reflectores (6A-240v) Steck
P1	Poste de Hormigón1
P2	Poste de Hormigón2
P3	Poste de Hormigón3
Wh.3	Medidor Trifásico (3*10A-480v-60Hz-ABB)
Wh.2	Medidor Bifásico (15*100A-240V-60HZ-HXE13)
Wh.1	Medidor Monofásico (20*80A-120V-60HZ-DDS314)
R1	Reflector 1(400w-120v)
R2	Reflector 2(400w-120v)
R3	Reflector 3(400w-120v)
BM	Breaker Motorizado (12-16A/220v-Siemens)
BP	Breaker Principal (10kA/240v)
BC	Barra de Cobre (20A/240v)
F	Fusible (20A/220v)
ABC=F1F2F3 Fases (110/220v)	



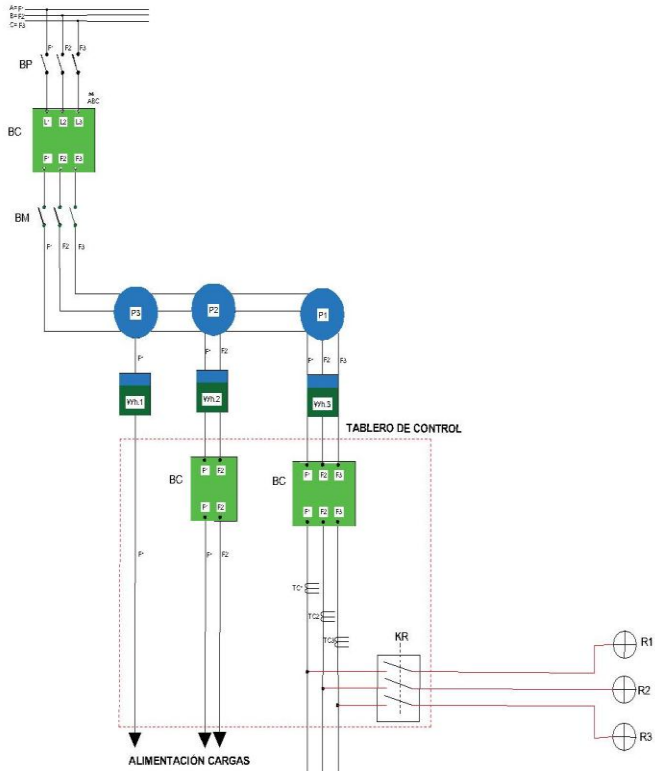
SIMBOLOGÍA	

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE			
INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO			
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS			
CONTIENE: DIAGRAMA DE FUERZA UNIFILAR			
ELABORADO	REVISADO	INDICADA	JULIO 2017
APROBADO	PROYECTADO	ESCALA	FECHA
Ing. JHONY BAZZOLA Ing. GABRIEL BENTRIZ Ing. GLAUCIO UTEZO		J.R.	1 DE 5
REVISO	LEV. GAL.	DIBUJO	HOLA
			ANEXO No.

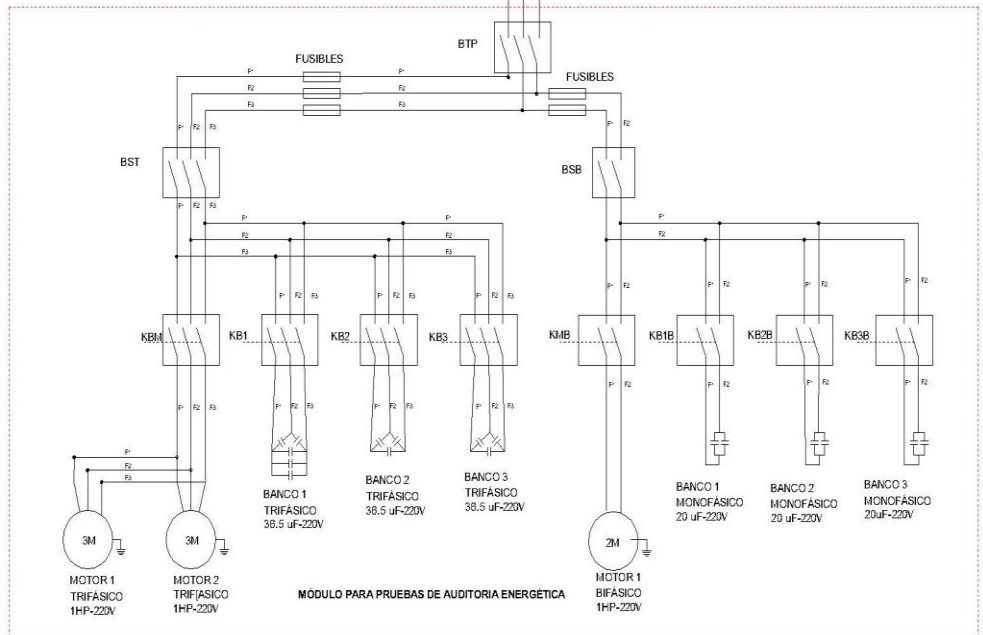
DIAGRAMA DE FUERZA MULTIFILAR

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
BTP	Breaker Tablero Principal (40A-240v) Schneider
BST	Breaker Secundario Trifásico (20A-240v) Schneider
BSB	Breaker Secundario Bifásico (20A-240v) Schneider
KBM	Contactador Motor Trifásico (12A-240v) Schneider
KB1	Contactador Banco 1 Trifásico (9A-240v) Schneider
KB2	Contactador Banco 2 Trifásico (9A-240v) Schneider
KB3	Contactador Banco 3 Trifásico (9A-240v) Schneider
KBMB	Contactador Motor Bifásico (12A-240v) Schneider
KB1B	Contactador Banco 1 Bifásico (9A-240v) Schneider
KB2B	Contactador Banco 2 Bifásico (9A-240v) Schneider
KB3B	Contactador Banco 3 Bifásico (9A-240v) Schneider
KR	Contactador Reflectores (6A-240v) Steck
P1	Poste de Hormigón1
P2	Poste de Hormigón2
P3	Poste de Hormigón3
Wh.3	Medidor Trifásico (3*10A-480v-60Hz-ABB)
Wh.2	Medidor Bifásico (15*100A-240V-60HZ-HXE13)
Wh.1	Medidor Monofásico (20*80A-120V-60HZ-DDS314)
R1	Reflector 1(400w-120v)
R2	Reflector 2(400w-120v)
R3	Reflector 3(400w-120v)
BM	Breaker Motorizado (12-16A/220v-Siemens)
BP	Breaker Principal (10kA/240v)
BC	Barra de Cobre (20A/240v)
F	Fusible (20A/220v)

ABC=F1F2F3 Fases (110/220v)



SIMBOLOGÍA	



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE			
INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO			
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS			
CONTENIDO		DIAGRAMA DE FUERZA MULTIFILAR	
SIMBOLÍA	MAURO REVELO	INGENIERA	JULIO 2017
APROBADO	PROFECTO	ESCALA	FECHA
FE. PROF. PANDELA	FE. DIBUJO: MONTILLA	J.R.	1 DE 5
REVISO	LEN. CAL.	DEBIDO	NOVA
APROB. NO.			

DIAGRAMA DE CONTROL PRINCIPAL

DIAGRAMA DE CONTROL

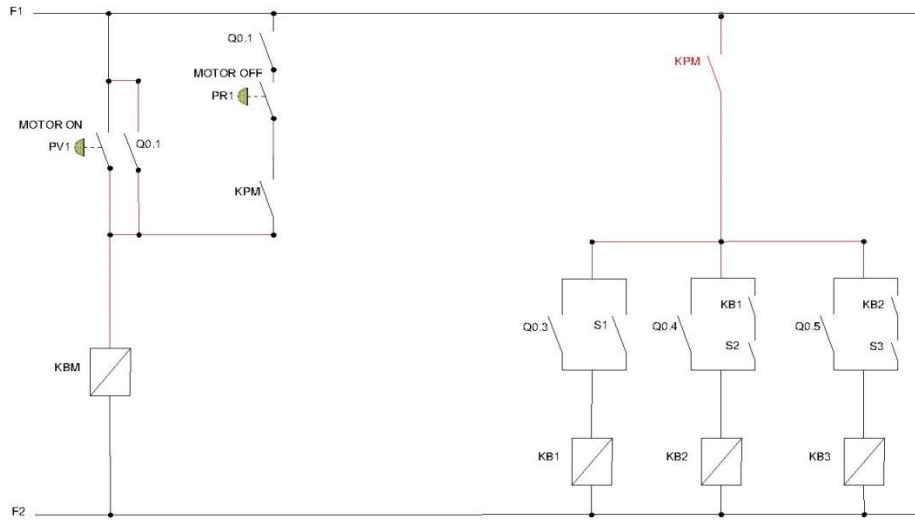
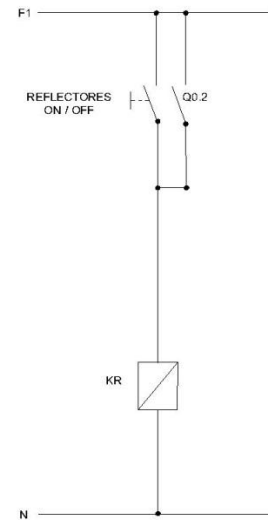


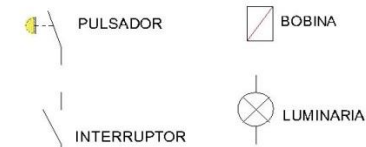
DIAGRAMA DE CONTROL DE REFLECTORES



SIMBOLOGÍA

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
PV1	Pulsador Marcha Motores
PR1	Pulsador Paro Motores
KBM	Contacto de bobina para Motores
KR	Contacto Bobina Reflectores
KB1	Contacto Bobina Banco 1
KB2	Contacto Bobina Banco 2
KB3	Contacto bobina Banco 3
S1	Encendido y Apagado del Banco 1
S2	Encendido y Apagado del Banco 2
S3	Encendido y Apagado del Banco 3
Q0.0	Pulso PLC Marcha Motor
Q0.1	Pulso PLC Paro Motor
Q0.2	Pulso PLC Encendido/Apagado Reflectores
Q0.3	Pulso PLC Encendido/Apagado Banco 1
Q0.4	Pulso PLC Encendido/Apagado Banco 2
Q0.5	Pulso PLC Encendido/Apagado Banco 3
Q0.6	Pulso PLC Encendido Breaker Motorizado
Q0.7	Pulso PLC Apagado Breaker Motorizado

SIMBOLOGÍA



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE		INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO		
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS				
CONTIENE		DIAGRAMA DE CONTROL PRINCIPAL		
CIMANELE	JAIRO REVELO	INDICADA	JULIO/2017	
APROBO	PROYECTO	ESCALA	FECHA	
Ing. JHONY BARZOLA				
Ing. CARLOS MARTINEZ		J.R.	3 DE 5	3
Ing. CLAUDIO OTERO				
REVISO	LEV. CAL.	DIBUJO	HOJA	ANEXO No.

DIAGRAMA DE CONTROL DEL PLC SIEMENS S7-1200

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
BR1	Bobina Relé 1
BR2	Bobina Relé 2
BR3	Bobina Relé 3
BR4	Bobina Relé 4
BR5	Bobina Relé 5
BR6	Bobina Relé 6
BR7	Bobina Relé 7
BR8	Bobina Relé 8
N	Neutro
PEB	Pulsador Encendido Breaker Motorizado
PAB	Pulsador Apagado Breaker Motorizado
KM	Contactores Motores
KR	Contactores Reflectores
KB1	Contactores Banco 1
KB2	Contactores Banco 2
KB3	Contactores Banco 3
NO.5.R1	Normalmente Abierto del Relé 1
NO.9.R1	Normalmente Abierto del Relé 1
NC.9.R2	Normalmente Cerrado del Relé 2
NO.1.R2	Normalmente Cerrado del Relé 2
NO.5.R3	Normalmente Abierto del Relé 3
NO.9.R3	Normalmente Abierto del Relé 3
NO.5.R4	Normalmente Abierto del Relé 4
NO.9.R4	Normalmente Abierto del Relé 4
NO.5.R5	Normalmente Abierto del Relé 5
NO.9.R5	Normalmente Abierto del Relé 5
NO.5.R6	Normalmente Abierto del Relé 6
NO.9.R6	Normalmente Abierto del Relé 6
NO.5.R7	Normalmente Abierto del Relé 7
NO.9.R7	Normalmente abierto del Relé 7
NO.5.R8	Normalmente Abierto del Relé 8
NO.9.R5	Normalmente Abierto del Relé 8

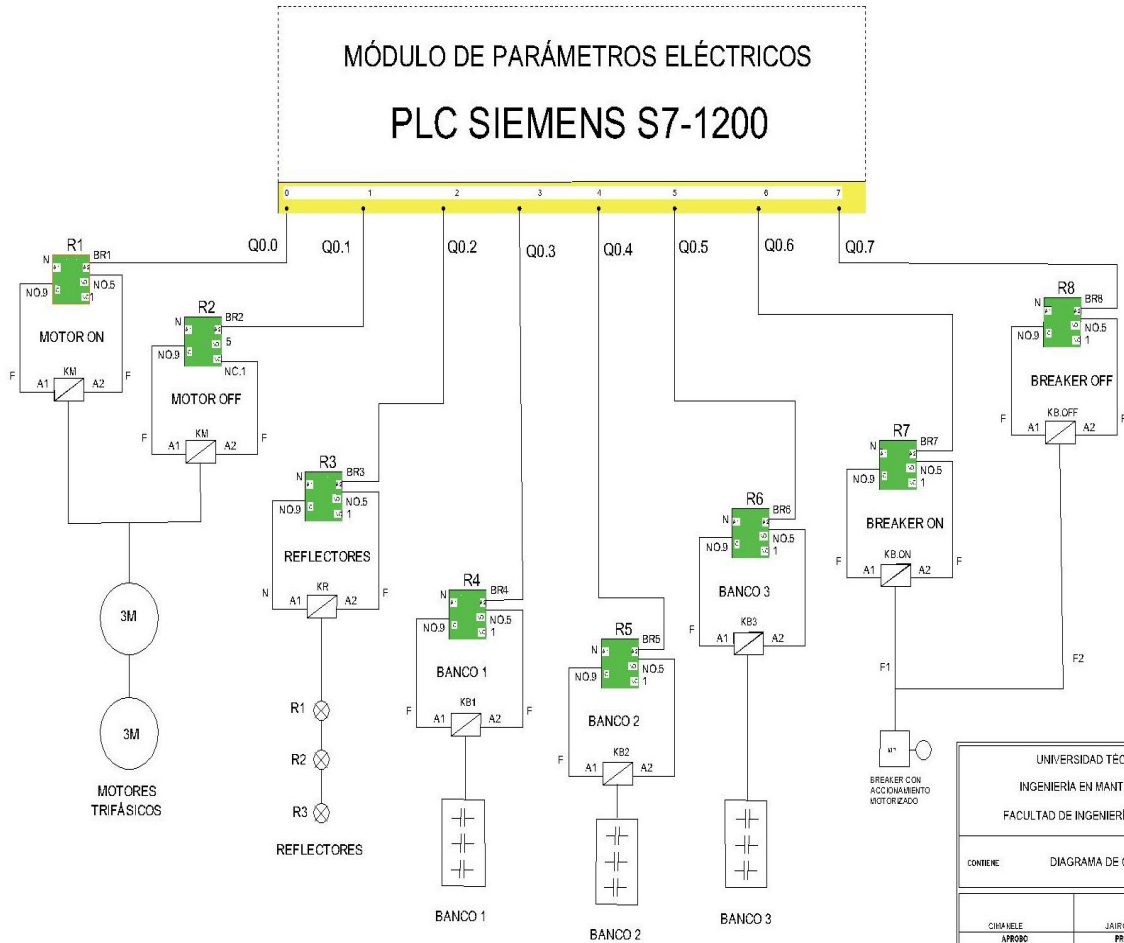
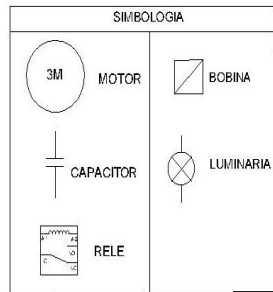


DIAGRAMA DEL BREAKER MOTORIZADO SIEMENS

DIAGRAMA DE CONTROL DEL BREAKER MOTORIZADO MULTIFILAR

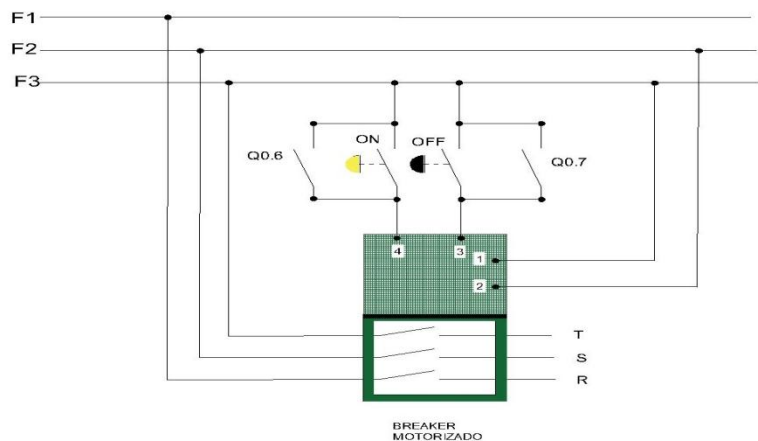
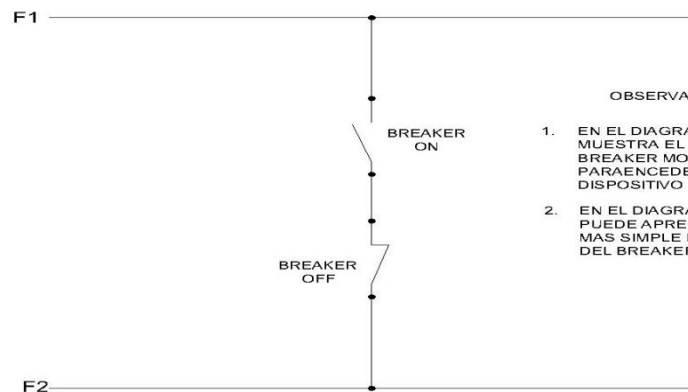


DIAGRAMA DE CONTROL DEL BREAKER MOTORIZADO UNIFILAR



OBSERVACIONES

1. EN EL DIAGRAMA MULTIFILAR SE MUESTRA EL ACCIONAMIENTO DEL BREAKER MOTORIZADO, PARA ENCENDER Y APAGAR EL DISPOSITIVO
2. EN EL DIAGRAMA UNIFILAR SE PUEDE APRECIAR DE UNA FORMA MAS SIMPLE EL FUNCIONAMIENTO DEL BREAKER MOTORIZADO

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
Q0.6	Encendido Breaker Motorizado
Q0.7	Apagar Breaker Motorizado
KB.ON	Conctactor Breaker Motorizado Encendido
KB.OFF	Contacto Breaker Motorizado Apagado


SIMBOLOGIA	
	PULSADOR
	INTERRUPTOR

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE			
INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO			
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS			
CONTIENE		DIAGRAMA DE CONTROL DEL BREAKER MOTORIZADO SIEMENS	
CIMANLE APROBO	JAIRO REVELO PROYECTO	INDICADA ESCALA	JULIO/2017 FECHA
Ing. JHONY BARZOLA Ing. CARLOS MARTINEZ Ing. CLAUDIO OTERO	J. R.	5 DE 5	5
REVISO	LEV. CAL.	DIBUJO	HOJA ANEXO No.

ANEXOS DEL DISEÑO DE LA RED

A continuación se presenta 7 Anexos, los cuales contienen información principal para el diseño de la red de distribución

Anexo 1. Cálculo del transformador de distribución

DEMANDA DE DISEÑO PARA USUARIOS RESIDENCIALES CON INCIDENCIA DE LAS COCINAS DE INDUCCIÓN	
Ingresar tipo de Red "M" para Monofásico y "T" para Trifásica	
M	
	
Ingresar Tipo de Usuario(A,B,C,D,E)	B
Ingresar Número de usuarios	35
Ingresar Número de lámparas	20
Ingresar Potencia de la lámpara(W)	120
Ingresar Factor de potencia	0.92
Ingresar Demanda de cargas especiales (kVA)	0
Potencia de transformador normalizada	
100 kVA	
Conductor desnudo estimado en BT para Fase (ASC)	Conductor preensamblado estimado en BT para Fase
No puede haber red aerea	No se recomienda preensamblado
Nota: El calibre de conductor puede incrementarse de acuerdo al cálculo de caída de voltaje en circuitos secundarios.	
Tabla de resultados	
Demanda máxima diversificada(DMD(kW))	83.83
Demanda de Alumbrado Público(kW)	2.40
Demanda de Pérdidas técnicas resistivas (kW)	3.02
Demanda de Diseño (kVA)	97.01
Corriente nominal (A)	416.67

Anexo 2. Cálculo de caída de voltaje de la red de distribución del primario

EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A EMELNORTE		COMPUTO DE CAIDAS DE TENSION				Anexo No 1				
		CIRCUITO PRIMARIO				HOJA 1 DE 1				
						FECHA: ENERO/2017				
NOMBRE DEL PROYECTO:		CIMANELE		VOLTAJE:		7,62kV				
TIPO DE INSTALACIÓN:		AÉREA		LIMITE DE CAIDA DE TENSION:		1%				
TIPO DE CONDUCTOR:		ACSR 3/0		FASES:		.1				
ESQUEMA:										
DATOS				CARGA	CONDUCTOR		COMPUTO			
TRAMO		CENTRO TRANSF.		TOTAL	No.	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)		
DESIG.	L(Km)	No.	KVA	KVA	FASES	AWG	kVA-km	PARCIAL	ACUMULADO	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	
L10P7649	0,03	1-2	50-50	100	1	3/0	847	3	0,0035	0,35%
0-P2	0,035	1	50	50	1	3/0	847	1,75	0,0021	0,56%
0-P18	0,105	.2	50	50	1	3/0	847	5,25	0,0062	0,97%

Anexo 3. Cálculo de caída de voltaje de la red de distribución del secundario hoja 1.

EMPRESA ELÉCTRICA EMELNORTE S.A.		COMPUTO DE CAIDA DE VOLTAJE				HOJA DE: 1 DE 2			
		CIRCUITOS SECUNDARIOS				FECHA: ENERO/2017			
NOMBRE DEL PROYECTO: CIMANELE		VOLTAGE :240/120 V		Nº DE FASES: 2		CT1 50 KVA			
TIPO DE INSTALACIÓN AÉREA		TIPO DE CONDUCTOR ASC Nov3/0		USUARIO TIPO: B		LIMITE DV: 3,50%			
				DMDp:					
ESQUEMA									
DATOS			CARGA	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO	TOTAL	FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA DE VOLTAJE (%)		
DESTINO	L (m)	CONCUM	KVA	Nº COND	AWG	KVA-m	KVA-m	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-1	35	11	35,98	2	3/0	655	1.259,30	1,92	1,92
1-2	30	2	13,09	2	3/0	655	392,70	0,60	2,52
1-3	10	4	20,15	2	3/0	655	201,50	0,31	2,83
3-4	35	2	13,09	2	3/0	655	458,15	0,70	3,5
0-5	35	9	31,63	2	3/0	655	1.107,05	1,69	1,7
5-6	30	2	13,09	2	3/0	655	392,70	0,60	2,3
6-7	30	2	13,09	2	3/0	655	392,70	0,60	2,9
5-8	35	2	13,09	2	3/0	655	458,15	0,70	2,4

Anexo 4. Cálculo de caída de voltaje de la red de distribución del secundario hoja 2.

EMPRESA ELÉCTRICA EMELNORTE S.A.		COMPUTO DE CAIDA DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS				HOJA DE: 2 DE 2 FECHA: ENERO/2017			
NOMBRE DEL PROYECTO:		CIMANELE		CT2		50 KVA			
VOLTAJE :240/120 V		N° DE FASES:		2		USUARIO TIPO: B			
TIPO DE INSTALACIÓN		AÉREA		LIMITE DV:		3,50%			
TIPO DE CONDUCTOR		ASC No 3/0		DMDpx:					
DATOS			CARGA	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO	TOTAL	FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA DE VOLTAJE (%)		
DESTINO	L (m)	CONSUM	KVA	N° COND	AWG	KVA-m	KVA-m	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-1	30	6	24,45	2	3/0	655	733,5	1,12	1,12
1-2	30	3	16,62	2	3/0	655	498,60	0,76	1,88
2-3	30	1	10,07	2	3/0	655	302,10	0,46	2,34
3-4	30	1	10,07	2	3/0	655	302,10	0,46	2,80
4-5	30	1	10,07	2	3/0	655	302,10	0,46	3,26
1-6	30	2	13,09	2	3/0	655	392,70	0,00	1,12
6-7	30	1	10,07	2	3/0	665	302,10	0,45	1,57
0-8	30	8	29,35	2	3/0	665	880,50	1,32	1,32
8-9	30	5	21,72	2	3/0	665	651,60	0,98	2,30
9-10	30	2	13,09	2	3/0	665	392,7	0,59	2,89

Anexo 5. Planilla de estructuras

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A.											
PLANILLA DE ESTRUCTURAS											
PROYECTO: CIMANELE											
No.	ESTRUCTURA TIPO		MONTAJE EQUIPO	TRANSFORMADOR	POSTE	TENSOR	PUESTA A TIERRA	CONDUCTOR		LUMINARIA	OBSERVACIONES
	MT	BT						TIPO	VANO ATRÁS (M)		
L10P76	EST-1CA	ESD-4ER	SPT-1S100_15SF		PO0-0HC12_500	TAT-OTD		CO0-0B3/0+CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	0		Arranca la red en Media Tensión
p1	EST-1CP	(ESD-4ED)(ESD-4ER)			PO0-0HC12_400	TAT-OFD		CO0-0B3/0+CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	30	APD-0LCL120PC	
p2	EST-1CA	ESD-4EP	SPT-1S100_3.5SF	TRM-1A50	PO0-0HC12_500	TAT-OTD	PT0-ODC2-2	CO0-0B3/0+CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	35	APD-0LCL120PC	Montaje de transformador monofásico de 50 KVA, con todas sus protecciones;se instala APD-OPCC
p3		(ESD-4EP)(ESD-4ER)			PO0-0HC10_500			CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	35	APD-0LCL120PC	
p4		ESD-4EP			PO0-0HC10_400			CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	30	APD-0LCL120PC	
p5		ESD-4ER			PO0-0HC10_500	TAD-OTS		CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	30	APD-0LCL120PC	
p6		ESD-4ER			PO0-0HC10_500	TAD-OTS		CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	35	APD-0LCL120PC	
p7	EST-1CA	ESD-4EP			PO0-0HC12_500	TAT-OTD		CO0-0B3/0+CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	10	APD-0LCL120PC	
p8	EST-1CP	ESD-4ER			PO0-0HC12_500	TAT-OFD		CO0-0B3/0+CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	35	APD-0LCL120PC	
p9	EST-1CA	(ESD-4ER)(ESD-4ER)			PO0-0HC12_500	TAT-OFD		CO0-0B3/0+CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	30	APD-0LCL120PC	
p10	EST-1CA	ESD-4EP	SPT-1S100_3.5SF	TRM-1A50	PO0-0HC12_500	TAT-OTD	PT0-ODC2-2	CO0-0B3/0+CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	30	APD-0LCL120PC	Montaje de transformador monofásico de 50KVA, con todas sus protecciones;se instala APD-OPCC
p11		ESD-4EP			PO0-0HC10_400			CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	30	APD-0LCL120PC	
p12		ESD-4EP			PO0-0HC10_400			CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	30	APD-0LCL120PC	
p13		ESD-4ER			PO0-0HC10_500	2(TAD-OTS)		CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	30	APD-0LCL120PC	
p14		ESD-4EP			PO0-0HC10_400			CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	30	APD-0LCL120PC	
p15		ESD-4ER			PO0-0HC10_500	TAD-OTS		CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	30	APD-0LCL120PC	
p16		ESD-4EP			PO0-0HC10_400			CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	30	APD-0LCL120PC	
p17		ESD-4ER			PO0-0HC10_500	TAD-OTS		CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	30	APD-0LCL120PC	
p18		ESD-4EP			PO0-0HC10_400			CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	30	APD-0LCL120PC	
p19		ESD-4ER			PO0-0HC10_500	TAD-OTS		CO0-0B2/0+CO0-0A3/0(2)+CO0-0A2	30	APD-0LCL120PC	

Anexo 6. Lista de especificaciones y materiales

PARTIDA A.- TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION			
ITEN	UNIDAD	CANTIDAD	DESCRIPCION
A-001	c/u	1.00	Transformador monofásico clase distribución sumergido en aceite, autoprotegido apropiado para la instalación a la interperie a 3000 msnm. Potencia nominal en regimen continuo 50 kVA , Voltaje nominal primario: 13200/7620 V, Voltaje nominal secundario: 240/120 Deriv aciones del lado primario +/-2x2.5 % de la relación de transformación . Referencia NTE INEN 2114 II segunda revisión
A-002	c/u	1.00	Transformador monofásico clase distribución sumergido en aceite, autoprotegido apropiado para la instalación a la interperie a 3000 msnm. Potencia nominal en regimen continuo 50 kVA , Voltaje nominal primario: 13200/7620 V, Voltaje nominal secundario: 240/120 Deriv aciones del lado primario +/-2x2.5 % de la relación de transformación . Referencia NTE INEN 2114 II segunda revisión
PARTIDA B.- EQUIPOS DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO			
ITEN	UNIDAD	CANTIDAD	DESCRIPCION
B-001	c/u	3.00	Seccionador fusible unipolar tipo abierto para 15 kV máxima corriente nominal 100-200A corriente admisible de falla y corte asimetrico 8 (kA) 8, Bil 110 kV
B-002	c/u	2.00	pararrayos clase distribucion polimerico, oxido metalico, 6kv, con desconector
B-003	c/u	3.00	fusibles monofasicos 15SF(1) y 3.5SF(2)(CT-1)(CT-2)
PARTIDA C.- EQUIPOS DE ALUMBRADO PUBLICO			
ITEN	UNIDAD	CANTIDAD	DESCRIPCION
C-001	c/u	20.00	Luminaria tipo led nivel de potencia con lámpar de 120w , cuerpo de la luminaria (Carcaza de aluminio inyectado o Polipropileno homopolimérico autoextingible, vidrio templado liso, alta resistencia al impacto IK 08 o policarbonato de alta resistencia IK10, grado de hermeticidad eléctrico > IP65, óptico >65 que el factor de potencia siempre 1.0
C-002	c/u	2.00	Relé para alumbrado público con fotocélula incorporada
PARTIDA D.- AISLADORES			
ITEN	UNIDAD	CANTIDAD	DESCRIPCION
D-001	c/u	79.00	Aislador rollo, de porcelana, clase ANSI 53-2
D-003	c/u	11.00	Aislador tipo espiga de porcelana Clase ANSI 55-5 -15 kV

PARTIDA F.- CONDUCTORES

ITEN	UNIDAD	CANTIDAD	DESCRIPCION
F-001	m.	12.00	Conductor de cobre aislado PVC, 600 V. tipo TTU, 1/0 AWG, 7 hilos
F-002	m	175.00	Conductor desnudo Cableado, de Aluminio acero ACSR 3/0, 7 hilos trenzado concéntrico
F-003	m	40.00	Conductor aislado de cobre solido TWN 14 AWG
F-004	m.	1,090.00	Conductor desnudo Cableado de Aluminio ASC No 3/0AWG, 7 hilos trenzado concéntrico norma de fabricación ASTM B230-231
F-005	m.	540.00	Conductor desnudo Cableado de Aluminio ASC No 2 AWG, 7 hilos trenzado concéntrico norma de fabricación ASTM B230-231
F-006	m.	12.00	Conductor solido aislado de cobre tipo TW N.10 AW
F-007	m.	575.00	Conductor desnudo Cableado de Aluminio ACSR No 2/0, 7 hilos trenzado concéntrico norma de fabricación ASTM B230-231

PARTIDA G.- ACCESORIOS PARA CONDUCTORES

ITEN	UNIDAD	CANTIDAD	DESCRIPCION
G-001	c-u	6.00	Conector de ranuras paralelas aleación de Cu, 2 pemos laterales de diferentes longitudes y separador
G-002	c-u	4.00	Conector de compresión, Aleación de Al tipo universal con rango No 6 al 3/0 AWG
G-003	c-u	4.00	Grapa de derivación para linea en caliente de aleación de Al del No 8 al 2/0
G-004	c-u	6.00	Conector F108 para rele 2/0

PARTIDA H.- MATERIAL PARA PUESTA A TIERRA

ITEN	UNIDAD	CANTIDAD	DESCRIPCION
H-001	c/u	4.00	Varilla para puesta a tierra tipo copperweld, nucleo acero al carbono SAE 1010/1020 Trefilado con revetimiento de cobre electrolitico, de diametro de 5/8" y longitud de 1,8m minimo 254 micras
H-002	c/u	4.00	Suelda ex térmica para tipo de conductor de cobre carga o cartucho 90

PARTIDA I.- POSTES			
ITEN	UNIDAD	CANTIDAD	DESCRIPCION
I-001	c/u	6.00	Poste circular de hormigón armado de 12m x 500 kg diametro punta 13 a 16cm diametro a la base 30 a 38 cm
I-002	c/u	6.00	Poste circular de hormigón armado de 10m x 500 kg diametro punta 13 a 16cm diametro a la base 30 a 38 cm
I-003	c/u	12.00	Poste circular de hormigón armado de 10m x 400 kg diametro punta 13 a 16cm diametro a la base 30 a 38 cm


PARTIDA J.- HERRAJES GALVANIZADOS Y CABLES DE ACERO			
--	--	--	--

ITEN	UNIDAD	CANTIDAD	DESCRIPCION
J-001	c/u	20.00	Bastidor (Rack) de 4 vias longitud de la base 120mm, logitud del pasador 140mm galvanizado en caliente espesor del galvanizado 80 micras
J-002	c/u	4.00	Abrazadera para transformador de acero galvanizado, pletina, simple (3pernos), 3 8x 6x 160 - 190mm (1 1/2 x 1/4 x 6 1/2- 7 1/2")
J-003	c/u	2.00	Perno espiga (pin) tope de poste simple de acero galvanizado, 19 mm (3/4") de diam x 450mm (18") de log. Con accesorios de sujeción
J-004	c/u	5.00	Perno espiga (pin) tope de poste doble de acero galvanizado, 19 mm (3/4") de diam x 450mm (18") de log. Con accesorios de sujeción
J-005	c/u	4.00	Brazo de acero galvanizado, tubular, para tensor farol, 51mm (2") de diám X 1500 mm (59") de long. Con accesorios de fijación
J-006		8.00	Retención preformada para conductor de Al # 2AWG
J-007	c/u	8.00	Retención preformada para conductor de Al # 3/0
J-008	c/u	8.00	Retención preformada para conductor de Al # 2/0
J-009	c/u	39.00	Varilla de armar preformada simple, para cable de Al
J-010	m	45.00	Alambre de Al, desnudo sólido, para atadura, 4 AWG
J-011	c/u	7.00	Varilla de andaje de acero galvanizado 16 mm (5/8") de diám. y 1800 mm de long con tuerca y arandela
J-016	c/u	7.00	Varilla de andaje de acero galvanizado 16 mm (5/8") de diám. y 1500 mm de long con tuerca y arandela
J-018	c/u	21.00	Conector de aleación de Al, compresión tipo "H"

PARTIDA H.- MISCELANIOS			
ITEN	UNIDAD	CANTIDAD	DESCRIPCION
H-001	m.	14.00	Bloque cónico de hormigón armado, base inferior 400 mm, de diám. Base superior 150 mm., 200 mm. De altura total , orificio 20 mm de diám.

Anexo 7. Cálculo lumínico, Datos principales de las luminarias (Programa DIALux)


Proyecto 1



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

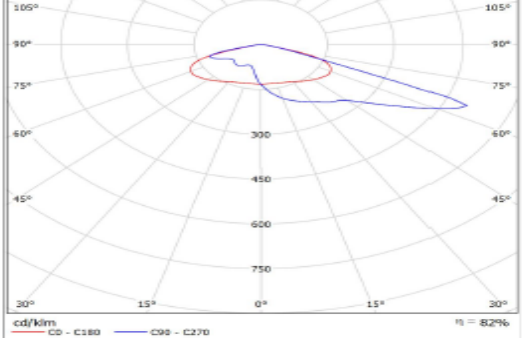
DIALux
01.02.2017

PHILIPS BGP323 T35 1xGRN156-3S/657 A / Hoja de datos de luminarias



Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 27 61 95 100 82

Emisión de luz 1:



Para esta luminaria no puede presentarse ninguna tabla UGR porque carece de atributos de simetría.

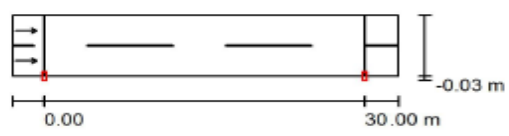
Calle 1 / Datos de planificación

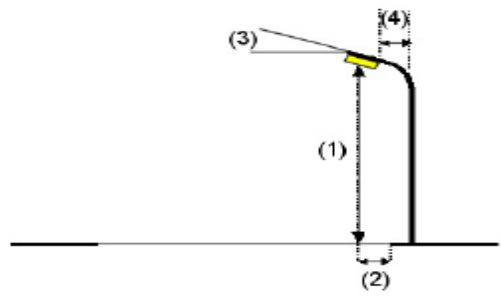
Perfil de la vía pública

Calzada 1 (Anchura: 7.000 m, Cantidad de carriles de tránsito: 2, Revestimiento de la calzada: R3, q0: 0.070)

Factor mantenimiento: 0.80

Disposiciones de las luminarias





Luminaria:	PHILIPS BGP323 T35 1xGRN156-3S/657 A	
Flujo luminoso (Luminaria):	12792 lm	Valores máximos de la intensidad lumínica
Flujo luminoso (Lámparas):	15600 lm	con 70°: 355 cd/klm
Potencia de las luminarias:	120.0 W	con 80°: 501 cd/klm
Organización:	unilateral abajo	con 90°: 105 cd/klm
Distancia entre mástiles:	30.000 m	Respectivamente en todas las direcciones que forman los ángulos especificados con las verticales inferiores (con luminarias instaladas aptas para el funcionamiento).
Altura de montaje (1):	8.126 m	La disposición cumple con la clase del índice de deslumbramiento D.4.
Altura del punto de luz:	8.000 m	
Saliente sobre la calzada (2):	0.000 m	
Inclinación del brazo (3):	15.0 °	
Longitud del brazo (4):	1.166 m	

Proyecto 1



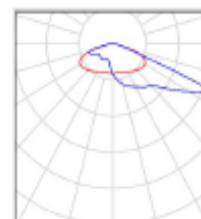
DIALux

01.02.2017

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Calle 1 / Lista de luminarias

PHILIPS BGP323 T35 1xGRN156-3S/657 A
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 12792 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 15600 lm
Potencia de las luminarias: 120.0 W
Clasificación luminarias según CIE: 100
Código CIE Flux: 27 61 95 100 82
Lámpara: 1 x GRN156-3S/657 (Factor de corrección 1.000).



Proyecto 1

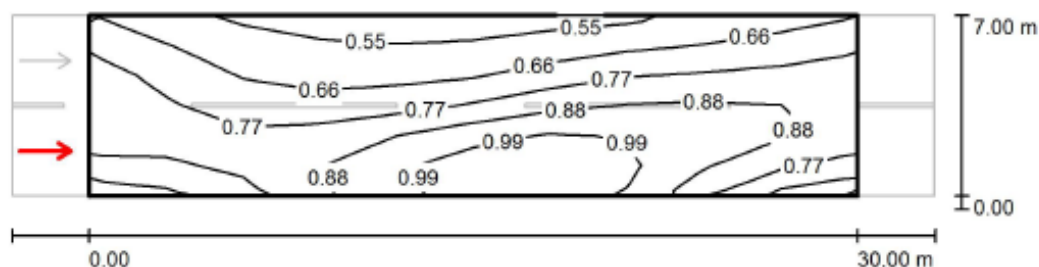


DIALux

01.02.2017

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Calle 1 / Recuadro de evaluación Calzada 1 / Observador 1 / Isolíneas (L)



Valores en Candela/m², Escala 1 : 258

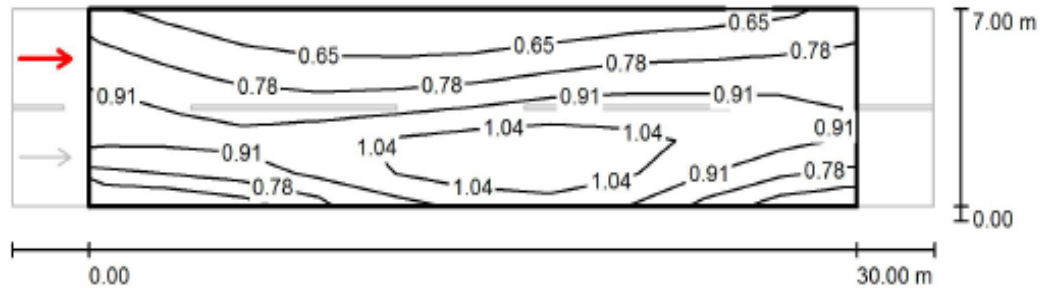
Trama: 10 x 6 Puntos

Posición del observador: (-60.000 m, 1.750 m, 1.500 m)

Revestimiento de la calzada: R3, q0: 0.070

	L_m [cd/m ²]	U0	UI	TI [%]
Valores reales según cálculo:	0.78	0.67	0.75	9
Valores de consigna según clase ME4a:	≥ 0.75	≥ 0.40	≥ 0.60	≤ 15
Cumplido/No cumplido:	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Calle 1 / Recuadro de evaluación Calzada 1 / Observador 2 / Isolíneas (L)



Valores en Candela/m², Escala 1 : 258

Trama: 10 x 6 Puntos

Posición del observador: (-60.000 m, 5.250 m, 1.500 m)

Revestimiento de la calzada: R3, q0: 0.070

	L_m [cd/m ²]	U0	UI	TI [%]
Valores reales según cálculo:	0.84	0.65	0.79	8
Valores de consigna según clase ME4a:	≥ 0.75	≥ 0.40	≥ 0.60	≤ 15
Cumplido/No cumplido:	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Anexos del proceso de la implementación de la red de distribución SMART GRID

A continuación se presenta una serie de Figuras los cuales muestran las acciones de trabajo que se realizó en la construcción y elaboración de cada uno de los procesos del proyecto realizado.



Figura 113: Área para implementación de red de distribución



Figura 114: Limpieza de espacio físico para implementación de la red



Figura 115: Corte de postes de hormigón



Figura 116: Ubicación de postes de hormigón



Figura 117: Instalación de postes de hormigón



Figura 118: Compactación del piso para la instalación de postes de hormigón



Figura 119: Vista de la instalación completa de postes de hormigón



Figura 120: Cerramiento del espacio físico de la red de distribución



Figura 121: Vista de finalización de cerramiento



Figura 122: Trabajo de pintado de espacio físico



Figura 123: Vista de espacio físico terminado y adecuado para instalación de la red



Figura 124: Instalación de Racks



Figura 125: Templado de líneas



Figura 126. Instalación de las líneas de alimentación