

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO



FACULTAD DE INGENIERÍA EN SISTEMAS ELECTRÓNICA E INDUSTRIAL

MAESTRÍA EN AUTOMATIZACIÓN Y SISTEMAS DE CONTROL

Tema: “RED TELECONTROLADA DE AUTOMATIZACIÓN DE
RECONECTADORES Y CÁMARAS DE TRANSFORMACIÓN
COMO PARTE DE UN SISTEMA DE SMART GRIDS”

Trabajo de Investigación, previo a la obtención del Grado Académico de Magister
en Automatización y Sistemas de Control.

Autor: Ing. Freddy Marcelo Ballesteros Jordán

Director: Ing. Luis Aníbal Corrales Paucar, PHD.

Ambato - Ecuador

2019

**A la Unidad Académica de Titulación de la Facultad de Ingeniería en Sistemas,
Electrónica e Industrial.**

El Tribunal receptor del Trabajo de Investigación presidido por la Ingeniera Elsa Pilar Urrutia Urrutia, Mg., e integrado por los señores Ingeniero Patricio Germán Encalada Ruiz, Mg., Ingeniero Franklin Wilfrido Salazar Noroña, Mg. y el Ingeniero Carlos Diego Gordón Gallegos, PhD. designados por el *Unidad Académica de Titulación de Posgrado* de la Universidad Técnica de Ambato, para receptor el Trabajo de Investigación con el tema: “Red Telecontrolada de Automatización de reconectadores y cámaras de transformación como parte de un sistema de Smart Grids”, elaborado y presentado por el señor Ingeniero Freddy Marcelo Ballesteros Jordán, para optar por el Grado Académico de Magister en Automatización y Sistemas de Control; una vez escuchada la defensa oral del Trabajo de Investigación el Tribunal aprueba y remite el trabajo para uso y custodia en las bibliotecas de la UTA.



Ing. Elsa Pilar Urrutia Urrutia, Mg.
Presidente de Tribunal



Ing. Patricio Germán Encalada Ruiz, Mg.
Miembro de Tribunal



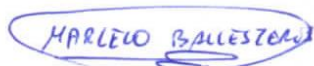
Ing. Franklin Wilfrido Salazar Noroña, Mg.
Miembro de Tribunal



Ing. Carlos Diego Gordón Gallegos, PhD.
Miembro de Tribunal

AUTORÍA DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

La responsabilidad de las opiniones, comentarios y críticas emitidas en el Trabajo de Investigación presentado con el tema: “Red Telecontrolada de automatización de reconectores y cámaras de transformación como parte de un sistema de SMART GRIDS”, le corresponde exclusivamente al señor Ingeniero Freddy Marcelo Ballesteros Jordán, Autor bajo la Dirección del Ingeniero Luis Aníbal Corrales Paucar, Ph.D., Director del Trabajo de Investigación; y el patrimonio intelectual a la Universidad Técnica de Ambato.



Ing. Freddy Marcelo Ballesteros Jordán

c.c. 1803223559

AUTOR



Ing. Luis Aníbal Corrales Paucar, Ph.D.

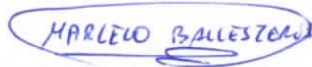
c.c. 1702784354

DIRECTOR

DERECHOS DE AUTOR

Autorizo a la Universidad Técnica de Ambato, para que el Trabajo de Investigación, sirva como un documento disponible para su lectura, consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los Derechos de mi trabajo, con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este, dentro de las regulaciones de la Universidad.



Ing. Freddy Marcelo Ballesteros Jordán

c.c. 1803223559

AGRADECIMIENTO

A Dios, él único dueño de mi vida, por darme la oportunidad y permitirme llegar a esta etapa muy importante en mi vida.

A mi familia por ser siempre mi apoyo, por estar presentes día a día en cada paso, en mi lucha constante por alcanzar mis sueños

A cada una de las personas que me motivaron para alcanzar este sueño. Gracias por ser parte de mi vida.

A la Universidad Técnica de Ambato, en especial a la Facultad de Ingeniería en Sistemas, Electrónica e Industrial, a todos los compañeros y amigos.

Al Ing. Luis Corrales, Phd, por compartir todos sus conocimientos para lograr culminar este trabajo.

DEDICATORIA

A Dios porque de él es todo el honor y la gloria. Te alabo y te bendigo Maestro bueno. Solo tú Señor eres digno de toda alabanza, toda la tierra te adora Rey de la Gloria.

A la madre de Dios por estar siempre junto a mí.

A mi familia. Mis padres Luis (+) y Fanny, mis hermanos Diego, Daniel, Cristina y Belén, a mi hija, a mis sobrinos y cuñados, los amo y vamos por más.

A mi novia Soraya por motivarme a ser cada día mejor.

Este trabajo se lo dedico a cada uno de los que forman parte de mi vida

ÍNDICE GENERAL DE CONTENIDOS

Contenido

PORTADA.....	i
UNIDAD ACADÉMICA DE TITULACIÓN	ii
AUTORÍA DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN.....	iii
DERECHOS DE AUTOR	iv
AGRADECIMIENTO	v
DEDICATORIA	vi
ÍNDICE GENERAL DE CONTENIDOS.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
RESUMEN EJECUTIVO	xvi
EXECUTIVE SUMMARY.....	xvii
INTRODUCCIÓN	1
1. CAPÍTULO I.....	3
1.1. Tema de investigación.....	3
1.2. Planteamiento del problema	3
1.2.1. Contextualización.....	3
1.2.2. Árbol del problema	4
1.2.3. Análisis crítico	5
1.2.4. Prognosis	6
1.2.5. Formulación del problema	6
1.2.6. Preguntas directrices	6
1.2.7. Delimitación del problema.....	7
1.3. Justificación.....	7
1.4. Objetivos	9

1.4.1.	Objetivo general	9
1.4.2.	Objetivos específicos	9
2.	CAPÍTULO II	10
2.1.	Antecedentes investigativos	10
2.2.	Fundamentación filosófica	12
2.3.	Fundamentación legal.....	12
2.4.	Categorías Fundamentales.....	13
2.4.1.	Constelación de Ideas de la Variable Independiente.....	13
2.4.2.	Constelación de Ideas de la Variable Dependiente	14
2.4.3.	Categorías de la Variable Independiente.....	15
2.4.4.	Categorías de la Variable Dependiente	26
2.5.	Hipótesis	37
2.6.	Señalamiento de variables de la hipótesis	38
3.	CAPITULO III	39
3.1.	Enfoque	39
3.2.	Modalidad de la investigación.....	39
3.3.	Nivel o tipo de investigación.....	40
3.4.	Población y muestra	40
3.5.	Operacionalización de variables.....	41
3.5.1.	Variable Independiente	41
3.5.2.	Variable Dependiente.....	42
3.6.	Técnicas e Instrumentos	43
3.7.	Recolección de información.....	43
3.8.	Procesamiento y análisis	45
4.	CAPITULO IV	46
4.1.	Análisis e interpretación de resultados de la encuesta	46

4.2.	Verificación de la Hipótesis	56
4.2.1.	Formulación de la Hipótesis.....	56
4.2.2.	Nivel de Significado.....	57
4.2.3.	Elección de la prueba estadística.....	57
4.2.4.	Valores observados	59
4.2.5.	Calculo de los valores esperados.....	59
4.2.6.	Zona de Aceptación o Rechazo.....	61
4.2.7.	Cálculo Matemático	63
4.2.8.	Decisión.....	64
5.	CAPITULO V	65
5.1.	Conclusiones	65
5.2.	Recomendaciones	66
6.	CAPITULO VI.....	67
6.1.	Descripción del Sistema Eléctrico EEQ	67
6.1.1.	Área de Servicio	67
6.1.2.	Distribución Eléctrica.....	67
6.1.3.	Organigrama.....	68
6.1.4.	Accionistas	70
6.1.5.	Tecnologías de la información y Comunicación.....	71
6.1.6.	Políticas de la Institución	72
6.2.	Antecedentes de la Propuesta	72
6.3.	Justificación de la propuesta.....	73
6.4.	Jerarquía de control	74
6.5.	Acceso	76
6.5.1.	Protocolos de comunicación	77
6.5.2.	Infraestructura de comunicación	80

6.6.	Levantamiento de información.....	93
6.7.	Sistema de Comunicaciones.....	97
6.8.	Resultados	101
6.9.	CELIDAS DE TRANSFORMACIÓN	107
6.9.1.	UNIDAD TERMINAL REMOTA	107
6.10.	RECONNECTADORES	114
6.10.1.	CONFIGURACIÓN DEL RECONNECTADOR.....	116
6.10.2.	PARÁMETROS DE COMUNICACIÓN	119
6.11.	Configuración del GATEWAY	123
6.12.	CONCENTRADOR DE DATOS	126
6.12.1.	Canal de comunicación	127
6.12.2.	Mapa de puntos	129
6.12.3.	Comunicación con el SCADA	135
6.13.	NIVELES DEL SCADA	143
6.14.	Conclusiones y Recomendaciones.....	154
6.14.1.	Conclusiones	154
6.14.2.	Recomendaciones	156
	Bibliografía	157
	ANEXOS	163

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1-1 Árbol del problema	4
Fig. 2-1: Variable independiente de las categorías fundamentales.....	14
Fig. 2-2: Variable dependiente de las categorías fundamentales.....	14
Fig. 2-3: Sistema Básico de Control	16
Fig. 2-4: Sistema básico de Control de una red de distribución	18
Fig. 2-5: Sistema básico de comunicación	21
Fig. 4-1: Pregunta 1	46
Fig. 4-2: Pregunta 2	47
Fig. 4-3: Pregunta 3	48
Fig. 4-4: Pregunta 4	49
Fig. 4-5: Pregunta 5	50
Fig. 4-6: Pregunta 6	52
Fig. 4-7: Pregunta 7	53
Fig. 4-8: Pregunta 8	54
Fig. 4-9: Pregunta 9	55
Fig. 4-10: Zona de aceptación y rechazo	63
Fig. 6-1: Zona de Cobertura EEQ.....	67
Fig. 6-2: Organigrama empresarial.....	69
Fig. 6-3: Distribución de paquete accionario.....	70
Fig. 6-4: Desconexiones alimentador A SE Tababela	72
Fig. 6-5: Desconexiones alimentador C SE Tababela	73
Fig. 6-6: Jerarquía de control distribuido	75
Fig. 6-7: Radio enlaces existentes en la EEQ	81
Fig. 6-8: Infraestructura de fibra óptica EEQ	82
Fig. 6-9: Niveles de red Subestación Tababela	83
Fig. 6-10: Diagrama de la arquitectura de la red de los reconectores.....	84
Fig. 6-11: Arquitectura simplificada reconectores.....	85
Fig. 6-12: Arquitectura detallada reconectores	85
Fig. 6-13: Diagrama de la arquitectura de la red de las cámaras de transformación	87

Fig. 6-14: Diagrama de comunicación de las cámaras de transformación con RTU incluida.....	88
Fig. 6-15: Arquitectura simplificada cámaras de transformación	89
Fig. 6-16: Arquitectura detallada cámaras de transformación.....	89
Fig. 6-17: Diagrama de comunicación de las cámaras de transformación sin RTU incluida.....	90
Fig. 6-18: Reconectador R0449 con su sistema de comunicación	91
Fig. 6-19: Diagrama lógico de comunicación inalámbrica.....	92
Fig. 6-20: Ubicación de cámaras de transformación- San Antonio de Pichincha	95
Fig. 6-21: Ubicación de reconectores - Mariscal	96
Fig. 6-22: Conexión punto a punto con salto intermedio	98
Fig. 6-23: Resultados obtenidos del enlace Acceso_REC_SE31_02.....	100
Fig. 6-24: Interfaz Web RTU.....	108
Fig. 6-25: Ingeniería vía WEB.....	109
Fig. 6-26: Configuración Parámetros RTU	110
Fig. 6-27: Configuración Comunicación RTU	111
Fig. 6-28: Configuración entradas analógicas	112
Fig. 6-29: Ajuste entradas analógicas	113
Fig. 6-30: Estado de las Variables	114
Fig. 6-31: Diagrama general del Reconectador marca NOJA	115
Fig. 6-32: Ciclo aperturas y reconexiones del reconectador.....	116
Fig. 6-33: Comunicación con el Reconectador.....	116
Fig. 6-34: Dispositivos gestionados.....	117
Fig. 6-35: Configuración actual del dispositivo	118
Fig. 6-36: Historial del dispositivo	119
Fig. 6-37: Configuración del Protocolo de comunicación del reconectador	120
Fig. 6-38: Señales digitales del reconectador	121
Fig. 6-39: Señales de comando del reconectador	121
Fig. 6-40: Señales analógicas del reconectador	122
Fig. 6-41: IP del Canal de comunicación del reconectador	123
Fig. 6-42: Interfaz SMP Manager	124
Fig. 6-43: DNP3 Master Interfaz	125

Fig. 6-44: Configuración Interfaz TCP/IP	125
Fig. 6-45: Entradas analógicas SMP config	126
Fig. 6-46: Esquema de funcionamiento	127
Fig. 6-47: Configuración del canal de comunicación.....	128
Fig. 6-48: Nuevo dispositivo	128
Fig. 6-49: Configuración del canal DNP maestro	129
Fig. 6-50: Configuración para SCADA	132
Fig. 6-51: Nomenclatura de las TAGs	133
Fig. 6-52: Mapa de puntos señales analógicas.....	134
Fig. 6-53: Mapa de puntos señales de comando	134
Fig. 6-54: Mapa de puntos señales digitales	135
Fig. 6-55: Configuración del cliente	137
Fig. 6-56: Administración de canales de comunicación.....	138
Fig. 6-57: Configuración del canal de comunicación.....	139
Fig. 6-58: Asignación de direcciones 104	139
Fig. 6-59: Asignación de señales digitales	140
Fig. 6-60: Asignación de señales de análogos	141
Fig. 6-61: Asignación de comando	142
Fig. 6-62: Niveles del SCADA.....	143
Fig. 6-63: Estructura base de datos SCADA	144
Fig. 6-64: Vista de árbol ADE.....	145
Fig. 6-65: Tabla de configuración señales digitales	146
Fig. 6-66: Subestaciones de la EEQ	148
Fig. 6-67: Diagrama unifilar S/E Barrio Nuevo	149
Fig. 6-68: Reconectores S/E La Marín	150
Fig. 6-69: Configuración remota del reconector R0420.....	151
Fig. 6-70: Histórico de las alarmas	152

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3-1: Variable Independiente – Optimización de un Gateway	41
Tabla 3-2: Variable Dependiente - Implementación de SMART GRID	42
Tabla 3-3: Recolección de Información.....	44
Tabla 4-1: Pregunta 1	46
Tabla 4-2: Pregunta 2	47
Tabla 4-3: Pregunta 3	48
Tabla 4-4: Pregunta 4.....	49
Tabla 4-5: Pregunta 5	50
Tabla 4-6: Pregunta 6.....	51
Tabla 4-7: Pregunta 7	53
Tabla 4-8: Pregunta 8.....	54
Tabla 4-9: Pregunta 9.....	55
Tabla 4-10: Pregunta 2 Frecuencias de Preguntas 6 y 7	58
Tabla 4-11: Tabla de valores observados.....	59
Tabla 4-12: Tabla de valores esperados.....	59
Tabla 4-13: Valores esperados.....	61
Tabla 4-14: Tabla de valores observados.....	63
Tabla 4-15: Tabla de valores esperados.....	64
Tabla 6-1: Distribución de acciones	70
Tabla 6-2: Indicadores Calidad de Servicio.....	74
Tabla 6-3: Diferencias del protocolo DNP respecto a otros protocolos convencionales	79
Tabla 6-4: Subestaciones con radio enlaces.....	93
Tabla 6-5: Cámaras de Transformación.....	94
Tabla 6-6: Marca de reconectores	96
Tabla 6-7: Características de los equipos de radio.....	99
Tabla 6-8: Subestación Córdova Galarza	101
Tabla 6-9: Subestación Mariscal	102
Tabla 6-10: Subestación Interoceánica	103
Tabla 6-11: Subestación Bocatoma.....	105
Tabla 6-12: Señales analógicas del reconector	129

Tabla 6-13: Señales de mando del reconectador.....	130
Tabla 6-14: Señales digitales del reconectador.....	130
Tabla 6-15: Formato trama IEC 104.....	136
Tabla 6-16: Excel señales digitales.....	147
Tabla 6-17: Costos Referenciales	152

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO

FACULTAD DE INGENIERIA EN SISTEMAS, ELECTRÓNICA E INDUSTRIAL

MAESTRÍA EN AUTOMATIZACIÓN Y SISTEMAS DE CONTROL

TEMA:

RED TELECONTROLADA DE AUTOMATIZACIÓN DE RECONECTADORES Y CÁMARAS DE TRANSFORMACIÓN COMO PARTE DE UN SISTEMA DE SMART GRIDS

AUTOR: ING. FREDDY MARCELO BALLESTEROS JORDÁN

DIRECTOR: ING. LUIS CORRALES, PhD

FECHA: Noviembre, 2018

RESUMEN EJECUTIVO

La propuesta de una red de automatización de reconectadores y cámaras de transformación para la implementación de SMART GRIDS se presenta en este trabajo de investigación. Las empresas que prestan el servicio eléctrico, como la Empresa Eléctrica Quito, se encuentran bajo supervisión y control de entes públicos como el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) y de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), cuyos principales requerimientos es exigir la calidad de servicio a los usuarios que se ve influenciado por los tiempos de respuesta ante fallos en la red. SMART GRIDS o redes inteligentes permiten la integración de equipos de distintas marcas bajo protocolos específicos para la gestión de la distribución eléctrica que busca solventar el paradigma de máxima eficiencia energética. La infraestructura de la EEQ consta de un sistema de comunicación tipo anillo mediante fibra óptica para llevar la información hasta el SCADA, se plantea instalar equipos inteligentes ubicados estratégicamente en cada zona de distribución que poseen protocolo de comunicación DNP3 que serán gestionados por equipos de alta disponibilidad para encapsular la información y enviarla hacia el SCADA por una interfaz de comunicación mediante el protocolo IEC 104.

Descriptores: SMART GRIDS, DNP3, IEC 104, SCADA, telecontrol, TIC's, RTU, Gateway, Concentrador de Datos, IED.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO
FACULTAD DE INGENIERÍA EN SISTEMAS ELECTRÓNICA E
INDUSTRIAL
MAESTRÍA EN AUTOMATIZACIÓN Y SISTEMAS DE CONTROL

THEME:

TELECONTROLLED NETWORK OF AUTOMATION OF RECLOSERS AND
TRANSFORMATION CHAMBERS AS PART OF A SMART GRIDS SYSTEM

AUTHOR: ING. FREDDY MARCELO BALLESTEROS JORDÁN

DIRECTED BY: ING. LUIS CORRALES, PhD

DATE: November, 2018

EXECUTIVE SUMMARY

The proposal for an automation of reclosers and transformation chambers for the implementation of SMART GRIDS is presented in this research paper. Companies that provide services such as electricity companies are under the supervision and control of public entities such as the Ministry of Electricity and Renewable Energy (MEER) and the Electricity Regulation and Control Agency (ARCONEL), whose main requirements are to demand quality of service to users that is influenced by response times to failures in the network. SMART GRIDS or smart grids allow the integration of equipment of different brands under specific protocols for the management of electrical distribution that seeks to solve the paradigm of maximum energy efficiency. The infrastructure of the EEQ have a ring-type communication system using optical fiber to carry the information to the SCADA, is to install intelligent equipment strategically located in each distribution area that has a DNP3 that which will be managed by high availability equipment to encapsulate the information and send it to SCADA through a communication interface through the IEC 104 protocol.

Keywords: SMART GRIDS, DNP3, IEC 104, SCADA, telecontrol, TIC's, RTU, Gateway, Concentrador de Datos, IED.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo poblacional y urbanístico sigue en constante crecimiento generando mayor cobertura del servicio eléctrico que conlleva a la integración de mayor equipamiento en la red de distribución del servicio y una mejora en la calidad del servicio ante fallas originadas por factores como climatológicos, accidentes de tránsito o por el mismo desgaste de los equipos integrados en las líneas de transmisión. El presente proyecto plantea la automatización de reconectores y cámaras de transformación para ser telecontrolados mediante el centro de control con un enfoque hacia las conocidas SMART GRIDS con el objetivo de tener una gestión eficiente de la electricidad y generar un incremento en el ahorro energético.

El Capítulo I justifica el trabajo de investigación, partiendo del planteamiento de los problemas relacionados a la automatización de equipos de protección pertenecientes a la red de distribución telecontrolados desde el SCADA generando preguntas que se buscan contestar a partir de esta investigación, llegando a establecer objetivos que permitan llegar a una solución del problema.

El Capítulo II analiza investigaciones relacionadas de diferentes fuentes bibliográficas y publicaciones realizadas dentro del ámbito nacional e internacional que puedan solventar al problema planteado dando un aporte relevante al campo de la investigación, con el fin de buscar metodologías aplicables.

Mientras tanto, en el Capítulo III se enfoca en la metodología establecida para este trabajo, tomando como base los sistemas telecontrolados poniendo énfasis en los diseños de arquitectura, filosofía de operación, nodos lógicos y todo el flujo de trabajo necesario para dotar de inteligencia al elemento encargado de realizar la reconexión de las líneas de distribución.

El Capítulo IV se analizan los datos obtenidos a partir de una encuesta realizada al personal operativo de la Gerencia de Distribución de las empresas eléctricas seleccionadas que dotan del servicio eléctrico a gran parte del territorio ecuatoriano, obteniendo una interpretación que se ve reflejada en una prueba estadística que afirma la hipótesis planteada.

Se establece en el Capítulo V conclusiones referentes a los resultados obtenidos respecto a toda la información recolectada y recomendaciones que representan el punto de inicio para el desarrollo de la solución propuesta.

Como resultado de los capítulos anteriores en el Capítulo VI se describe el sistema propuesto. El capítulo presenta el levantamiento de información de los equipos que conforman la red de automatización actual conjuntamente con su arquitectura establecida, se establecen los elementos necesarios con su sistema de comunicación para la integración de nuevos equipos de campo a la red que son gestionados mediante dispositivos de alta disponibilidad mediante protocolos para la posterior publicación de los valores en el SCADA que genera una señal de mando para la reconexión de las líneas mediante los equipos de campo, finalizando con conclusiones del sistema propuesto.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1. Tema de investigación

RED TELECONTROLADA DE AUTOMATIZACIÓN DE RECONECTADORES Y CÁMARAS DE TRANSFORMACIÓN COMO PARTE DE UN SISTEMA DE SMART GRIDS.

1.2. Planteamiento del problema

1.2.1. Contextualización

Cuando hablamos de las SMART GRID y su implementación, nos encontramos con un amplio desconocimiento del equipamiento moderno, de los protocolos y estándares de comunicación utilizados tanto por los equipos de campo como por los equipos utilizados en las salas de control, por ende existe desconocimiento de la configuración de estos elementos; se desconoce la configuración o programación de instrumentos o equipos instalados en campo y que tienen embebidos los estándares utilizados, en los sistemas eléctricos, como son el IEC 61850 y DNP3.

La incorporación de reconectadores automáticos y celdas de seccionamiento que puedan operar sin necesidad del factor humano, que estos se encuentren comunicando entre sí para detección de fallas, es un problema en las actuales redes de distribución.

Con el incremento de tecnologías modernas, a nivel de países de América Latina, se ha venido investigando la forma de mejorar los procedimientos de atención al usuario, y sus tiempos de respuesta en la atención de reclamos ante fallas en la red de energía eléctrica. Las empresas distribuidoras de servicios básicos, han creado sistemas inteligentes para la detección de fallas para así poder lograr muy buenos tiempos de respuesta en la solución de problemas, incluso, con los sistemas de modernos, automatizados, se detecta fallas antes que el cliente reporte el daño o avería.

En el Ecuador la (Agencia de Regulación y Control de Electricidad., 2001), ARCONEL, en el año 2001, mediante resolución N° 0116/01 aprobó la Regulación relacionada a los indicadores de Calidad del Servicio Técnico y Comercial, en el cual responsabiliza a las

Empresas Distribuidoras a prestar el servicio eléctrico a los habitantes ubicados en su zona de concesión, con los niveles de calidad establecidos, es así que señala la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, los Reglamentos aplicables, el Contrato de Concesión y las Regulaciones correspondientes. Con este antecedente se les ha otorgado plazos para implementar sistemas que les permitan alcanzar estos requerimientos legales.

Un centro de control facilitará la supervisión y control de la energía suministrada, es por eso que las empresas distribuidoras de energía eléctrica los han venido implementando a nivel nacional. Para ello se requiere automatizar las redes eléctricas y sus sistemas para integrarlos a Sistemas SCADA, para su monitoreo y supervisión.

1.2.2. Árbol del problema



Fig. 1-1 Árbol del problema

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

En la Fig. 1-1 se analiza el tema propuesto para el desarrollo de este trabajo con un enfoque efectos y causas, para mayor captación de ideas y conocimientos para su respectivo desarrollo.

1.2.3. Análisis crítico

La investigación se orientará a cuatro áreas: Fallas en la red de Distribución/Localización de Fallas, definición de parámetros apropiados, operación remota, integrar equipos de distintas marcas.

Las Empresas Eléctricas Distribuidoras son empresas que tienen su giro de negocio en el sector residencial, comercial e industrial del Ecuador; y actualmente se encuentran bajo la supervisión y control de entes públicos como son el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) y de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), quienes se encargan de emitir las Regulaciones para este sector estratégico.

En la actualidad se debe recurrir a centros de control, los mismos que se encargan del despacho y monitoreo de energía y por ende se logra realizar la operación y supervisión del Sistema Eléctrico. Al existir problemas en las redes eléctricas se ha logrado atender reclamos más ágilmente a través de los Centros de Control. Los Centros de Control deben tener un Sistema de Control Supervisor, y que adquiera datos (SCADA), con el que se realiza la gestión de información mediante IED's, reconectores, Cámaras de Transformación, equipos de medida, etc., los mismos que operan bajo distintos estándares y protocolos.

Al operar dentro de límites físicos es necesario ampliar las condiciones de seguridad operativa de tal forma que no exista cualquier posible inadecuada operación de equipos, por ejemplo, bajo consignación local; con esto se requiere que cada sistema posea su propio sistema de seguridad.

Actualmente los sistemas de operación se encuentran al borde de los tiempos de respuesta permitidos y que pudieran ser satisfactorios para una operación dentro de las subestaciones y redes de distribución.

Los cambios normales de carga, el incremento de la demanda del servicio de energía eléctrica, el ingreso de nuevas cargas, demandan la supervisión de la carga instalada en los alimentadores instalados en las distintas redes, ya que se requiere poder realizar transferencias de carga cuando se acerquen al límite máximo de carga instalada y con esto evitar fallas en los equipos.

Al integrar equipos de diferentes marcas se requiere de un robusto sistema de comunicaciones y de estándares que comuniquen a los equipos instalados, por ejemplo

reconectores o cámaras de seccionamiento, a las unidades remotas de control y estas a su vez con los Sistemas SCADA.

1.2.4. Prognosis

Estaríamos hablando de redes convencionales, cuando en una SMART GRID no se dispone de equipamiento que pueda realizar automáticamente las operaciones.

Al requerir que las redes eléctricas de distribución convencionales migren hacia las SMART GRIDS, es necesario que cuenten con equipos modernos de automatización, en particular aquellos que posibiliten integrar equipos de distintas marcas a los sistemas SCADA institucionales y, por lo mismo, que se manejen bajo distintos estándares de comunicación.

Si no se integran equipos de distintas marcas operados bajo distintos estándares de comunicación, en el futuro se deberá enfrentar la necesidad de cambiar los equipos actuales e implementar una red con un solo estándar y/o marca, lo que implicaría gastos excesivos al cambiar los equipos actuales que se encuentran en la red de distribución y subestaciones, los mismos que, enfatizando, son de distintas marcas.

Los sistemas eléctricos con operaciones manuales ineficientes en las redes eléctricas del país, han venido afectando los tiempos de respuesta, cuando en el sistema eléctrico ha habido presencia de fallas, los mismos que han provocado que determinados sectores se vean afectados por el suministro del servicio eléctrico durante tiempos innecesariamente largos.

1.2.5. Formulación del problema

No contar con una Red de Automatización de Reconectores y Cámaras de Transformación como parte de una Red Telecontrolada para la Implementación de SMART GRID.

1.2.6. Preguntas directrices

- ¿Cómo sería la optimización de la distribución de energía eléctrica en un entorno mediante gestión inteligente de reconectores y cámaras de transformación?

- ¿Qué tecnologías de telecomunicación y parámetros técnicos se pueden implementar para enlazar los equipos a la red SCADA de la EEQ?
- ¿Qué técnicas de telecontrol se pueden utilizar para la comunicación de los reconectores y cámaras de seccionamiento, para facilitar la operación de estos desde el Centro de Control (SCADA)?
- ¿Qué protocolos de comunicación se puede implementar para integrar equipos de distintas marcas?

1.2.7. Delimitación del problema

- **Límite del contenido**

Área Académica: Automatización y Sistemas de Control

Línea de investigación: Telecontrol.

- **Límite espacial**

Área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito

- **Límite Temporal**

Este proyecto se realizará en un lapso de 6 meses a partir de la aprobación del Honorable Consejo Académico de la Facultad de ingeniería en Sistema, Electrónica e Industrial, de la Universidad Técnica de Ambato.

1.3. Justificación

Las autoridades del sector eléctrico se han visto obligadas por las actuales exigencias tanto del sector industrial como del residencial, a crear normativas que obligan a las empresas distribuidoras de energía eléctrica a garantizar la eficiencia y calidad en el suministro del servicio prestado. Con este objetivo actualmente se cuenta con sistemas SCADA que facilitan el monitoreo de la red eléctrica en tiempo real. La tecnología y sus avances, por otro lado, han permitido dotar a los sistemas la capacidad de auto-administrarse y tomar decisiones automáticamente. Con este objetivo global, se ha

pensado en diseñar una red de automatización que estará conformada por los reconectores y cámaras de transformación existentes en las redes de distribución de la Empresa Eléctrica Quito y así de esta manera mejorar la operación del sistema eléctrico.

(Echeverría & Cepeda., 2014) mencionan que “Los Sistemas eléctricos de potencia, en los últimos años, se han operado cada vez más al borde de sus límites físicos. Con estas condiciones, varias perturbaciones inesperadas pueden ir creando eventos en cascada lo que posteriormente conducirá al sistema a colapsos totales o parciales”. En el país, de acuerdo a las exigencias de los entes de control, es necesario e importante reducir los tiempos de suspensión del servicio de energía eléctrica. Se reducirá sustancialmente los cortes de energía imprevistos al contar con una red de automatización ya que los equipos que están en la red de distribución podrán ser habilitados de manera más rápida y eficiente.

El sector eléctrico cuenta con regulaciones de sus índices de calidad, cada vez más exigentes, por lo que es necesario la aplicación de la tecnología existente y elaborar sistemas automatizados robustos, con el propósito de cumplir con las exigencias impuestas por los organismos de control del sector eléctrico.

Se logrará beneficiar a todos los usuarios de la energía eléctrica, tanto residenciales como industriales, con una red de automatización en las redes de distribución de energía eléctrica. Existirá confiabilidad en las redes de distribución de energía eléctrica y con estos beneficios los usuarios podrán implementar sus sistemas eléctricos para todos sus usos.

La investigación para diseñar una red de automatización de reconectores y cámaras de transformación resulta viable gracias a los estándares existentes y que actualmente varios equipos eléctricos los tienen embebidos.

Las tecnologías de la información se han venido asociando comúnmente con los sistemas financieros, educativos, de información administrativos, y además, técnicamente, pueden operar en aplicaciones como las maniobras de una red eléctrica para optimizar recursos humanos y tiempos, y así ir mejorando los resultados. Las nuevas necesidades industriales, han exigido la incorporación de puertos de telecomunicación en los equipos eléctricos que se encuentran tanto en subestaciones como en la red de distribución por lo que técnicamente se tiene la factibilidad de implementar redes inteligentes.

Las Empresas Eléctricas del país al encontrarse en un proceso de modernización y demanda, requieren y exigen que se diseñe e implemente proyectos para la automatización de los sistemas eléctricos del país, buscando mejorar el servicio a los usuarios finales, su recuperación eficiente en caso de averías, una administración más dinámica, con el propósito de sacar provecho de oportunidades derivadas de tendencias actuales y tecnológicas de avanzada en automatización de subestaciones, SCADA, telecomunicaciones y automatización de redes de distribución y de sus Centros de operaciones.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

- Diseñar una red de telecontrol que facilite la supervisión y control de los reconectores y cámaras de transformación que pertenecen y pertenecerán a la infraestructura eléctrica de la EEQ, de tal forma que integren posteriormente el sistema de SMART GRID.

1.4.2. Objetivos específicos

- Definir los protocolos de comunicación que se deberán implementar para integrar equipos de distintas marcas.
- Definir las tecnologías de telecomunicación y su configuración para que se puedan conectar los reconectores y las cámaras de transformación a la red SCADA de la EEQ, considerando que eventualmente serán de un Sistema de Smart Grids.
- Definir la arquitectura de telecontrol que se puede utilizar para la supervisión y control de los reconectores y cámaras de transformación, para facilitar la operación de estos desde el Centro de Control (SCADA).
- Optimizar la distribución de energía eléctrica de la empresa Eléctrica Quito mediante la gestión inteligente de reconectores y sus cámaras de transformación.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes investigativos

Este trabajo se basa en la investigación de diferentes fuentes bibliográficas, entre esas la web ya que se ha tenido el acceso a diferentes publicaciones y papers, que ayudan de gran manera a la investigación. Las referencias siguientes han ayudado a desarrollar la presente investigación y se las detalla a continuación:

(Peralta & Amaya, 2013) señalan que: “Los mayores consumidores de energía eléctrica en el mundo como son Estados Unidos y la Unión Europea, han desarrollado un plan para construir una red inteligente de distribución de energía eléctrica (SMART GRIDS) que permita gestionar el recurso energético de una forma flexible, limpia, segura, confiable y económica”. Esta investigación permite tener una idea clara y precisa de la evolución del sistema de distribución de energía eléctrica hacia las SMART GRIDS, en esta se indica que se acoplan diferentes sistemas eléctricos como Tecnologías de la Información y la Comunicación, además detalla detallan algunas de las características que una SMART GRID brindaría a los sistemas eléctricos como:

- Escalabilidad
- Confiabilidad
- Seguridad Energética
- Sustentabilidad
- Competitividad.

Existen diferentes aplicaciones de este sistema que presenta la investigación como son: Generación distribuida, Infraestructura de Medición Avanzada, Vehículos Eléctricos.

En base a la información de las SMART GRIDS, los autores declaran y persiguen una nueva ideología de mayor aprovechamiento de las fuentes de energía alternativa, una mejor respuesta a los fallos o cambios en los perfiles de consumo y una mejor adaptación a la masificación de los vehículos eléctricos.

(Ciancamerla, Fresilli, Minichino, & Patriarca , 2014) señalan que: “Los Sistemas SCADA incluyen desde funciones simples tales como las de “ON/OFF”, capacidades de

sensores, capacidades de comunicaciones e interfaces Hombre-Máquina (HMI), que los conectan a los sistemas para la operación de personas”.

Este estudio presenta varias alternativas y funcionalidades de un sistema SCADA así como un modelo para controlar la calidad de la electricidad para los clientes de una red de medio voltaje. El modelo en este tipo de red de automatización propone que esté compuesta de un Sistema SCADA, una red eléctrica de medio voltaje y una parte de los clientes corporativos de este segmento de la red eléctrica. Para el Sistema SCADA se proponen los siguientes elementos: un Gateway, una unidad de interface de campo (FIU MOSCAD), RTUs, luego de los modelos que proponen los autores se llega a obtener los resultados esperados como es definir las funcionalidades de un Sistema Complejo SCADA, las mismas que son muy útiles para mantener operativo a una red eléctrica.

En base a los desafíos que tiene los países de América Latina y del Caribe en el sector eléctrico los autores presentan diferentes conocimientos del desarrollo de las tecnologías de redes eléctricas inteligentes (Yuri Lee, Paredes, & Lee, 2012) donde determinan que “En cuanto a la implementación de redes inteligentes, existen muchas opciones con diferentes niveles de sofisticación. Sin embargo, entre las distintas formas de implementación, son estándar las tecnologías avanzadas de comunicación que permiten un mejor uso de los activos de los sistemas de energía existentes y el acceso de los consumidores a una amplia gama de servicios. Una red inteligente implica la combinación de infraestructura eléctrica e infraestructura de telecomunicaciones”.

(Cordova & Faruque, 2014) señalan que existen varios factores indirectos de falla que afectan las líneas de Distribución como el clima adverso, accidentes de carros, contacto con animales y el mal funcionamiento de los equipos, que provocan interrupciones de energía momentáneas o de largo período, dependiendo de la magnitud de la corriente de falla y de la naturaleza de la misma. Para restaurar o minimizar los efectos dañinos de estas fallas los autores sugieren que las empresas públicas deben ubicar la falla lo más pronto posible y poder minimizar el tiempo de interrupción y proveer de un servicio de alta calidad”, esto se consigue mediante diferentes sistemas y técnicas de correcciones tanto preventivas como correctivas, pues los autores mencionan que los operadores tienen que realizar revisiones manuales, las mismas que pueden tomar varias horas.

Los sistemas de correcciones para la detección de fallas que propone el estudio son:

- Sistemas con reconectores

- Medición avanzada
- IEDs
- Interruptores de transferencia.

En base a los resultados del estudio los autores llegan a probar que la propuesta aquí presentada para utilizar dispositivos inteligentes, ha dado un porcentaje bajo de errores en la localización de fallas, todo esto mediante una secuencia de varias pruebas en laboratorio.

(Berlin, 2016) señala que: las exigencias del sector industrial y productivo de la comunidad requiere la implementación de sistemas inteligentes de medición donde se inicie con un control básico y seguido de un control exigente de forma constante, esto para incrementar la calidad de energía. Además, un punto clave de este control es debido al incremento de los requerimientos generales para la calidad de energía y al incremento del volumen de generación distribuida en las redes eléctricas.

Las técnicas desarrolladas en los sistemas de comunicaciones y los sistemas de tecnologías de la información, hacen posible implementar soluciones inteligentes para controlar la calidad de energía en las redes de distribución”.

Los sistemas inteligentes de medición que presenta la investigación proponen que mediante múltiples mediciones en diferentes puntos estratégicos y variados se integre el dispositivo en los reconectores y así facilitar la detección de fallas. Además, se menciona que, para obtener resultados exitosos, es necesario implementar modernos sistemas de tecnologías de comunicaciones.

2.2. Fundamentación filosófica

En esta investigación se tiene un enfoque al estudio de nuevas tendencias tecnológicas en las distintas áreas de la ingeniería, con el fin de proponer un sistema que aprovechando los avances tecnológicos permita brindar sistemas robustos que, en el presente caso, garanticen la calidad de servicio al usuario final, en concordancia con las exigencias de los entes de control del sector eléctrico.

2.3. Fundamentación legal

(Agencia de Regulación y Control de Electricidad., 2001) Considera: “Que, es necesario asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos a que se refieren

las disposiciones legales establecidas en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus reformas, el Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad y el Reglamento de Tarifas, indican que es necesario asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos a que se refieren las disposiciones legales establecidas.

Que, el Art. 1, inciso segundo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, establece que las disposiciones de dicho instrumento serán complementadas con regulaciones aprobadas por el ARCONEL y por instructivos y procedimientos dictados por los distribuidores de conformidad con este Reglamento.

Que, para garantizar a los Consumidores un suministro continuo y confiable, es necesario dictar las Regulaciones relacionadas con los estándares mínimos de calidad y procedimientos técnicos de medición y evaluación a los que deben someterse las Empresas Distribuidoras del Servicio Eléctrico”

Además, resuelve expedir la siguiente Regulación (La Regulación sobre la Calidad del Servicio Eléctrico 004/001 que establece los límites o parámetros que deben cumplir las empresas concesionarias del servicio eléctrico, con sus usuarios) sobre la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, la misma que tiene por objetivo: “Establecer los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las Empresas Distribuidoras”.

2.4. Categorías Fundamentales

2.4.1. Constelación de Ideas de la Variable Independiente

Variable Independiente: Red de Automatización de Reconectores y Cámaras de Transformación como parte de una Red Telecontrolada.

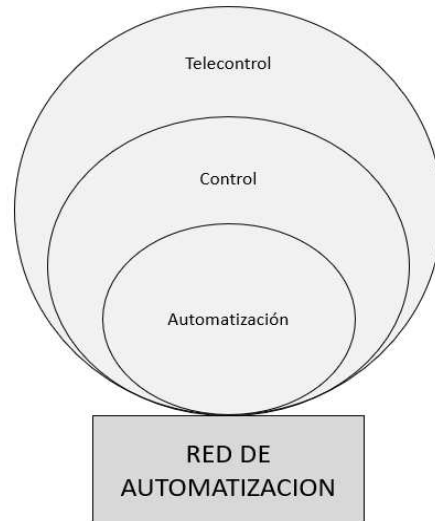


Fig. 2-1: Variable independiente de las categorías fundamentales

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

El desglose de la variable independiente tomada como Red de Automatización toma tres partes importantes en este estudio como se muestra en la Fig 2-1, las cuales son: automatización, control y telecontrol.

2.4.2. Constelación de Ideas de la Variable Dependiente

Variable Independiente: Implementación de SMART GRID.

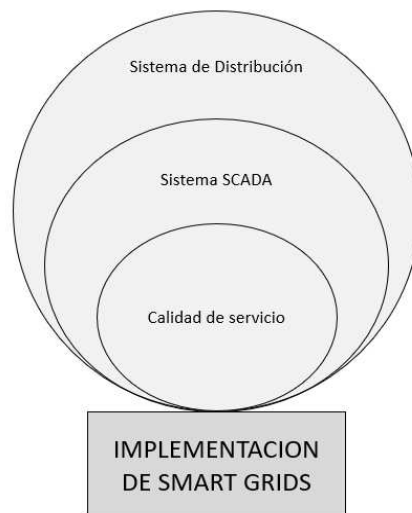


Fig. 2-2: Variable dependiente de las categorías fundamentales

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

El desglose de la variable dependiente tomada como Implementación de Smart Grids toma tres partes importantes en este estudio como se muestra en la Fig 2-2, las cuales son: calidad de servicio, sistema SCADA y sistema de distribución.

2.4.3. Categorías de la Variable Independiente

2.4.3.1. Automatización

Definición.

(García Moreno, 2012) enuncia que: “La automatización es una ciencia que agrupa varias disciplinas teóricas y tecnológicas que intervienen en la concepción, la construcción y el empleo de sistemas automáticos. La automatización lleva implícita la supresión total o parcial de la intervención humana en la ejecución de diversas tareas, industriales, agrícolas, domésticas, administrativas o científicas”. Es decir, un conjunto de técnicas, conocimientos y disciplinas que buscan mejorar los sistemas evitando fallas y minimizando errores.

El inicio de la automatización parte de la Revolución Industrial a finales del siglo XIX y principios del siglo XX, en vista que se generan los primeros sistemas de control que estaban conformados o basados en componentes mecánicos y electromagnéticos, básicamente de:

- Pequeños motores
- Engranajes
- Palancas

Más tarde, se masificó el uso de elementos para automatizar las tareas de control, como:

- Temporizadores
- Contactores
- Relés

Sistema de Control

Se manifiesta que un sistema de control conlleva variables de entrada In, variables de salida Out, perturbaciones y variables de control, (CIM, I, 2015) menciona que: “Un sistema de control busca operar indirectamente valores de un sistema controlado. Su objetivo es gobernar un sistema sin que el operador intervenga directamente sobre sus elementos. El operador manipula valores de referencia y el sistema de control se encarga de transmitirlos al sistema controlado a través de los accionamientos de sus salidas”.

Generalmente los sistemas de control operan con magnitudes de baja potencia, llamadas señales y gobiernan unos accionamientos que son los que realmente modulan la potencia entregada al sistema controlado.

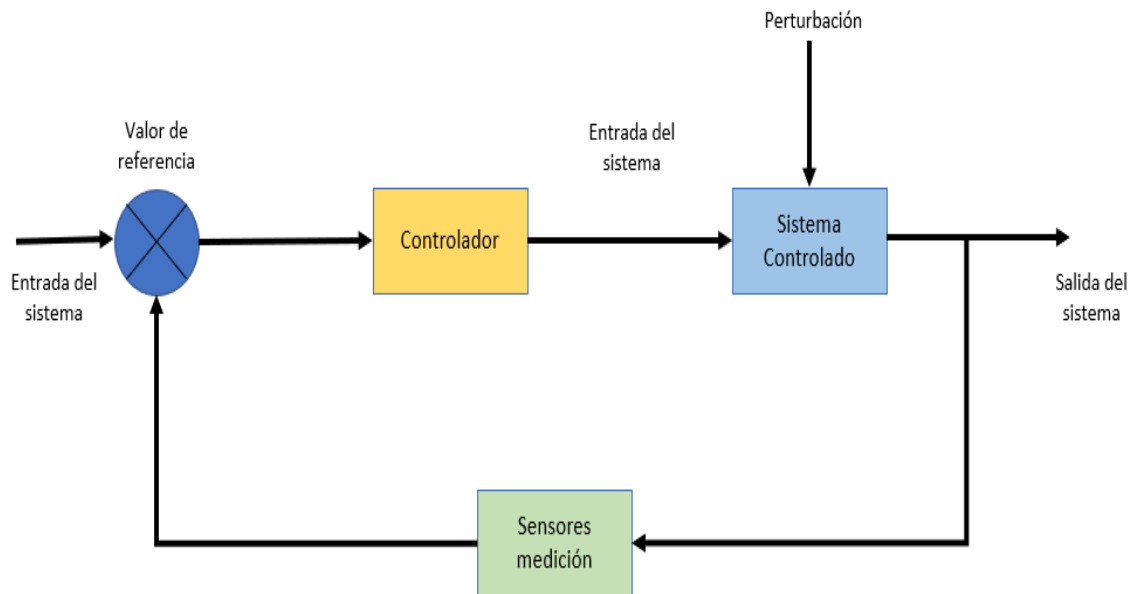


Fig. 2-3: Sistema Básico de Control

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

En la Fig: 2-3 se manifiesta la estructura que conlleva un sistema básico de control, donde interviene la variable de entrada, valor de referencia, controlador, sistema de control, perturbaciones, sensores de medición y la salida de la variable.

Valor de referencia

(Cifuentes, 2015) dice que: “Es el valor ideal que se pretende obtener a la salida del sistema controlado para reducir el error de salida. En sistemas más complejos, la salida es sensada y comparada con el valor de referencia que en si es un valor externo de control con el fin de determinar la diferencia entre ambas para reducir el error de salida”.

Controlador

(Fernández Romero , 2012) define como: “Gestiona las entradas del usuario”. Que incluyen funciones como comparador, amplificador, y acondicionador de señal, por ejemplo: Regula presiones, temperaturas, niveles y caudales, así como todas las funciones asociadas de temporización, cadencia, conteo y lógica.

Sistema

Definida como un conjunto de acciones y elementos que buscan corregir errores, mientras que (Aquilino, 2007) lo define como: la combinación de componentes que interactúan para lograr un determinado objetivo. En este caso el sistema es el objeto a controlar”.

Entrada del sistema

(García Moreno, 2012) enuncia “Es una variable que al ser modificada en su magnitud o condición puede alterar el estado del sistema”.

Salida del sistema

Es la variable que se quiere controlar (presión, velocidad, temperatura, posición, etc.).

Perturbación

(Yildirim, 2016) define que: “Es una señal que tiende a alterar el valor de la salida de un sistema, es decir son señales indeseadas que alteran el sistema”.

Si la perturbación es generada en el sistema se la denomina interna, en tanto que la perturbación externa se produce fuera del sistema para constituir una entrada.

Sensores o transductores

(Dias, Moreira,, Ribeiro,, & Costa, M, 2017) establece que: “Captan las magnitudes del sistema, para saber el estado del proceso que se controla, sin embargo, se toma como un dispositivo que trasforma la energía en otra más apta para su utilización”.

2.4.3.2. Automatización en Redes de Distribución

(Pais, Portas, & Estefan, 2013) indican que “Un sistema eléctrico de potencia automatizado es aquel que puede reaccionar de forma automática (sin la intervención humana) ante posibles fallas que se puedan generar por diferentes aspectos ya sean directos o indirectos, haciendo las maniobras necesarias para cumplir la función para la que ha sido diseñado”.

La operación de la red y automatización de procesos, se basa esencialmente en la necesidad de bajar el número y duración de los cortes de energía, ya que generan pérdidas tanto sectorial como empresarialmente y cumplir con los indicadores de calidad fiscalizada por los entes de control.

Sistemas de Control en Redes de Distribución

Según (Fombuena Escudero & Rodríguez, 2014) “la palabra control es un término genérico que en algunas ocasiones puede llevar a confusión”.

Los sistemas de control, que involucran instalaciones de tele-medicación, incorporan cada vez una mayor cantidad de aplicaciones, adicionales a las concebidas desde el inicio, sobre todo en el sector eléctrico ya que necesita mayor estabilidad y control. Todo lo que en sus comienzos inició siendo un sistema de control supervisor y de adquisición de datos, sistema SCADA, se ha ido transformando con el tiempo en un sistema para administrar la energía con una amplia gama de aplicaciones de control para la generación, transmisión y distribución de energía sobre superficies geográficas medianas como grandes, adquiriendo información del campo y suministrando datos a los centros de control y operación. Todo esto implicará que varias tareas sean ejecutadas de manera automática, como: el despacho de energía, la solución de eventos producidos por restricciones de carga o “caídas” de tensión, el cálculo de las previsiones de demanda de la red, etc.

(XplorE, (1987)) con las normas ANSI C37.1 [ANSI-87] definen “El sistema que gobierna la energía, denominado comúnmente sistema de supervisión, como el grupo de elementos de control, indicadores y equipos de tele-medicación asociados a la estación principal, tal como todos los dispositivos complementarios que se encuentran tanto en las subestaciones como en las propias unidades remotas, es decir desde un punto de generación, pasando por un punto de distribución hasta el punto de consumo”.

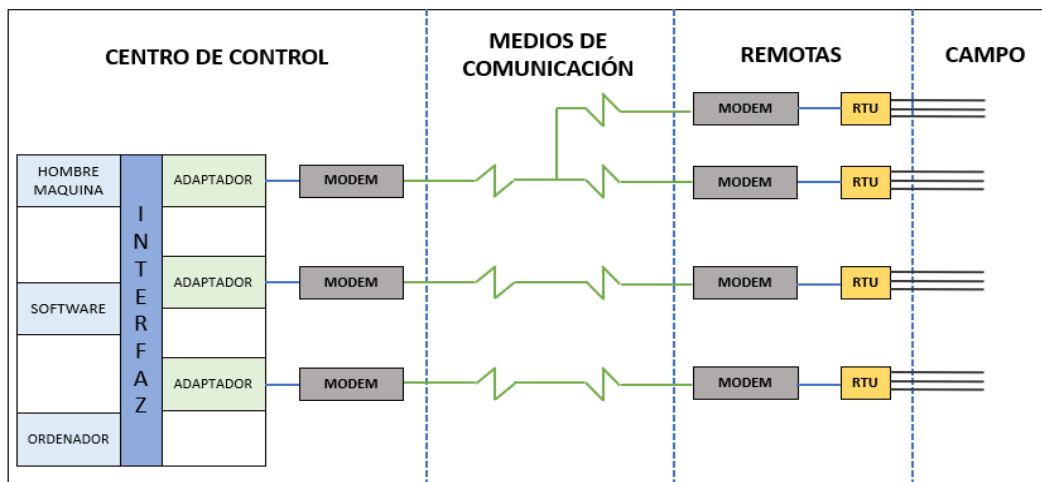


Fig. 2-4: Sistema básico de Control de una red de distribución

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

En la Fig:2-4: se muestra un esquema del sistema básico de control de una red de distribución que conlleva un centro de control, medios de comunicación, remotas y campo.

El régimen que gobierna la estructura de un sistema de control es un conjunto de centros de control jerarquizados o en paralelo que comparten información o se pasa entre ellos. Los componentes elementales de un sistema de control son: Centro de Control, unidad de transmisión remota RTU, medio de comunicación entre ellos, desarrollando sobre su estructura, sus componentes, la configuración y programación que defina sus propiedades de funcionamiento.

Centro de Control

(Yildirim, 2016) define “El Centro de Control Eléctrico de una Red Eléctrica es responsable de la operación y supervisión coordinada en tiempo real de las instalaciones de generación y transporte del sistema eléctrico”.

(Bastos & Machado, 2013) manifiestan que “el objetivo de los sistemas de control de redes eléctricas es vigilar determinados dispositivos, controlar y confirmar que este control se produce de forma correcta, evitando fallas e interrupciones con la ayuda de diferentes implementos y elementos” como:

- Módulos funcionales e interfaces con los canales de comunicación que permitan llevar a cabo correctamente las funciones de supervisión se le da el nombre de centro de control.

Medios de Comunicación

Elementos que permiten la comunicación, desde un sistema inicial hasta un final, (Budka, 2014) dice que “una red de comunicación (o simplemente red) es usada para transferir información desde un elemento final de una red (también llamado un host) conectado dentro de una red de comunicaciones hacia otro dispositivo final conectado a la red”. El actual significado o el formato de información no es relevante aquí, en tanto que la información es codificada en una secuencia de bits es decir 0 o 1, ya sea prendido o apagado respectivamente en la fuente del dispositivo final antes de ser enviada a la red hacia el dispositivo final de destino.

Los medios de comunicación pueden ser guiados y no guiados

Guiados

Par trenzado, coaxial o fibra óptica

No guiados

Microondas, radio e infrarrojo

Unidad de transmisión remota

(Zaretti, & Zanin,, 2015) indican que “los dispositivos llamados unidades de transmisión remota (RTUs) cumplen el objetivo de control, supervisión y adquisición de datos para dar soporte a las comunicaciones de un sistema SCADA (típicamente entre equipos de campo y servidores) utilizados en varios campos como por ejemplos: power plants, estaciones eléctricas, etc”.

Las RTUs son utilizadas para intercambiar los siguientes tipos de información:

- Comandos: mandos que se remiten desde el Centro de Control con el Sistema SCADA y que son receptadas en campo por los elementos para desarrollar cambios en la red eléctrica.
- Señales: información remitida por los elementos de campo y receptada por el Sistema SCADA en el Centro de Control (generalmente, valores emitidos por sensores y/o señales originadas como respuesta a un comando o alarmas generadas desde los elementos en campo).
- Medidas: información remitida por los elementos de campo y receptada por un Sistema SCADA, para este proyecto valores de, voltaje, potencia, corriente.

Campo

Es el lugar o medio de manifestación donde se encuentran los dispositivos de los que se tomará información como son las alarmas y medidas; también se puede enviar comandos a estos dispositivos.

2.4.3.3. Telecomunicaciones

- **Definición.**

(Ramirez, 2013) define que es “el estudio y aplicación de técnicas que permiten una comunicación a larga distancia a través de la trasmisión y recepción de señales, permitiendo el intercambio de información, ya sea entre hombre o máquina, independientemente de la distancia pues puede varias desde cortas a largas distancia.

En principio en una comunicación bilateral, aunque puede haber sistemas unilaterales (difusión de radio o TV)”.

Dentro de varias definiciones de telecomunicaciones se pueden citar las siguientes:

Transmisión

(Ichenko, Artemenko, & Berkman, 2017) definen como “Proceso de envío de información a través de una red, si antes ser trasformada para cumplir con el objetivo que es ser enviada por la red, el tipo de transformación puede ser forma de variaciones de: voltaje, luz u ondas electromagnéticas.

Señal

Datos que se transforman adecuadamente para ser enviados por la red.

Protocolo

(Panchal, Mahesuria, Panchal, & Patel, 2016) definen como: “Normas y medidas estandarizadas que definen la codificación de la señal, además de organizar la forma de ser transmitida por la red. Los protocolos de comunicación necesitan el intercambio de otras señales de control que no son información”.

Señalización

(Turc, 2015) “Período donde se remiten datos que no son información, pero que permiten el establecimiento de la comunicación entre dos entidades”.

Un sistema de comunicación más básico consta de dos entidades unidas por un medio de transmisión:



Fig. 2-5: Sistema básico de comunicación

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Un sistema básico de comunicación está constituido por: fuente, transmisor, receptor y destino como se muestra en la Fig:2-5.

Red de comunicaciones

(Aissa, 2014) representa que “la red de comunicaciones busca la simplificación de su estructura es que un sistema compartido permite reducir el número de medios de transmisión y el número de interfaces necesarios en cada máquina, compartiéndolos y haciendo que cada máquina conectada a la red tenga una sola interfaz es decir una sola vía de entrada y de salida de información”.

Clasificación de las Redes

Se pueden clasificar tomando en cuenta varios puntos de vista:

Según su técnica de comunicación

Redes punto a punto

(Aissa, 2014) señala “Cuando tenemos una pareja de equipos compartiendo información, decimos que existe una red de comunicación”.

Redes de difusión

(Lutitsky & Ivić, 2016) define como: “Existe un único medio de transporte compartido por todos los equipos, por ello se necesita un mecanismo en la red de control de acceso a ese medio compartido para evitar que este sea usado por varias máquinas simultáneamente. La compartición se consigue mediante multiplexación. Otra característica es que como el medio es compartido, cuando alguien transmite algo en el medio, es recibido por el resto de los equipos de la red”.

Redes de conmutación

(Soete, Claeys, Hoedt, Mahy, & Cott, 2015)“Las redes actuales incluyen, además del medio de transmisión, nodos de conmutación (Switches), a los que se conectan los equipos que son parte la red. Los conmutadores actuales pueden comunicarse con otros permitiendo extender las redes a grandes distancias. La configuración de los nodos de conmutación requiere de conocimientos y experiencia especializados”.

(Bastos & Machado, 2013)“Los nodos de conmutación en las redes extendidas actuales deben conectarse de tal forma que ofrezcan un alto porcentaje de confiabilidad. Esto se da gracias a la redundancia en los enlaces; esto es, para conectar dos nodos entre sí, deben existir más de un camino, de esta forma siempre existirá al menos un camino para llegar

de cualquier punto a otro, aun pasando por varios nodos. Por motivos de fiabilidad suele haber más de un camino”.

Según su extensión geográfica

Se puede clasificar en redes locales (LAN), redes metropolitanas (MAN), redes extensas (WAN), redes de sobremesa (DAN).

LAN

(Hameed & Mian, 2016) “Hacen referencia a redes que tiene un alcance máximo de 100 metros desde los conmutadores. Cuando se debe cubrir un edificio, varios edificios próximos entre sí (a lo sumo 1 Km de diámetro) como en un campus universitario o un galpón industrial, se recurre a formar una red de LANs”.

MAN

Son redes que abarcan una superficie equivalente a una ciudad y sectores aledaños (Redes de Área Metropolitana).

WAN

(Zhang, y otros, 2016) “Cubren una región geográficamente extensa (comunidad, país, continente e incluso todo el planeta). El tamaño de la red influye en el protocolo a utilizar”

DAN

(XplorE, (1987)) “Últimamente han aparecido nuevas redes, las redes de sobremesa (Desk Area Network o DAN). Son redes que cubren áreas muy pequeñas, de centímetros, que unen un procesador con los periféricos. En máquinas multiprocesadores sirven para unir los distintos procesadores”.

Según su explotación

Haciendo referencia con quienes las comercializan se dividen en redes privadas, públicas.

Redes Privadas

(Networks, 2016) establece que “una red privada es aquella que encontramos en empresas u organizaciones para darse servicio a sí mismas o se refiere a instituciones privadas que han implementado y rentan sus redes a entidades ya sean públicas o privadas, que requieren de conectividad”.

Redes Públicas

Según (Molière, y otros, 2015) son redes que “pertenecen a una entidad pública como la CNT en el caso de Ecuador. Estas redes son rentadas a empresas, públicas o privadas, que requieren del servicio de conectividad ofrecida por las mismas”.

En referencia al tipo de red existen tecnologías y protocolos que se deben elegir buscando una mejor confiabilidad, eficiencia, crecimiento (escalabilidad).

(Hameed & Mian, 2016) “El hecho de que una red sea pública o privada puede influir en la selección de los protocolos de comunicaciones. En las redes públicas hay que cuidar aspectos no necesarios en las privadas, como tarifación que la haga alcanzable a diversos estratos de la población con ingresos diferentes, seguridad, calidad del servicio”.

Se puede también identificar a una LAN como una red en la que sus elementos son propiedad de una empresa y a una WAN con una red que pertenece a una empresa privada o pública que alquila su infraestructura de telecomunicaciones.

Medios de Transmisión de datos

De acuerdo con (Eckford, Furubayashi, Nakano, & Science , 2016) “es el medio de comunicación por la cual se realiza la transmisión de datos entre un emisor y un receptor, tiene una clasificación básico como son: guiados y no guiados”.

- Medios guiados, son aquellas donde las ondas se transmiten confinándolas dentro del camino físico como por ejemplo pares trenzados, los cables coaxiales y las fibras ópticas,
- Medios no guiados proporcionan ondas electromagnéticas que se transmiten a través del aire, el mar o el vacío.

Las palabras enlace directo hace referencia a la ruta de transmisión entre dos dispositivos en el que la señal se dirige directamente del emisor al receptor sin ningún otro dispositivo intermedio que no sea un amplificador o repetidor. Estos últimos se usan para incrementar la energía de la señal.

(Gascó, 2014) “El medio de transmisión guiado es punto a punto si proporciona un enlace directo entre los dos únicos dispositivos que comparten el medio. En una configuración guiada multipunto, el mismo medio es compartido por más de dos dispositivos”.

Un medio de transmisión puede ser simplex, half-duplex o full-duplex. Al hablar de simplex, las señales se transmiten únicamente en una dirección; siendo un dispositivo el emisor y otro el receptor. En half-duplex, los dos dispositivos pueden transmitir, pero no al mismo tiempo. En full-duplex, los dos dispositivos pueden transmitir al mismo tiempo, por lo que necesariamente deben existir dos canales de comunicación.

La señal que corresponde a la información se puede transmitir como tal o modulando una frecuencia que sirve de señal transportadora (modulación). La modulación se realiza en frecuencia (FM) o en amplitud (AM).

Transmisión de datos analógica y digital

Según (Jin , Zhao, & Zhu, 2016), establece que la información o datos enviados pueden ser analógicos o digitales.

Los analógicos pueden tomar cualquier valor en un intervalo continuo de tiempo y los digitales sólo pueden tomar ciertos valores concretos y pueden representar señales análogas mediante la conversión de análogo a digital. Cierta información, como cifras económicas, no requieren de conversión sino más bien de cómo representar con valores discretos cifras numéricas.

Perturbaciones en la transmisión

Se pueden ir presentando perturbaciones durante la transmisión en la forma de: atenuación, distorsión de retardo o ruido.

Atenuación

(P, O. R., 2016) “efecto que sucede en todos los medios pues es la pérdida de energía que ofrece la señal según viaja por el medio”.

Distorsión de retardo

En un medio la velocidad de propagación de las señales va a variar con la frecuencia. Esto se puede apreciar de mejor manera en los medios metálicos.

Ruido

(Bechet, Miclus, Miclus, & Balint, 2016) “Cualquier emisión no deseada que se inserte entre el emisor y el receptor se muestra como un ruido que contamina la señal transmitida”.

2.4.4. Categorías de la Variable Dependiente

2.4.4.1. SMART GRID

(Micheloud & Vicini, 2014) indican que “el sistema eléctrico común fue desarrollado como una tecnología de gran escala enfocada a la generación y control centralizado. La base del sistema consiste en un flujo de carga desde las grandes plantas eléctricas y líneas de transmisión de alta tensión hasta los usuarios de baja tensión”.

Actualmente, a más de estas tecnologías de gran escala, los expertos están conscientes que el uso ecológico y económico de la energía y el incremento en conexiones de generación descentralizada (generación distribuida) utilizando fuentes de energía renovables conlleva nuevos retos al sistema eléctrico.

(Magdy, Shabib, Elbase, & Qudaih, 2017) *SMART GRID* es el conjunto de tecnologías avanzadas basadas en sistemas digitales que pueden ser ligadas tanto en los límites de generación y transmisión como a través de toda la red de distribución”. (Jin , Zhao, & Zhu, 2016) “Forman un sistema inteligente, capaz de balancear carga y generación, puede redirigir flujos en partes del sistema cuando las líneas se encuentran sobrecargadas, previniendo apagones”. Acepta la comunicación entre el usuario y el distribuidor de energía para garantizar el uso eficiente de la misma por parte de los clientes. Usa señales que corresponden al precio de la energía en tiempo real, permitiendo así el uso racional y económico de la misma. Es un sistema eléctrico que pueda monitorearse por sí mismo para tomar energías de otra fuente de combustible (solar, eólica, fósil) y transformarla en energía útil para el usuario con escasa intervención humana. También, debe poder gestionar económicamente nuevos sistemas donde se almacena la energía.

Para (Lee, Meliopoulos, & Lee, 2015) “fallas de los sistemas eléctricos son inevitables, pero un buen sistema debe ser capaz de aislarlas muy rápidamente (preferentemente en pocos milisegundos). Para este fin se han se han desarrollado interruptores capaces de operar con recierres automáticos sin someter a la red eléctrica a esfuerzos anormales”.

Descripción de las SMART GRIDS

(Gascó, 2014) enuncia que “la red eléctrica se ha convertido desde su nacimiento en el sistema más extenso y complejo de la actualidad. Sin embargo, la actual red de distribución, carece de las consignas con que se gestionan las redes de transporte, y en

ellas la demanda responde a la suma de las cargas positivas y negativas presentes en la red, entendiendo por ellas las unidades de generación y la potencia en los puntos de entrega de energía, respectivamente”.

Según (Peralta & Amaya, 2013) “en el caso de una generación centralizada, con cargas que se corresponden con puntos de suministro de energía y carente de las tecnologías que ahora se integran, el resultado parece satisfactorio. Sin embargo, con la aparición de las tecnologías de generación y acumulación, resulta interesante el estudio de un nuevo concepto de red de distribución, capaz no solo de consumir energía sino también de generarla con la consecuente aparición de flujos bidireccionales”.

Para (Higgs, 2015) tanto “las tecnologías de generación, como las tecnologías de acumulación, junto a las cargas de la red, pueden ahora ser reguladas, conectadas, desconectadas y ajustadas a fin de optimizar el funcionamiento de la propia red, mediante consignas de comunicación con los operadores de la red eléctrica, bajo las premisas de seguridad en el suministro, optimización de costes y eficiencia energética”.

Es así como aparece el concepto de red de distribución como una red de energía eléctrica inteligente, con capacidad de mantener equilibrio entre la oferta y la demanda, bien por restricciones técnicas o por beneficios económicos, basándose en:

- Sistemas control y comunicaciones.
- Instalaciones instaladas óptimamente.
- Amplio control y distribuido de generadores y cargas.
- Servicios modernos y mejoras en la eficiencia energética.

De acuerdo con (Magdy, Shabib, Elbase, & Qudaih, 2017) no existe un concepto único de las redes inteligentes. Es así, que por ejemplo, la Plataforma Tecnológica de las SMART GRIDS en la Unión Europea define las redes inteligentes como: “las redes eléctricas que pueden integrar inteligentemente las acciones de todos los usuarios conectados (generadores, consumidores y aquellos que pueden actuar como generadores y consumidores a la vez) para el suministro eléctrico de forma eficiente, sostenible, económica y segura”.

Generación Distribuida

Para (Micheloud & Vicini, 2014) “la generación distribuida representa un cambio en el paradigma de la generación eléctrica centralizada. A fin de optimizar los recursos y mejorar la calidad de la energía, el sistema convencional de generación en puntos distantes de los consumos se reconvierte hacia la concepción primigenia, incorporando las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo de la red eléctrica”. El concepto de generación distribuida muchas veces es ambiguo, pero se considera como aquella que se adapta en más de cerca a la siguiente definición: “instalaciones de reducida potencia integradas de forma dispersa en el sistema eléctrico”.

Entre las causas de este desarrollo cabe destacar:

- La incorporación de tecnologías limpias que se adaptan con la población.
- En pequeñas instalaciones se mejora la eficiencia.
- El decremento en inversiones de transporte eléctrico.
- La reducción de las pérdidas del transporte de electricidad.
- La confiabilidad del suministro.

Según (Pais, Portas, & Estefan, 2013) actualmente, “las fuentes de generación distribuida constituyen el crecimiento de los sistemas eléctricos avanzados, y las tecnologías que la componen se basan en la utilización de recursos renovables y con reducidas emisiones, entre ellas destacan”:

- Parques eólicos.
- Centrales solares fotovoltaicas.
- Centrales solares termoeléctricas.
- Turbinas de gas y microturbinas.
- Turbinas de vapor.
- Minihidráulica.
- Motores alternativos.

Sistemas de Acumulación

(Palacky, Baresova, Sobek, & Havel, 2016) Indica que “los sistemas de acumulación son capaces de acumular la energía bajo dos objetivos fundamentales”:

- Mejorar la calidad del servicio.
- Intervenir como un sistema que regula la relación entre la demanda y la generación de energía.

(Micheloud & Vicini, 2014) citan que “La integración de una gran potencia distribuida basada en generación renovable condiciona el comportamiento del sistema de generación. A corto plazo, se presentan variaciones en los recursos empleados, como pueden ser rachas de viento en el caso de la energía eólica, o el paso de nubes en los sistemas solares, las cuales provocan perturbaciones en la energía generada por estos sistemas, afectando a la calidad del servicio”.

En opinión de (Friedrichskova, Horak, & Vala , 2015) “a medio plazo, la componente estocástica en los recursos, su estacionalidad, y la imposibilidad para programar la generación provoca desajustes entre la energía generada y la demanda, siendo necesario disponer de una fuente controlable que permita regular la energía inyectada a la red y por lo tanto el despacho, o bien integrar los emergentes sistemas de acumulación de energía”. Pero, también, los sistemas de acumulación deben tener la capacidad de ofrecer las siguientes ventajas técnicas y económicas:

- Capacidad de soportar a la tensión y frecuencia de la red.
- Decremento de los picos de demanda, siendo trasladados a momentos de baja demanda.
- Gestión de restricciones técnicas por sobrecarga en las líneas de transporte.
- Mejora de la fiabilidad del sistema, disminuyendo los tiempos de interrupción.
- Aumentar el valor de la energía, posibilitando la carga de los sistemas a precios bajos y la venta de la energía en momentos de alta demanda.
- Conseguir retribuciones por participar en los servicios complementarios.
- Reducir las consecuencias negativas en los sistemas de una energía de escasa calidad.

Actualmente se cuenta con la tecnología para acumular energía. Varias de estas tecnologías de acumulación ya son muy conocidas y están implantadas en el sistema eléctrico, y otras, que de forma reducida se están integrando en el mismo sistema.

Entre los sistemas de acumulación principales se encuentran:

- El hidrógeno.

- El volante de inercia.
- Los sistemas de bombeo y turbinado.
- Los sistemas de aire comprimido.
- Las baterías electroquímicas.
- Los sistemas de acumulación térmica.
- Los supercondensadores.
- Los superconductores.
- El vehículo eléctrico.

Gestión Activa de la Demanda

Para (Cassin,) “la gestión activa de la demanda requiere de un nuevo concepto de consumidor que se transforma en parte activa para poder determinar en qué momentos interesa realizar determinados consumos susceptibles de ser desplazados desde determinados periodos a otros más beneficiosos para el sistema y para el propio consumidor”. Este desarrollo compromete una serie de mejoras en el sistema de entrega de energía.

Medidas de la Energía

De acuerdo a (Pramod, & Sunitha, , 2015) “uno de los principales objetivos de la flexibilización del mercado es asignar en tiempo real el coste de la energía para los consumidores. En este sentido las redes deben desarrollarse para que el consumidor pueda decidir en qué momentos consumir la energía y el precio que está dispuesto a pagar por ella”. (Higgs, 2015) “A fin de desarrollar estrategias que permitan el control de la demanda, el contador se transforma en un elemento fundamental entre el consumidor y la red. El contador debe constituir una interfaz entre el sistema y el usuario, que además ya no solo tiene las condiciones de ser un consumidor de energía si no que puede convertirse en productor de la misma, escogiendo cuando producir y cuando usarla, ajustando su generación con su demanda y pudiendo acumular la energía mediante sus propios sistemas o apoyándose en la red”.

Operación y Control de la red Inteligente

En el criterio de (Das, Member, & Kumar, 2017) “según el modelo de gestión de red inteligente, su composición estaría basada en unidades denominadas microrredes,

conectadas por defecto a la red eléctrica convencional, pero con capacidad para operar en modo aislado cuando el sistema lo requiera o por faltas en la red eléctrica a la cual esté conectada”. En el caso de mantenerse conectado a una red eléctrica externa, se debe coordinar con el centro de control de la red de distribución o transporte. Aparecen entonces una serie de agentes como:

- El operador del mercado.
- El operador de la red de transporte.
- El operador de la red de distribución.
- El operador de la microrred.
- Controladores locales.

(Lee, Paredes, & Lee, Las redes inteligentes de energía y su implementación en ciudades sostenibles., 2012) “El operador de la red de transporte es el encargado de los despachos de carga de las redes de alta tensión, por lo que el operador de la microrred debe proveerle de los datos relativos a predicciones de la demanda, generación o de otros servicios complementarios. El operador de la red de distribución debe encargarse del control de servicios complementarios cuando la microrred se conecte al sistema de distribución”.

Cuando la microrred opere en modo aislado, el técnico a cargo de la misma debe asumir el control de las reservas de regulación y funciones principales como el control de frecuencia-potencia.

(Higgs, 2015) define que “controlador local constituye el último eslabón en el control de la microrred, puede considerarse que ese control permanece implementado en los interfaces de electrónica de potencia de los sistemas de generación y acumulación distribuidos, así como también en las cargas locales que dispongan de contadores inteligentes. Los sistemas de control deben garantizar la seguridad del sistema, una operación óptima y una transferencia suave y sin cortes desde un modo de operación a otro sin violar los límites del sistema y los requisitos normativos”.

Según (Peralta & Amaya, 2013) “el controlador local, que se encarga del control directo de las fuentes de generación y del almacenamiento, debe ser capaz de operar sin la intervención del controlador central. Debe garantizar que los nuevos dispositivos de generación que se puedan añadir al sistema, puedan integrarse sin realizar ninguna modificación en la configuración de la microrred”.

Sus principales funciones son:

- Control de potencia activa y reactiva.
- Control de tensión.
- Control de almacenamiento para el seguimiento rápido de la carga.
- Reparto de la carga a través del control frecuencia-potencia.

El controlador central, es el encargado de realizar la gestión energética de la microrred y sus protecciones. El despacho económico se desarrolla basándose en:

- Bases de datos de demanda y generación.
- Disponibilidad de los equipos.
- Predicciones meteorológicas.
- Estado de almacenamiento.
- Posibilidad del control de las cargas.

2.4.4.2. GIS (Sistema de información geográfica)

(Lupin, y otros, 2018) enuncia “que la calidad de los datos que existe en el GIS debe ser excepcional dado que no es aceptable tener datos incorrectos en un sistema que controla automáticamente el sistema de distribución eléctrica. Los errores pueden ocasionar cortes de mayor tiempo o peor aún accidentes”.

Las necesidades de datos para las operaciones de SMART GRID sugieren que se debe medir el tiempo que toma a un cambio en reflejarse en el GIS puesto que a medida que el tiempo aumenta también lo hace el riesgo que algo salga mal. Es necesario entonces que el GIS tenga actualizada la base de datos con el objeto de tener una correlación exacta entre las instalaciones del cliente y el sistema eléctrico, por lo cual el GIS debería ser casi perfecto de todo el sistema eléctrico

AMI (Infraestructura de medición avanzada)

Para (Yang, Gu, Wu, Zhao, & Wang, 2017) , en el “diseño de una red inteligente se prevé el uso de medidores digitales avanzados con dos vías de comunicación que tengan la capacidad de conectar y desconectar servicios a distancia, registrar formas de onda, vigilar la tensión y la corriente. Estos deberán sustituir a los medidores actuales en el mismo lugar para no modificar el diseño en grandes dimensiones”. Este tipo de medidores

pueden tener datos a disposición de los centros de operación y planificación con la finalidad de lograr una mayor fiabilidad y utilización de recursos (Líneas, transformadores). De igual manera ofrecen lecturas de tiempo real, dando la posibilidad de equiparar los patrones de distribución de carga en el sistema.

OMS (Sistema de gestión de cortes)

Según el criterio de (Pathak, Electric, Care, & Erp, (n.d.)) “en esta etapa de un SMART GRID se pretende identificar y restaurar cortes de energía de manera ágil y eficiente. Un OMS puede servir no solamente como una herramienta para los servicios públicos del departamento de operaciones, sino como una herramienta de servicio al cliente, de planificación, de gestión de activos, una herramienta a través de la cual los departamentos de ingeniería y asuntos regulatorios pueden encontrar información recopilada en su base de datos”.

SCADA (Sistema de adquisición, control supervisor de datos)

Para (Ciancamerla, Fresilli, Minichino, & Patriarca , 2014) “en este concepto se puede advertir la existencia de una HMI (Human Machine Interface-Interfaz Hombre Máquina) diseñada e instalada en un servidor para el control de producción, mismo que puede dotar de comunicación con dispositivos de campo (autómatas), posibilitando controlar el proceso desde la pantalla de monitorización”. Este sistema provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, o a diferentes niveles del sistema como supervisión, control de calidad, control de producción, almacenamiento de datos. En resumen, el SCADA contiene diversas soluciones para captura de información de un proceso o planta no necesariamente industrial lo que permite realizar análisis en tiempo real o estudios posteriores y así obtener indicadores que permitan retroalimentar sobre un proceso u operación.

Componentes de hardware

(Hataway, Warren, & Laboratories, (n.d.)) indica que “un sistema SCADA, como aplicación de software industrial específica, necesita ciertos componentes inherentes de hardware en su sistema, para poder tratar y gestionar la información captada”.

Ordenador Central o MTU (Master Terminal Unit)

Para (Guo, Pan, & Cai, 2016) se trata del “ordenador principal del sistema el cual supervisa y recoge la información del resto de las subestaciones, bien sean otros ordenadores conectados (en sistemas complejos) a los instrumentos de campo o directamente sobre dichos instrumentos. Este ordenador suele ser un PC, el cual soporta el HMI”.

De esto se deriva que el sistema SCADA más sencillo es el compuesto por un único ordenador, el cual es el MTU que supervisa toda la estación. Las funciones principales de la MTU son:

- Interrogar en forma periódica a las RTU's y les transmite consignas; siguiendo usualmente un esquema maestro – esclavo
- Actuar como interface al operador, incluyendo la presentación de información de variables en tiempo real, la administración de alarmas, y la recolección y presentación de información historizada
- Poder ejecutar software especializado que cumple funciones específicas asociadas al proceso supervisado por el SCADA. Por ejemplo, software para detección de pérdidas en un oleoducto.

Ordenadores remotos o RTUs

(Top, y otros, 2015) define que “estos ordenadores están situados en los nodos estratégicos del sistema gestionando y controlando las subestaciones del sistema, reciben las señales de los sensores de campo, comandan los elementos finales de control, ejecutando acciones de control automático en las que se respalda el software de la aplicación SCADA. Se encuentran en el nivel intermedio o de automatización, a un nivel superior está el MTU y a un nivel inferior los distintos instrumentos de campo que son los que ejercen la automatización física del sistema controlado”.

Estos ordenadores no tienen por qué ser PCs, ya que la necesidad de soportar una HMI no es tan grande a este nivel, por lo tanto, suelen ser ordenadores industriales (PLC's) típicamente sin HMIs albergados en armarios de control, aunque en sistemas muy complejos puede haber subestaciones intermedias que posean HMIs. Una tendencia actual es la de dotar a los PLC's (en función de las E/S a gestionar) con la capacidad de

funcionar como RTUs gracias a un nivel de integración mayor y CPUs con mayor potencia de cálculo.

2.4.4.3. Red de comunicación

De acuerdo con (Eckford, Furubayashi, Nakano, & Science , 2016), este es “el nivel que transporta la información que los instrumentos de campo envían a la red de ordenadores del sistema. El tipo de BUS utilizado en las comunicaciones puede ser muy variado según las necesidades del sistema y del software escogido para implementar el sistema SCADA, ya que no todos los protocolos de comunicación (así como los instrumentos de campo, como PLC’s) pueden trabajar con todos los tipos de BUS. Hoy en día, gracias a la estandarización de las comunicaciones con los dispositivos de campo, se puede implementar un sistema SCADA sobre prácticamente cualquier tipo de BUS”.

Instrumentos de Campo

Son todos los instrumentos que permiten tanto la realización de la automatización o control del sistema (PLCs, controladores de procesos industriales y actuadores y alarmas en general) como los que se realizan la captación de información de la planta o proceso industrial (sensores y transductores).

DMS (Sistema de distribución de gestión)

Según (Strezoski, Strezoski, Prica, & Loparo , (n.d.)) se refiere a “la plataforma de gestión energética integrada que brinda funciones avanzadas para hogares, para la gestión de la energía por el lado de los consumidores y así mejorar las operaciones de los sistemas de distribución por sus utilitarios”.

La gestión de energía de este tipo permitirá a los consumidores, entre otros servicios, tomar el control, automatización de la energía, prácticas de conservación y respuesta a la demanda sobre la base de sus preferencias personales.

DA (Automatización de distribución)

(Voinov, 2015) señala que “esta etapa se encarga de la supervisión, el control y las funciones de comunicación situados en el alimentador. Dentro del diseño se encuentra en las áreas de protección y de conmutación (suelen estar en el mismo dispositivo)”.

Los elementos de esta etapa pueden interrumpir la corriente de falla, monitorear las corrientes y voltajes, comunicarse con otros dispositivos similares y ser auto configurables. El sistema tiene la finalidad de restaurar el servicio a los clientes, la capacidad, flexibilidad y rapidez para reconfigurar la red de alimentadores, adicionalmente, se requiere que la distribución de los componentes tenga la capacidad suficiente para aceptar la transferencia y además requiere de un sistema de protección para aislar la falla en la topología reconectada. Es decir, una red eléctrica inteligente, a más de conectar a los clientes de una subestación con bajo costo, permite una alimentación rápida y flexiblemente reconfigurada.

Entonces en el futuro se puede diseñar sistemas de distribución en una red con conexión a múltiples etapas de distribución, la misma que estaría conectada a múltiples subestaciones. El punto importante está en los alimentadores de la red que permita un sistema interconectado de alimentadores. Puede ser un inconveniente si en el sistema de distribución actual se coordina los dispositivos de protección ya que en un SMART GRID la topología permitida es flexible, es decir, se tendrá que planificar adecuadamente para lograr una coordinación correcta para una variedad de configuraciones posibles.

Sistema de Distribución

(Otorongo, 2014) define como “un sistema de distribución de energía eléctrica como un conjunto de equipos que permiten energizar en forma segura y confiable un número determinado de cargas, con distintos niveles de voltaje, ubicados generalmente en diferentes lugares”

Componentes de un sistema de distribución

Los principales componentes de un sistema de distribución son:

- Subestaciones
- Primarios Alimentadores o de media tensión
- Transformadores de distribución
- Alimentadores secundarios o de baja tensión
- Cargas o consumidores finales.

2.4.4.4. Subestación

Para (Rrushi, 2017) “en el caso de la distribución de potencia eléctrica, las subestaciones utilizadas son reductoras, también llamadas subestaciones de distribución. Estas toman el voltaje de una línea de transmisión y lo reducen al voltaje requerido para el sistema de distribución”.

Alimentadores primarios de distribución o medio voltaje.

(Pais, Portas, & Estefan, 2013) “son los encargados de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones reductoras hasta los transformadores de distribución. Los conductores van soportados en poste cuando se trata de instalaciones aéreas y en ductos cuando se trata de instalaciones subterráneas”.

Transformadores de distribución

(Bailey & Wright, 2003) define que “los transformadores de distribución son los equipos encargados de cambiar la tensión primaria a un valor menor de tal manera que el usuario pueda utilizarla sin necesidad de equipos e instalaciones costosas y peligrosas”.

Alimentadores secundarios o de baja tensión

Según (Wang, 2015) “los alimentadores secundarios distribuyen la energía desde los transformadores de distribución multi-cliente hasta los usuarios finales”.

2.4.4.5. Carga

Para (Montoya & Manzano-Agugliaro, 2012) “los efectos de análisis de un sistema de distribución de potencia eléctrica, la carga se divide en tres tipos: residencial, comercial e industrial. La diferencia radica en que cada uno de estos sectores tiene distintos equipos eléctricos”.

2.5. Hipótesis

- RED TELECONTROLADA DE AUTOMATIZACIÓN DE RECONECTADORES Y CÁMARAS DE TRANSFORMACIÓN COMO PARTE DE UN SISTEMA DE SMART GRIDS.

2.6. Señalamiento de variables de la hipótesis

Categorías de la Variable Independiente

Variable Independiente: Red telecontrolada de automatización de reconectores y cámaras de transformación

Categorías de la Variable Dependiente

Variable Dependiente: Sistema de SMART GRID.

CAPITULO III

METODOLOGÍA

3.1. Enfoque

Es necesario establecer los parámetros mediante los cuales se podrá automatizar los reconectores y cámaras de transformación, de acuerdo a los objetivos, para que formen parte de la red telecontrolada de equipos de la Empresa Eléctrica Quito y con esto aportar a las SMART GRID, para lo cual se utilizará enlaces de radio y de fibra óptica, además los estándares de automatización más comunes en redes eléctricas como IEC-104 y DNP3.

En esta investigación se quiere definir los parámetros para automatizar adecuadamente y tener comunicación con los equipos instalados en diferentes puntos de la red eléctrica de distribución y el SCADA de la Empresa Eléctrica Quito, y así contar con una red telecontrolada de los equipos de protección, con el propósito de mejorar los tiempos de reposición del servicio eléctrico en casos de falla.

La metodología establecida en este trabajo toma como base los sistemas que utilizan los sistemas telecontrolados, prestando particular atención a las funciones de protección, control, medición, diseño de las arquitecturas, diagramas eléctricos unifilares, filosofía de operación, arquitecturas de comunicación, la lista de señales y datos para su modelado con nodos lógicos, clases de datos comunes, transferencia de información, valores de desempeño y disponibilidad, protocolos de comunicación hacia un nivel superior, condiciones de operación, como temperatura, normativa para establecer nombres de campos y el manejo de los archivos de configuración.

3.2. Modalidad de la investigación

En esta investigación se utilizó la modalidad de experiencia en el campo, descriptiva y explicativa, bibliográfica.

Es de campo, porque es necesario que la investigación se realice en los centros de control, subestaciones y redes de distribución eléctrica, en donde será muy valioso el aporte de los técnicos que operan el sistema eléctrico.

Es descriptiva y explicativa ya que con las experiencias recogidas en el campo se analizarán todos los equipos eléctricos en los que se requiere que la información sea intercambiada, para desarrollar decisiones que puedan ser realizadas automáticamente.

La investigación fue bibliográfica, ya que se sustentó en estudios similares, en donde se requiere intercambiar información, además del análisis de problemas que se presentan en las redes eléctricas del país. Se recopiló información de papers (documentos) indexados que se encuentran publicados en revistas científicas del sector eléctrico.

3.3. Nivel o tipo de investigación

La investigación fue de tipo cuantitativa, ya que, en relación a la calidad del servicio, los datos obtenidos ayudaron a realizar un cálculo sobre las mejoras en los índices de calidad que regulan el sector eléctrico. Además, se pudo comparar los tiempos de desconexión con y sin automatización en las redes eléctricas.

Fue explicativa ya que mediante esta investigación se describió cada uno de los parámetros necesarios para realizar la configuración de un Gateway para poder realizar el intercambio de información.

3.4. Población y muestra

Para esta investigación se necesario recopilar información en varias instituciones del sector eléctrico que dispongan de equipos embebidos con los estándares de comunicación en estudio. Se considerará una población de 15 personas, por tanto, no es necesario calcular la muestra ya que se trabaja con el Universo.

3.5. Operacionalización de variables

3.5.1. Variable Independiente

Tabla 3-1: Variable Independiente – Optimización de un Gateway

CONCEPTUALIZACIÓN	CATEGORÍAS	INDICADORES	ÍTEMS	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS
Diseñar una red de automatización es el proceso que debemos seguir para definir los parámetros necesarios para telecontrolar los equipos reconectadores y cámaras de transformación	Automatización	Tiempos de respuesta	¿Identificar los tiempos de operación de los equipos instalados en el sistema eléctrico??	Fuente de información bibliográfica.
	Control	Ejecución en tiempo real	¿Identificación del número de incidentes que ocurren en el sistema eléctrico??	
	Telecontrol	Número de operaciones remotas	¿Es posible realizar operaciones de mandos remotamente?	

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

3.5.2. Variable Dependiente

Tabla 3-2: Variable Dependiente - Implementación de SMART GRID

CONCEPTUALIZACIÓN	CATEGORÍAS	INDICADORES	ÍTEMS	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS
Implementación de SMART GRID mediante el cual se obtendrá redes aún más inteligentes, ya que las mismas podrán tomar decisiones de acuerdo a su sistema de automatización	Calidad del Servicio	FMIK: Frecuencia media de interrupción TTIK: Tiempo medio de interrupción	¿Identificar si con la implementación de este sistema se han mejorado los índices de calidad?	Fuente de información bibliográfica.
	Reconexiones	Número de reconexiones realizadas ante la presencia de fallas	¿Es posible automatizar las reconexiones?	
	Operación	Cuántas operaciones se realizan	¿Qué infraestructura se dispone en el Ecuador para realizar este tipo de operaciones?	

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

3.6. Técnicas e Instrumentos

La técnica de investigación fue la entrevista mediante un cuestionario enfocado a la aplicación de las nuevas tecnologías y formas de automatización, realizado al técnico profesional - operativo del Centro de Control de las diferentes estaciones como son:

Empresas eléctricas de estudio

- Empresa Eléctrica Riobamba
- Empresa Eléctrica Regional Centro Sur
- Empresa Eléctrica Galápagos
- Empresa Eléctrica Ambato
- Emelnorte
- Empresa Eléctrica Quito
- Empresa Eléctrica Azogues
- CNEL EP - Unidad de Negocios Bolívar
- CNEL Matriz
- Empresa Eléctrica Regional del Sur
- CNEL EP - Unidad de Negocios Santo Domingo
- CNEL EP - Unidad de Negocios Manabí
- CNEL EP - Unidad de Negocios El Oro
- CNEL EP - Unidad de Negocios Los Ríos
- CNEL EP - Unidad de Negocios Sucumbíos

Todo esto para determinar la viabilidad y factibilidad de su implementación, así como sus expectativas a los resultados esperados.

3.7. Recolección de información

La información se la obtendrá a través de encuestas, entrevistas y observación. Para desarrollar la solución y posterior descripción de la investigación se recurrirá a

sugerencias de los fabricantes de reconectores y equipos para cámaras de transformación y de los operadores a cargo de estos equipos.

Bajo un plan estratégico que consta de varias preguntas que se describe a continuación, en la Tabla 3-3:

Tabla 3-3: Recolección de Información

PREGUNTA	EXPLICACIÓN	OBJETIVIDAD
¿Para qué?	Para alcanzar los objetivos planteados en la automatización de los reconectores a través del Sistema SMART GRID	Saber el alcance y viabilidad del tema.
¿A qué personas?	Al técnico profesional - operativo de las diferentes empresas.	Obtener respuestas viables y concretas.
¿Referente a qué aspectos?	La red de automatización, sistemas SCADA y SMART GRID,	Tener ideas claras del tema a investigar.
¿Quien?	El investigador	Ampliar conocimientos.
¿Cuándo?	Luego de la implementación del sistema.	Respuestas generadas en base a la implementación del sistema / automatización.
¿Sitios donde se recogerá la información?	Todos los centros y agencias antes mencionadas.	Tener respuestas reales en base al tema de estudio.
¿Cuántas veces?	15 veces	Trabajar con todas las personas encargadas de la parte operativa en cada una de las agencias.
¿Qué técnica de recolección?	Encuesta.	Interactuar con las personas adecuadas y obtener información de primera mano.
¿Qué se utilizará?	Banco de preguntas.	Obtener respuestas precisas
¿En qué horario?	Días hábiles laborables.	

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

3.8. Procesamiento y análisis

Toda la información recopilada será utilizada en la determinación y descripción de cada uno de los parámetros necesarios para diseñar nuestra red de automatización que permita telecontrolar nuestros equipos desde el SCADA, las mismas que servirán como un aporte a las redes inteligentes o SMART GRID.

Se tabuló la información recolectada con el siguiente procedimiento

- Análisis de la información obtenida
- Clasificación de información
- Presentación de información
- Tabulación de datos
- Contrastación de los datos
- Elaboración de gráficos de la información
- Análisis estadístico
- Conclusiones y recomendaciones.

Mediante la prueba del χ^2 se interpreta el análisis, el mismo que va a depender de la estadística de inferencia como es la varianza, para el rechazo o aprobación de la hipótesis, esto de una manera precisa, concreta, clara, además que se pueda entender con facilidad por las personas interesadas en los resultados que arroje la investigación.

CAPITULO IV

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se realiza el análisis de los resultados de la encuesta que se elaboró para conocer o sondear que tanto los mandos ejecutivos conocen de las ventajas de contar con un sistema SCADA y la tecnología que se usaría para mejorar el mismo.

4.1. Análisis e interpretación de resultados de la encuesta

Una vez terminada la encuesta al personal técnico de las empresas encargadas de la distribución eléctrica y analizados los resultados es posible afirmar que una red de automatización de reconectores y cámaras de transformación pertenecientes a un sistema SCADA puede cumplir con las características de las llamadas SMART GRID, sobre todo considerando su principal objetivo: Mejorar la calidad de servicio y tiempos de respuesta ante ciertas fallas.

Pregunta 1

¿Conoce usted cual es la finalidad de una SMART GRID?

Tabla 4-1: Pregunta 1

Alternativa	Frecuencia	Porcentaje
Si	7	47%
No	8	53%
Total	15	100%

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

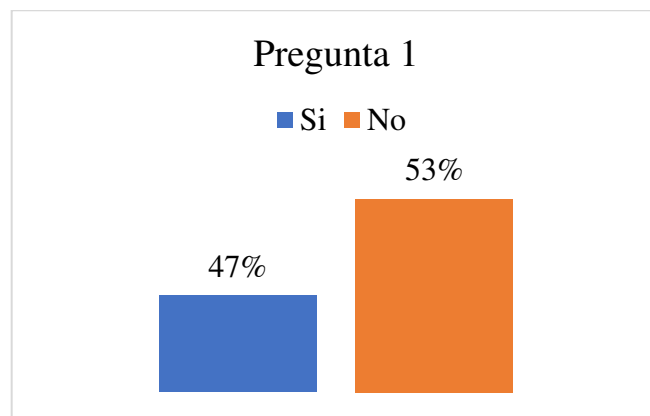


Fig. 4-1: Pregunta 1

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Análisis e Interpretación

En la Fig. 4-1 se muestra los resultados obtenidos donde del 100% de la encuesta, solamente el 47% conoce la finalidad de una SMART GRID, y el resto lo desconoce ya sea por falta de capacitaciones, desinformación, no interés en el tema, comodidad y otros aspectos que generan un bajo nivel de interés en el tema.

Pregunta 2

¿Conoce usted si alguna Empresa Distribuidora de energía eléctrica del país dispone de algún sistema automatizado de reconectores y cámaras de transformación, operados desde un centro de operaciones remoto?

Tabla 4-2: Pregunta 2

Alternativa	Frecuencia	Porcentaje
Si	7	47%
No	8	53%
Total	15	100%

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

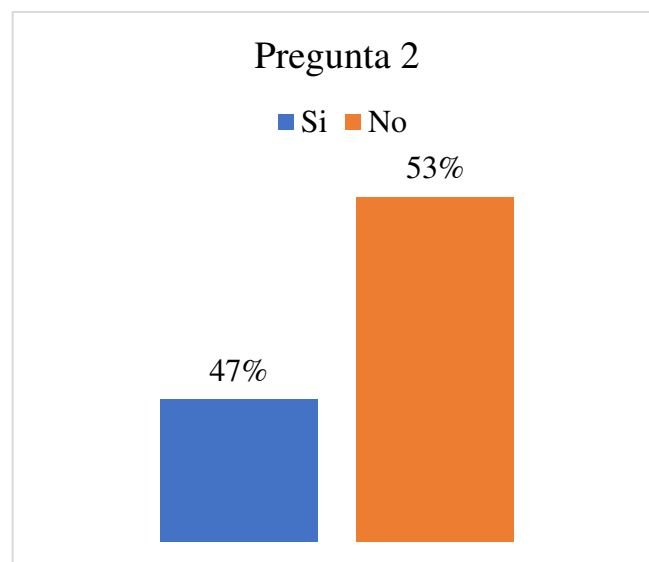


Fig. 4-2: Pregunta 2

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Análisis e Interpretación

En la Fig. 4-2 se muestra los resultados obtenidos donde del 100% de la encuesta, solamente el 47% conoce alguna Empresa Distribuidora de energía eléctrica del país que dispone de algún sistema automatizado de reconectores y cámaras de transformación, operados desde un centro de operaciones remoto, y el 53% no conoce alguna empresa de este tipo.

Pregunta 3

¿Cree que se puede realizar la operación remota de equipos eléctricos implementando una red de automatización de equipos de distintas marcas?

Tabla 4-3: Pregunta 3

Alternativa	Frecuencia	Porcentaje
Si	10	67%
No	5	33%
Total	15	100%

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

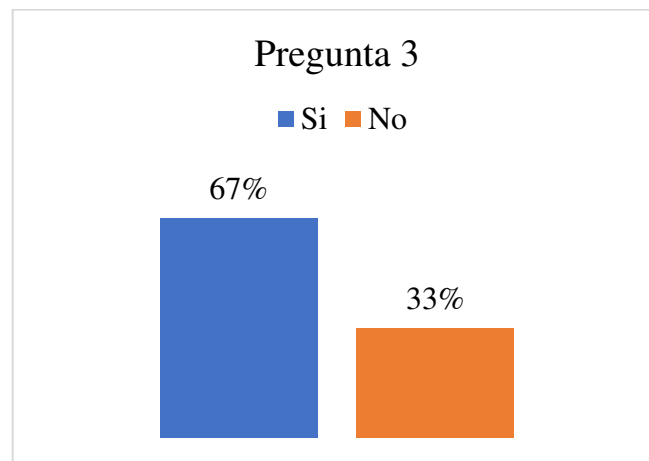


Fig. 4-3: Pregunta 3

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Análisis e Interpretación

En la Fig. 4-3 se muestra los resultados obtenidos donde del 100% de los encuestados, el 67% de los encuestados creen que se puede realizar la operación

remota de equipos eléctricos implementando una red de automatización de equipos de distintas marcas, y el 33% no considera oportuno o realizable este tipo de operación remota.

Pregunta 4

¿Ha operado remotamente algún dispositivo, perteneciente a alguna red eléctrica, desde un Sistema SCADA?

Tabla 4-4: Pregunta 4

Alternativa	Frecuencia	Porcentaje
Si	6	40%
No	9	60%
Total	15	100%

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

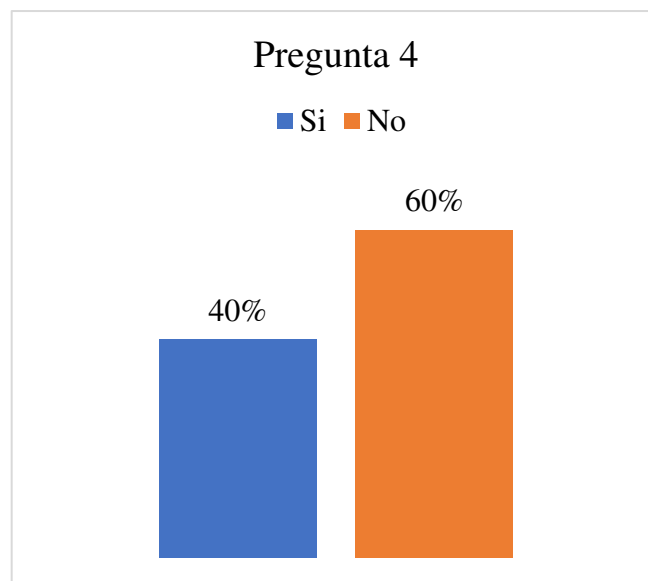


Fig. 4-4: Pregunta 4

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Análisis e Interpretación

En la Fig. 4-4 se muestra los resultados obtenidos donde del 100% de los encuestados, solamente el 40% de las personas encuestadas han operado remotamente algún dispositivo, perteneciente a alguna red eléctrica, desde un

Sistema SCADA y un 60% de las personas encuestadas no han operado remotamente algún dispositivo.

Pregunta 5

¿Tiene algún conocimiento de la utilidad que se le da a un Gateway o un Concentrador de Datos?

Tabla 4-5: Pregunta 5

Alternativa	Frecuencia	Porcentaje
Si	5	33%
No	10	67%
Total	15	100%

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

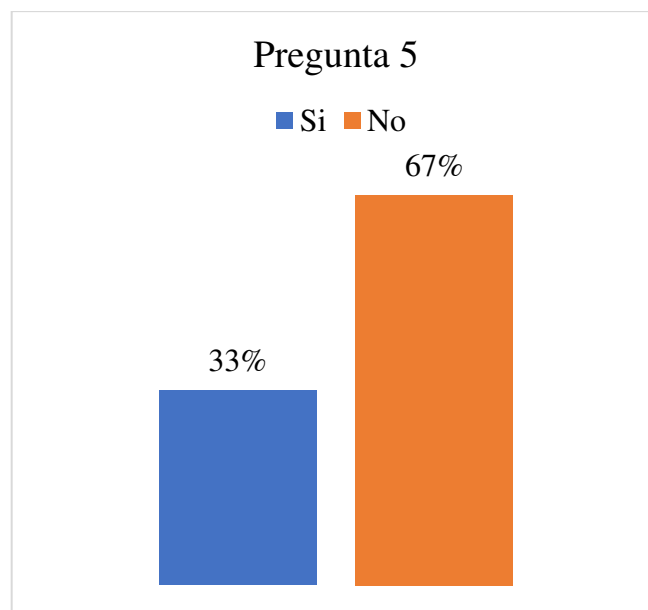


Fig. 4-5: Pregunta 5

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Análisis e Interpretación

En la Fig. 4-5 se muestra los resultados obtenidos donde del 100% de la encuesta, solamente el 33% de las personas encuestadas tiene algún conocimiento de la utilidad que se le da a un Gateway o un Concentrador de Datos y un 67% de las personas encuestadas no tiene algún conocimiento de la utilidad que se le da a los mismos.

Interpretación general

Mediante el análisis de los datos de las primeras preguntas se obtuvo como resultado que las nuevas tecnologías y conocimientos en la aplicación de una red telecontrolada de automatización de reconectores y cámaras de transformación como parte de un sistema de SMART GRIDS”, es relevante, puesto que tiene un enfoque positivo e innovador.

- Las siguientes preguntas son de carácter calificativo es decir permite dar una puntuación a la pregunta de acuerdo a la experiencia o conocimiento acerca del tema, teniendo la siguiente evaluación.
 - ✓ 1 = Ninguno
 - ✓ 2 = Bajo
 - ✓ 3 = Medio
 - ✓ 4 = Alto
 - ✓ 5 = Muy alto

Pregunta 6

¿Considera usted que al automatizar reconectores y cámaras de transformación, contribuimos a la creación de una SMART GRID?

Tabla 4-6: Pregunta 6

Calificación	Alternativa	Frecuencia	Porcentaje
No	1	0	0%
Bajo	2	3	20%
Medio	3	4	27%
Alto	4	6	40%
Muy alto	5	2	13%
Total		15	100%

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

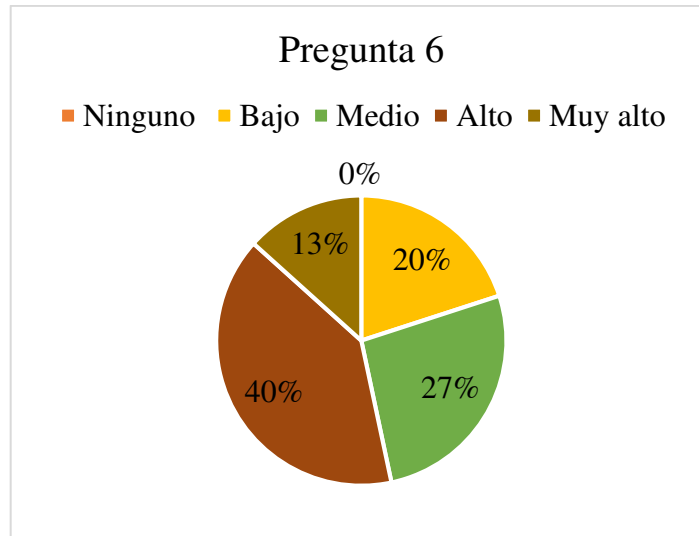


Fig. 4-6: Pregunta 6

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Análisis e Interpretación

En la Fig: 4-6 se muestra los resultados obtenidos donde del 100% de los encuestados, se halló que el 13% de las personas encuestadas consideran una muy buena idea que al automatizar reconectores y cámaras de transformación, contribuyen a la creación de una SMART GRID, así mismo el 40% considera que es una buena idea, obteniendo un enfoque positivo del 53 %, bastante considerable. Un 27% de la población considera que es una idea regular, obteniendo un enfoque neutro, y un 20% de los encuestados consideran que la idea es mala, teniendo un enfoque negativo.

Se puede cuantificar que la mayoría de encuestados está de acuerdo que la automatización de dispositivos de control como reconectores y cámaras de transformación aportan a las SMART GRIDS cuya principal característica es la gestión eficiente de la electricidad.

Pregunta 7

¿Considera que las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben implementar sistemas automatizados con miras a las SMART GRID?

Tabla 4-7: Pregunta 7

Calificacion	Alternativa	Frecuencia	Porcentaje
No	1	0	0%
Bajo	2	4	27%
Medio	3	4	27%
Alto	4	2	13%
Muy alto	5	5	33%
Total		15	100%

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

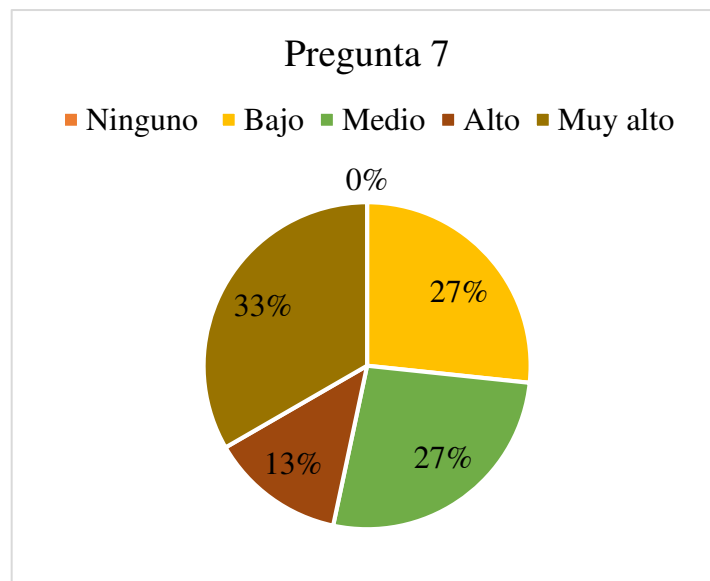


Fig. 4-7: Pregunta 7

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Análisis e Interpretación

En la Fig. 4-7 se muestra los resultados obtenidos donde del 100% de los encuestados, se determina que el 33% de las personas encuestadas consideran una muy buena idea que las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben implementar sistemas automatizados con miras a las SMART GRID, así mismo el 13% considera que es una buena idea, obteniendo un enfoque positivo del 46% bastante considerable. Un 27% de la población considera que es una idea regular, obteniendo un enfoque neutro, y un 27% de los encuestados consideran que la idea es Bajo, teniendo un enfoque negativo.

La mayoría de encuestados no está de acuerdo con la implementación de sistemas de automatización enfocadas a las SMART GRIDS por el costo que esto conllevaría

y porque el usuario final se vuelve un ente activo en la comunicación bidireccional en este tipo de red con artefactos con acceso a internet, cuyo servicio aún no es de total acceso para la población.

Pregunta 8

¿Conoce en que niveles de la red eléctrica se puede implementar sistemas automatizados?

Tabla 4-8: Pregunta 8

Calificación	Alternativa	Frecuencia	Porcentaje
Ninguno	1	1	7%
Bajo	2	2	13%
Medio	3	4	27%
Alto	4	5	33%
Muy alto	5	3	20%
Total		15	100%

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

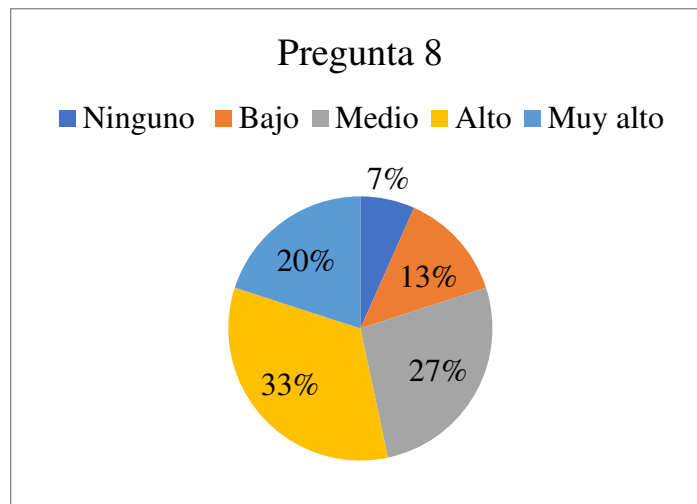


Fig. 4-8: Pregunta 8

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Análisis e Interpretación

En la Fig.: 4-8 se muestra los resultados obtenidos donde del 100% de los encuestados, se determina que el 20 % de las personas encuestadas tiene muy alto conocimiento acerca de los niveles de la red eléctrica en los que se puede implementar sistemas automatizados, así mismo el 33% tiene alto conocimiento

acerca del tema, obteniéndose un enfoque positivo del 53%. Un 27% tiene un rango medio de conocimiento acerca del tema, obteniendo un enfoque neutro, un 13% tiene bajo conocimiento acerca del tema y un 7% tiene un nivel nulo de conocimiento acerca del tema, teniendo un enfoque negativo del 20 % que no es muy considerable.

Un poco más de la mitad tiene conocimiento sobre el nivel de distribución de la red eléctrica en la que se puede implementar sistemas de automatización puesto que tiene experiencia manejando los equipos que se encuentran integrados para enviar el estado de las variables hacia el SCADA.

Pregunta 9

¿Al seguir implementando sistemas automatizados en las redes de energía eléctrica, se contribuirá para mejorar el servicio eléctrico hasta el usuario final?

Tabla 4-9: Pregunta 9

Calificacion	Alternativa	Frecuencia	Porcentaje
Ninguno	1	0	0%
Bajo	2	3	20%
Medio	3	4	27%
Alto	4	3	20%
Muy alto	5	5	33%
Total		15	100%

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

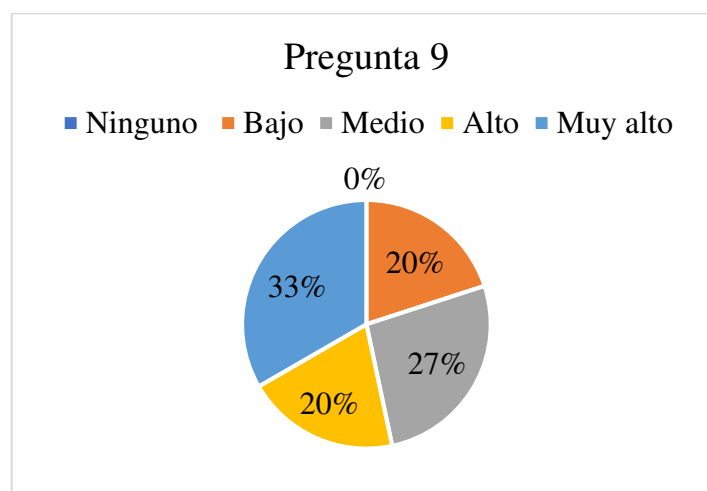


Fig. 4-9: Pregunta 9

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Análisis e Interpretación

En la Fig. 4-9 se muestra los resultados obtenidos donde del 100% de los encuestados, se determina que el 33% de las personas encuestadas consideran una muy buena idea que se debería seguir implementando sistemas automatizados en las redes de energía eléctrica ya que contribuirá para mejorar el servicio eléctrico hasta el usuario final, así mismo el 20% considera que es una buena idea, obteniéndose un enfoque positivo del 53% bastante considerable, un 27% de la población presenta una posición neutro, y un 20% de los encuestados consideran que la idea es no es buena.

La mayoría de encuestados está de acuerdo en que la automatización de redes de distribución eléctrica conlleva al mejoramiento de la calidad del servicio puesto que la reposición del servicio ante la presencia de alguna falla puede ser solucionada en menor tiempo sin que sea necesaria la movilización del personal técnico a menos que existan daños físicos en la red.

4.2. Verificación de la Hipótesis

4.2.1. Formulación de la Hipótesis

Principalmente, planteamos una hipótesis negativa (H_0) y una hipótesis positiva o alterna (H_1)

A continuación, se describe las hipótesis:

H1:

Una red de automatización con equipos reconectores y cámaras de transformación que forman parte de una red Telecontrolada, si permitirá cumplir con las características especificadas dentro de un SMART GRIDS.

H0:

Una red de automatización con equipos reconectores y cámaras de transformación que forman parte de una red Telecontrolada no permitirá cumplir con las características especificadas dentro de un SMART GRIDS.

4.2.2. Nivel de Significado

Para la investigación el nivel de significación escogido fue del 5% o 0,05 (95%).

4.2.3. Elección de la prueba estadística

Se escogió la prueba del chi cuadrado ya que sirve para someter a prueba las hipótesis que buscan identificar si es o no factible que “Una red de automatización con equipos reconectores y cámaras de transformación que forman parte de una red Telecontrolada permitirá o no cumplir con características especificadas dentro de un SMART GRIDS” referidas a distribuciones de frecuencias. En términos generales, esta prueba contrasta frecuencias observadas con las frecuencias esperadas de acuerdo con la hipótesis nula, para probar la asociación entre las dos variables utilizando una situación hipotética y datos simulados.

Para la comprobación de la hipótesis se eligió la prueba del Chi2 cuya fórmula es la siguiente:

$$\chi^2 = \frac{\sum(f_o - f_e)^2}{f_e} \quad (\text{Ecuación 4.1.})$$

Donde:

χ^2 = Chi Cuadrado

Σ = Sumatoria

f_o = Datos observados (Encuestas)

f_e = Datos esperados (Observación)

Al vincular dos preguntas de la encuesta para la verificación de la hipótesis se pudo observar las siguientes frecuencias de respuesta.

Pregunta 6

¿Considera usted que al automatizar reconectores y cámaras de transformación, se contribuye a la creación de una SMART GRID?

- 1. No
- 2. Bajo
- 3. Medio
- 4. Alto
- 5. Muy alto

Pregunta 7

¿Considera que las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben implementar sistemas automatizados con miras a las SMART GRID?

- 1. No
- 2. Bajo
- 3. Medio
- 4. Alto
- 5. Muy Alto

Tabla 4-10: Pregunta 2 Frecuencias de Preguntas 6 y 7

PREGUNTAS	ALTERNATIVAS					TOTAL		
	1	2	3	4	5			
¿Considera usted que al automatizar reconectores y cámaras de transformación, contribuimos a la creación de una SMART GRID?	0	3	4	6	2	15	F1	Filas
¿Considera que las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben implementar sistemas automatizados con miras a las SMART GRID?	0	4	4	2	5	15	F2	
Total	0	7	8	8	7	30		
	C1	C2	C3	C4	C5	Total		
		Columnas						

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

4.2.4. Valores observados

Tabla 4-11: Tabla de valores observados

0	3	4	6	2
0	4	4	2	5

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

4.2.5. Calculo de los valores esperados

Tabla 4-12: Tabla de valores esperados

A1	A2	A3	A4	A5
B1	B2	B3	B4	B5

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Valor esperado A1

$$A1 = \frac{C1(F1)}{T}$$

$$A1 = \frac{0(15)}{30}$$

$$A1 = 0$$

Valor esperado A2

$$A2 = \frac{C2(F1)}{T}$$

$$A2 = \frac{7(15)}{30}$$

$$A2 = 3,5$$

Valor esperado A3

$$A3 = \frac{C3(F1)}{T}$$

$$A3 = \frac{8(15)}{30}$$

$$A3 = 4$$

Valor esperado A4

$$A4 = \frac{C4(F1)}{T}$$

$$A4 = \frac{8(15)}{30}$$

$$A4 = 4$$

Valor esperado A5

$$A5 = \frac{C5(F1)}{T}$$

$$A5 = \frac{7(15)}{30}$$

$$A5 = 3,5$$

Valor esperado B1

$$B1 = \frac{C1(F2)}{T}$$

$$B1 = \frac{0(15)}{30}$$

$$B1 = 0$$

Valor esperado B2

$$B2 = \frac{C2(F2)}{T}$$

$$B2 = \frac{7(15)}{30}$$

$$B2 = 3,5$$

Valor esperado B3

$$B3 = \frac{C3(F2)}{T}$$

$$B3 = \frac{8(15)}{30}$$

$$B3 = 4$$

Valor esperado B4

$$B4 = \frac{C4F2}{T}$$

$$B4 = \frac{8(15)}{30}$$

$$B4 = 4$$

Valor esperado B5

$$B5 = \frac{C5(F2)}{T}$$

$$B5 = \frac{7(15)}{30}$$

$$B5 = 3,5$$

Presentación de Tabla valores esperados

Tabla 4-13: Valores esperados

A1	A2	A3	A4	A5
B1	B2	B3	B4	B5
0	3,5	4	4	3,5
0	3,5	4	4	3,5

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

4.2.6. Zona de Aceptación o Rechazo

Grados de Libertad

$$(gl) = (f - 1) (c - 1)$$

Dónde:

(gl) = Grado de Libertad

c = Columnas de la Tabla

f = Filas de la Tabla

Reemplazando

$$(gl) = (fila - 1)(columna - 1)$$

$$(gl) = (f - 1)(c - 1)$$

$$(gl) = (2 - 1)(5 - 1)$$

$$(gl) = (1)(4)$$

$$(gl) = 4$$

Nivel de significación del 5% o 0,05

El valor tabulado del Chi Cuadrado (χ^2) con 4 grados de libertad y un nivel de significación de 5% o 0,05 es de 9.4877 (Obtenido con la herramienta PQRS).

Zona de Aceptación y Rechazo:

$$\chi_{c2} = 9.4877$$

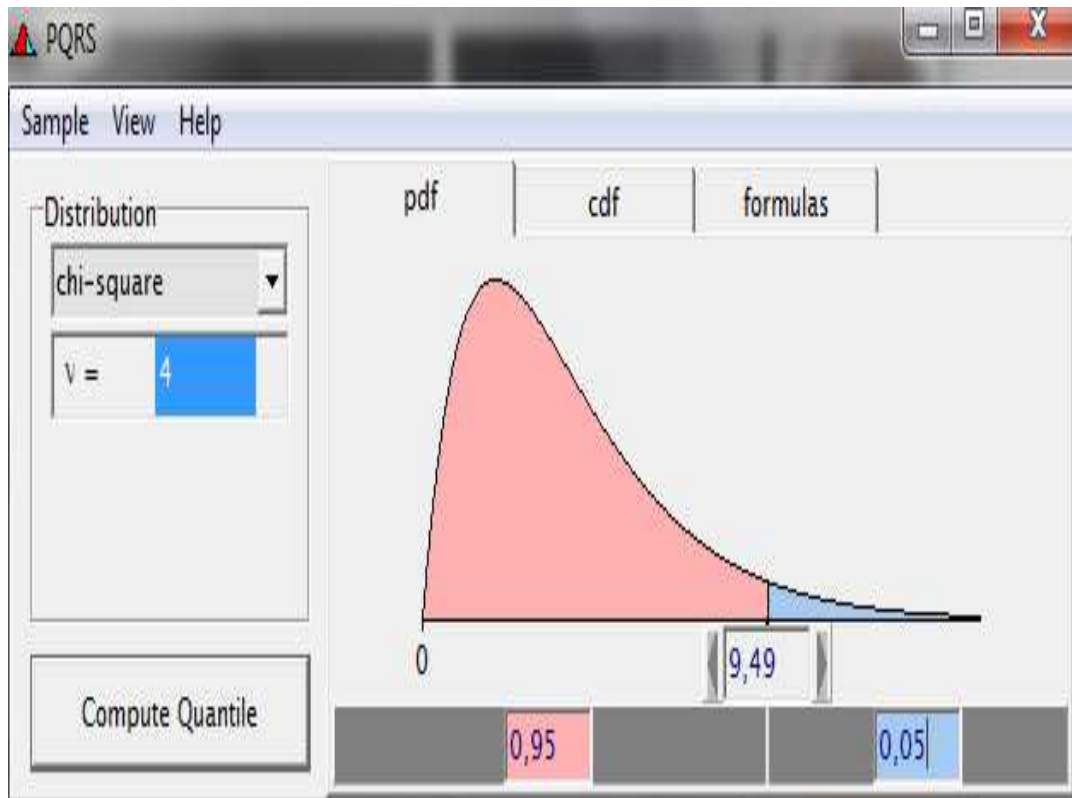


Fig. 4-10: Zona de aceptación y rechazo
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

En la Fig. 4-10 se puede visualizar el cálculo del chi – cuadrado, con un con 4 grados de libertad obtenido con la herramienta PQRS.

4.2.7. Cálculo Matemático

Con las frecuencias obtenidas y esperadas, se aplicó lo siguiente:

Tabla 6: Pregunta 2 Frecuencias de Preguntas 6 y 7

Tabla de valores observados

Tabla 4-14: Tabla de valores observados

0	3	4	6	2
0	4	4	2	5

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Tabla de valores esperados

Tabla 4-15: Tabla de valores esperados

0	3,5	4	4	3,5
0	3,5	4	4	3,5

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Calculo chi cuadrado

$$x^2 = \frac{\sum (fo - fe)^2}{fe}$$

$$x^2 = \frac{(0 - 0)^2}{0} + \frac{(3 - 3,5)^2}{3,5} + \frac{(4 - 4)^2}{4} + \frac{(6 - 4)^2}{4} + \frac{(2 - 3,5)^2}{3,5} + \frac{(0 - 0)^2}{0} \\ + \frac{(3 - 3,5)^2}{3,5} + \frac{(4 - 4)^2}{4} + \frac{(6 - 4)^2}{4} + \frac{(2 - 3,5)^2}{3,5}$$

$$x^2 = 0 + 0,0714 + 0 + 1 + 0,6428 + 0 + 0,0714 + 0 + 1 + 0,6428$$

$$\underline{\underline{x^2 = 3,4284}}$$

4.2.8. Decisión

El valor de $x_c^2 = 9,4877$ es mayor que $x^2 = 3,4284$ lo que nos indica que se encuentra en la zona de aceptación; en consecuencia, de conformidad a lo establecido en la regla de decisión, se admite la hipótesis H1 positiva o alterna planteada para esta investigación; es decir: Una red de automatización con equipos reconectores y cámaras de transformación que forman parte de una red Telecontrolada, **si** permitirá cumplir con las características especificadas dentro de un SMART GRIDS.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este capítulo después de las pruebas realizadas y los resultados obtenidos es posible extraer las conclusiones siguientes.

5.1. Conclusiones

- La red de automatización de los reconectores y cámaras de transformación permite la localización de fallas que pueden ser generadas por varios factores y realizar las maniobras necesarias para aislar la falla mediante un sistema de protección, para posteriormente reanudar el servicio en un tiempo inferior establecido por el ente regulador del servicio eléctrico.
- La arquitectura de red para el envío de información puede ser implementada por diferentes medios de transmisión lo cual va a depender directamente de la infraestructura actual que posee la EEQ y del costo que conlleva la integración de nuevos equipos que formaran parte de la red de automatización.
- Las RTU son equipos de alta disponibilidad que se encuentran en un nivel intermedio de la automatización. Reciben comandos enviados desde el SCADA para realizar modificaciones y transmiten la información de los dispositivos de campo, por lo mismo deberán ser seleccionados con excelentes características de desempeño y confiabilidad
- Para interoperabilidad entre equipos es muy importante la implementación de protocolos que permiten integrar de una forma abierta equipamiento de distintas marcas y de diferentes tipos. DNP3 se acoplan sin problemas a los requerimientos de otros protocolos de comunicación por lo que es fácilmente aplicable para desarrollo de sistemas SCADA.

- La diferencia entre las normas internacionales IEC 101 e IEC 104 es que este último es una extensión del primero que incluye la interfaz TCP/IP. No se puede tener un control sobre el tiempo que será necesario para el envío de un mensaje y su recepción en el destino. En el caso de IEC 104 el tiempo dependerá del camino que tome el paquete de datos en la arquitectura de red y la velocidad de conexión de los diferentes dispositivos que integran la red.

Del trabajo realizado se pueden extraer las recomendaciones siguientes:

5.2. Recomendaciones

- Para la implementación del sistema de automatización se requiere la información de los equipos que conforman la red de distribución con sus respectivos diagramas y arquitectura de red.
- Los diseños de los sistemas de comunicación deben tener su respectivo estudio de factibilidad que dependerá de la topografía y el desarrollo urbanístico en el lugar donde se plantea instalar los equipos.
- Las señales de los equipos de campo deben mantener una estructura establecida para ser subidos al SCADA para que no se genere alguna contradicción en el telecontrol desde el centro de control.
- Se recomienda el protocolo DNP3 que es ampliamente difundido en el sector eléctrico para la comunicación entre los equipos inteligentes y para la transmisión de la información obtenida de los dispositivos ubicados en campo.

En base a los resultados obtenidos se identifica que la intención del proyecto revela que es necesaria la migración a este tipo de sistemas ya que mejoran la gestión de dispositivos en campo con el objetivo de cumplir con las características especificadas dentro de un SMART GRID.

CAPITULO VI

6.1. Descripción del Sistema Eléctrico EEQ

6.1.1. Área de Servicio

La Empresa Eléctrica Quito distribuye su servicio en 15.157,76 km^2 del territorio nacional, que comprende a las siguientes provincias con sus respectivos cantones:

- Pichincha: Quito, Rumiñahui, Mejía, Pedro Vicente Maldonado, San Miguel de los Bancos, parte de Puerto Quito y Cayambe.
- Napo: Quijos y El Chaco.

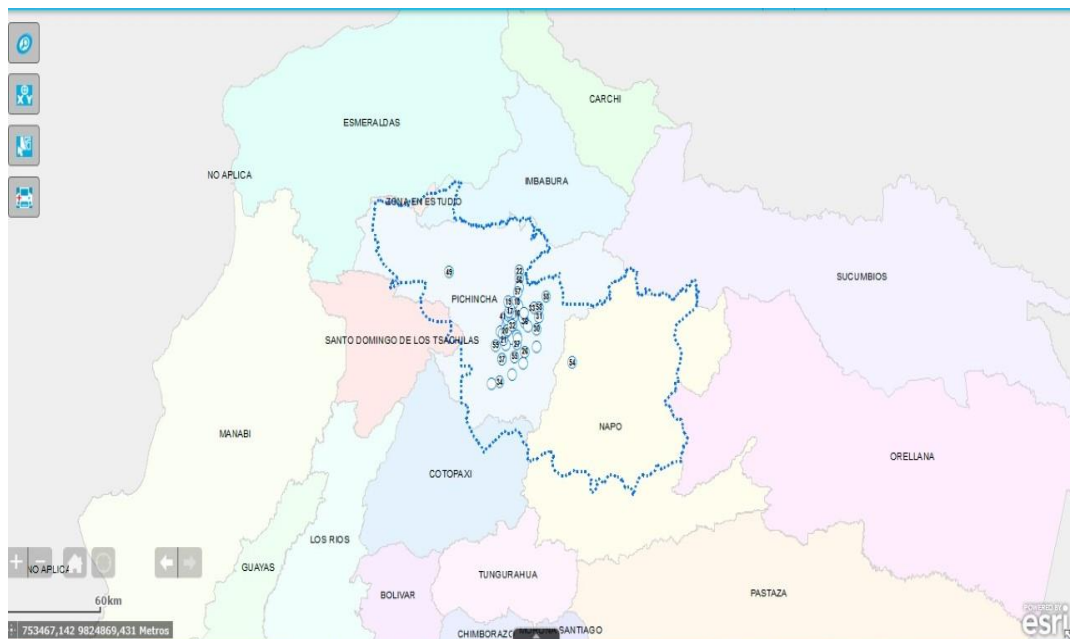


Fig. 6-1: Zona de Cobertura EEQ

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La zona de cobertura del Sistema Eléctrico EEQ que sirve como área de estudio se muestra en la Fig. 6-1.

6.1.2. Distribución Eléctrica

Para fomentar un servicio de calidad para los usuarios la Empresa cuenta con una generación eléctrica de 219,4 GWh conformado por 5 centrales de generación hidroeléctrica y 1 central térmica.

La subtransmisión es de 1.259 MVA con 40 subestaciones que consta de aproximadamente 700 kilómetros en líneas de subtransmisión de 46 kV y 138 kV.

Su distribución se realiza mediante 201 circuitos primarios. La red de medio voltaje tiene una longitud de 8.630 kilómetros; se encuentran instalados 39.724 transformadores de distribución y 2.679,93 MVA de capacidad instalada. Existe 9.924,51 kilómetros de redes de baja tensión. Se proporciona el alumbrado público para 265.910 luminarias con 1.943,40 kilómetros red mediante 1.064 transformadores con una capacidad de 26.615 kVA de alumbrado público exclusivo. La comercialización del servicio eléctrico tiene un registro 1.113.811 clientes regulados facturados que cubre a 3.067.274 habitantes y representa el 99,71% de cobertura; garantizando así un servicio eficiente, continuo y de calidad a los usuarios.

6.1.3. Organigrama

La estructura organizacional con el objetivo de lograr mayor articulación y coordinación en la implementación de proyectos interinstitucionales está conformada por una línea de mando desde la Gerencia General en correlación con las Gerencias a cargo de los Procesos Agregadores de Valor: Generación y Subtransmisión, Distribución, Comercialización, Proyectos Especiales en la Gestión de la Energía desde la Oferta y la Demanda, así como también con la Gerencia Administrativa Financiera y la Gerencia de Planificación a cargo de los Procesos de Apoyo.

En la siguiente etapa de mando se estructuran las unidades en función de su naturaleza y objetivos dentro de la Empresa y una actuación por zona acorde al ámbito geográfico, que se encuentra en proceso de reestructuración.

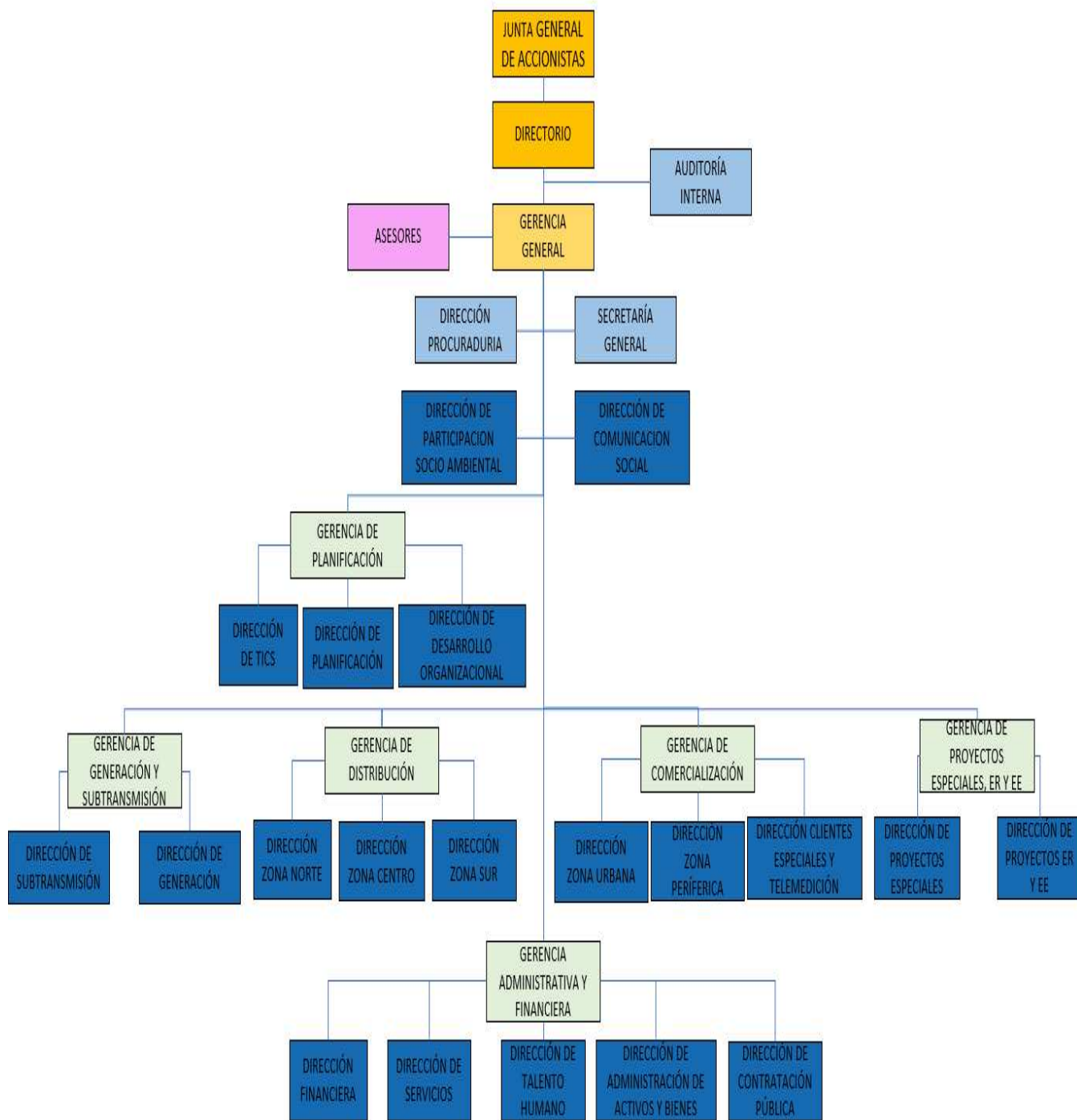


Fig. 6-2: Organigrama empresarial

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

El organigrama estructural de la EEQ se muestra en la Fig. 6-2, que consta desde la alta gerencia hasta la gerencia administrativa y financiera.

6.1.4. Accionistas

Actualmente la Empresa Eléctrica Quito presenta una distribución en la participación del paquete accionario, la misma que se muestra en la Tabla 6-1 :

Tabla 6-1: Distribución de acciones

ACCIONISTA	%
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	68.20
Municipio del Distrito Metropolitano de Quito	23.87
Honorable Consejo Provincial de Pichincha	6.88
Industriales y Comerciantes de Pichincha	0.96
Consejo Provincial del Napo	0.09

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

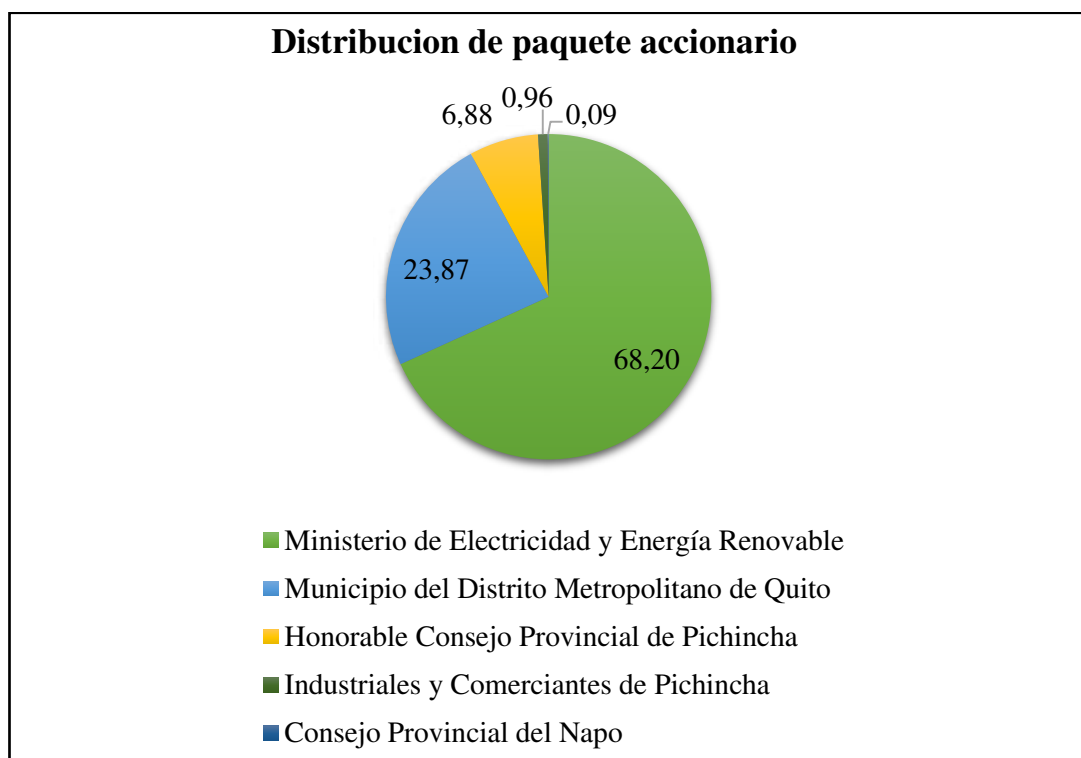


Fig. 6-3: Distribución de paquete accionario

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

6.1.5. Tecnologías de la información y Comunicación

A partir de la selección, conexión, alineamiento e integración de datos e información se elabora la medición y análisis del desempeño organizacional de la EEQ, tareas que se respaldan en un Sistema Integrado de Información - SII, el mismo que se distingue por un manejo en tres niveles:

- Para el soporte de la gestión diaria, sistemas transaccionales, que sirven de apoyo con información detallada de carácter: técnico, operativo, administrativo y financiero.
- Con fines analíticos para la toma de decisiones, Sistemas de Gestión, que ayudan a obtener información consolidada y estadística referente a los resultados de los procesos.
- Para reportar los resultados de los indicadores, Sistemas Estratégicos, los mismos que admiten el monitoreo de la gestión de la organización, así como los procesos para creación de valor y apoyo.

El mejoramiento administrativo y tecnológico de los procesos es perseguido por la innovación tecnológica, siempre enmarcado en una estrategia de desarrollo e investigación para el sector eléctrico. Con la política institucional de innovar y tecnificar y en su cumplimiento, se minimiza el impacto ambiental, y con ello se impulsa a cambios tecnológicos que admitan una generación sostenible y limpia; un uso de mayor responsabilidad de la electricidad, una comercialización, distribución, subtransmisión de menor impacto para el ambiente.

Para la EEQ, la innovación de tecnología es indispensable para alcanzar la satisfacción de los usuarios, cumplir con las exigencias de los Grupos de Actores externos e internos, y dar respuesta a las exigencias de los escenarios modernos, por medio de iniciativas para aumentar la eficacia y eficiencia y la calidad del servicio eléctrico.

6.1.6. Políticas de la Institución

Dentro de las políticas establecidas se plantea cumplir los objetivos orientados al buen vivir cumpliendo con la dotación de un servicio eléctrico bajo las mejores condiciones. También se plantea la innovación para nuevos tipos de generación eléctrica para disminuir el impacto ambiental promoviendo la investigación y el desarrollo del Talento Humano.

Otro aspecto importante es la administración ética y responsable de los recursos naturales y el fomento a una cultura de planificación, evaluación y rendición de cuentas.

6.2. Antecedentes de la Propuesta

La calidad del servicio distribuido a los clientes se ve reflejada directamente en el tiempo de reposición del servicio eléctrico ante un fallo en la red. Teniendo como objetivo la mejora de este parámetro, para lo cual fueron analizados las desconexiones mayores a 3 minutos de los alimentadores de la Subestación Tababela, tomada como ejemplo, puesto que la arquitectura es la misma para todas las subestaciones, en un período establecido entre 2012-2016, los resultados se pueden observar en las siguientes gráficas:

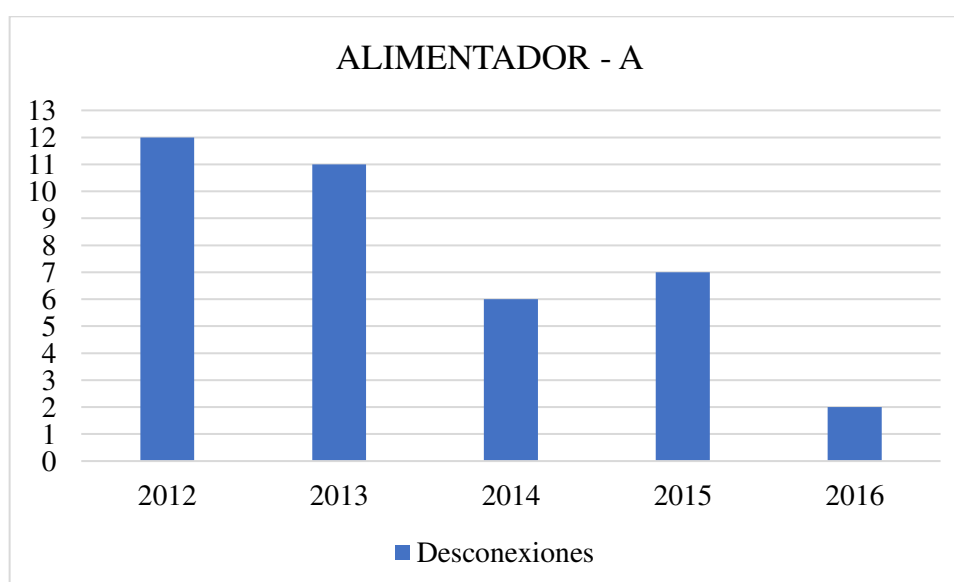


Fig. 6-4: Desconexiones alimentador A SE Tababela

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

En la Fig. 6-4 se muestra la cantidad de desconexiones totales en cada año desde el 2012 hasta el 2016 que se generaron en la Sub Estación Tababela, alimentador A

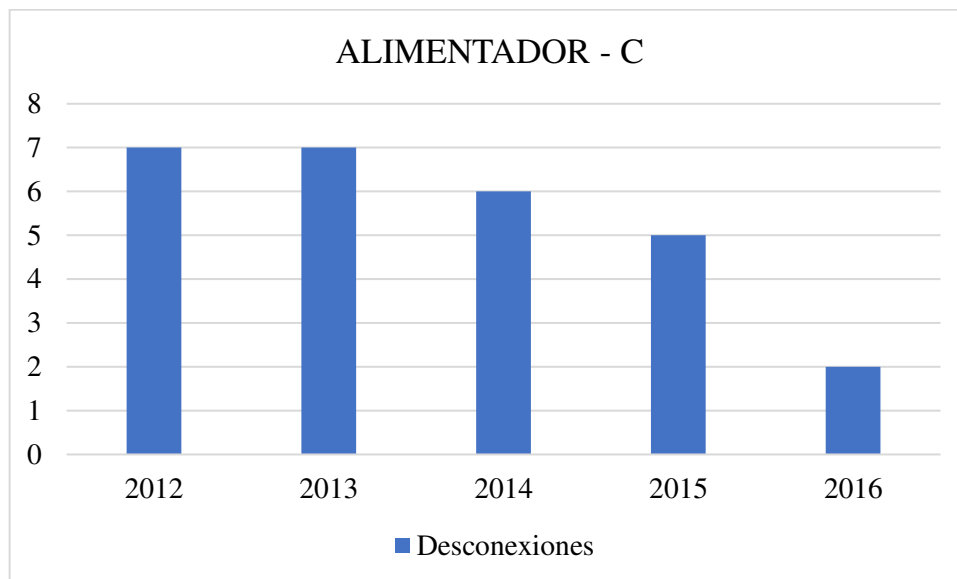


Fig. 6-5: Desconexiones alimentador C SE Tababela
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

En la Fig. 6-5 se muestra la cantidad de desconexiones totales en cada año desde el 2012 hasta el 2016 que se generaron en la Sub Estación Tababela, alimentador C

El alimentador A ha sufrido 38 desconexiones mayores a 3 minutos, las cuales han sido originadas a nivel de distribución y de subtransmisión, con un promedio de corte del fluido eléctrico de 1 hora y 4 minutos por desconexión, mientras que el alimentador C ha sido expuesto a 27 desconexiones, de igual manera, originada tanto en distribución y subtransmisión, con un corte eléctrico de 1 hora y 3 minutos por desconexión, estos lapsos en ambos casos se ocasionan por los excesivos tiempos de reposición del servicio en las zonas sin falla, ya que al ocurrir la falla queda deshabilitada de la red la porción fallada aguas abajo del reconectador, lo que requiere un procedimiento manual para aislar la zona de la falla y realizar una interconexión que funcione como puente,

6.3. Justificación de la propuesta

Conociendo el tiempo de reposición del fluido eléctrico ante un fallo en la red, es necesario considerar la automatización de los reconectores y cámaras de transformación de las redes de distribución, con el objetivo de brindar un servicio

de calidad. En el Plan Estratégico Institucional de la Empresa Eléctrica Quito 2014-2023 se plantea como objetivo primordial el incremento de la calidad del servicio público de electricidad en su área de servicio estableciendo metas, considerando los siguientes indicadores importantes como se muestra en la Tabla 6-2:

Tabla 6-2: Indicadores Calidad de Servicio

OBJETIVO ESTRATEGICO INSTITUCIONAL	INDICADOR	LINEA BASE	META	UNIDADES
Incrementar la calidad del servicio público de electricidad a la ciudadanía en el área de servicio.	TTIK	6,17	5,20	Horas
	FMIK	5,86	5,70	Veces

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

El Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado (TTIK), expresado en horas por kVA se plantea disminuir a 5.20 horas, mientras que la Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado (FMIK), expresada en fallas por kVA tiene como meta reducir su índice a 5.70 veces.

Mediante la automatización de los reconectadores integrados al SCADA se considera posible cumplir con las metas de los índices de la calidad del servicio. Se obtiene así la dotación del servicio eléctrico en las mejores condiciones de eficiencia, continuidad y calidad, sustentada en una gestión orientada al buen vivir y a la sostenibilidad institucional. Adicionalmente se contribuye al cambio de la matriz energética mediante los importantes esfuerzos del sector eléctrico que, conjuntamente con la integración de alta tecnología, garantiza la gestión eficiente de la electricidad y el incremento de los índices para el ahorro energético (SMART GRIDS).

6.4. Jerarquía de control

La automatización de un sistema eléctrico está conformada por diferentes capas compuestas de los diferentes elementos que conforman la generación y distribución de la energía eléctrica (generación, transmisión, distribución y clientes).

El SCADA es el encargado de administrar los dispositivos primarios a ser operados mediante el intercambio de comunicación mediante protocolos que cumplen las normas para subestaciones y todo lo que se refiere al telecontrol dentro de sistemas

eléctricos cuya interfaz de comunicación son RTU que pasarían a ser equipos intermediarios en esta jerarquía.

El control puede estar distribuido o consolidado en un solo centro. Con los avances de la tecnología y las comunicaciones han facilitado a las empresas que operan en una gran extensión geográfica para que puedan consolidar sus centros de control distribuido en una sola central de operación desde donde se establecen lógicas para la reconfiguración de los reconectores antes fallas. Esto pretende conseguir la máxima optimización de la red de distribución de energía eléctrica dando inicio a las Smart Grids.

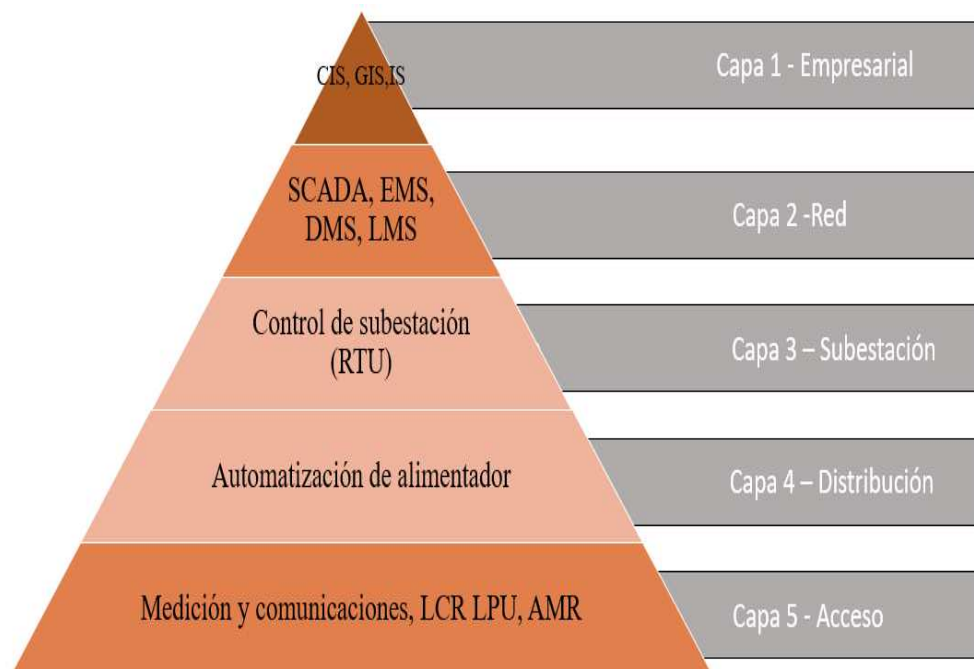


Fig. 6-6: Jerarquía de control distribuido
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La jerarquía de control distribuido consta de cinco niveles como se muestra en la Fig. 6-6 desde la base que es la medición y comunicación hasta la cima que está compuesto por los sistemas CIS, GIS, IS.

Capa 1 - Empresarial: Este es el nivel más alto de la jerarquía, esta hace referencia a todos los sistemas empresariales de las tecnologías de la información (IT), administración de activos y comerciales: CIS, GIS, etc.

Capa2 – Red: En esta capa se definen los sistemas que permiten a las empresas de servicios recopilar, almacenar y analizar datos de cientos de miles de puntos de datos en redes, realicen modelos de redes, simulando operaciones eléctricas, detectando fallas, anticipando cortes de servicio.

Capa3 – Subestación: Detalla el control de todos los dispositivos dentro de la subestación integrados por una interfaz de comunicación.

Capa4 – Distribución: Se especifica los sistemas de alimentadores de media tensión relacionados directamente con el control en tiempo real mediante el telecontrol o automatización local de todos los dispositivos aguas abajo de las subestaciones primarias.

Capa 5 – Acceso: Es la capa más baja de la jerarquía de control en donde interviene el cliente como elemento principal, está vinculada directamente con el lado de la demanda del servicio.

6.5. Acceso

Los adelantos tecnológicos recientes en los medios de comunicación, protocolos, tecnología de redes, dispositivos de computación y equipos de subestaciones eléctricas han presentado nuevas oportunidades para empresas de servicios públicos y privados para mejorar sus sistemas eléctricos, las operaciones y la automatización de procesos de subestaciones eléctricas de generación, transmisión y distribución.

Un área de desarrollo importante son las aplicaciones de las comunicaciones entre las subestaciones y los centros de control remotos, tales como:

- SCADA.
- Video (para la seguridad física o equipos de vigilancia).
- Puntos de acceso de datos móviles.
- Voz sobre IP.
- Configuración remota de relevadores, sistemas de control (SCADA) y medidores multifunción.
- Recuperación de información de fallas eléctricas.
- Gestión de la red de comunicaciones.

- La seguridad de acceso físico como lectores de tarjetas.
- Enlace de comunicaciones entre equipos que protegen líneas de transmisión y distribución para el aislamiento de fallas o para realizar funciones de automatización en arreglo de anillos eléctricos en sistemas de distribución.
- Acceso remoto desde la subestación a servidores centrales.

6.5.1. Protocolos de comunicación

Las subestaciones tienen una amplia variedad de aplicaciones, que suelen incluir múltiples protocolos de capas, como una aplicación de transferencia de archivos mediante FTP, aplicaciones de conexión a través de TCP / IP, o una aplicación de conexión mediante el protocolo UDP / IP, todo a través de Ethernet.

Entre los protocolos de comunicación que se usan en la actualidad en una subestación eléctrica tenemos:

- TCP, UDP (User Datagram Protocol), IP, Ethernet.
- DNP3 y DNP3 sobre IP.
- IEC 61850.
- SNMP.
- FTP.
- Formatos de archivo COMTRADE (con el protocolo que tiene la capacidad de transferencia de archivos).
- HTTP.

Dos estándares de comunicación importantes que tienen una posición única en la industria son IEC 61850 y DNP3.

DNP3

Es un protocolo abierto de SCADA que trabaja en interfaces serie RS232 y RS485 incluyendo el medio de fibra óptica, como en configuraciones en arquitectura estrella. También opera a través de redes IP y Ethernet, y se refiere a menudo como DNP3 sobre IP. El protocolo DNP3 sobre redes seriales no se ha modificado en su contenido cuando se pasa a través de redes IP, sino sólo el funcionamiento del transporte de los datos. Esto permite una mezcla de la herencia de los dispositivos

de protocolos seriales y DNP3 a través de dispositivos de protocolos IP que coexisten en la misma red. Esta flexibilidad significa que los usuarios no tendrán que comprar nuevos dispositivos cuando se migra de redes seriales a redes Ethernet.

Este protocolo admite la sincronización de tiempo, así como fecha y hora de los eventos cuando se producen. La retención de eventos es posible mediante el uso de una memoria de eventos para cada punto de datos que está configurada para reportar eventos con estampa de tiempo. Es posible que cada cambio de estado se indique con una marca de tiempo del momento en que ocurrió. Algunas de otras características importantes DNP3 son:

- Envío y recepción de información de estado acerca de los dispositivos (entrada binaria).
- Envío y recepción de información analógica (entradas analógicas).
- Envío y recepción de información de acumuladores (contadores).
- Envío y recepción de los puntos de ajuste (salidas analógicas).
- Envío y recepción de los controles (salidas binarias).
- Sincronización de tiempo.
- Informe de datos estáticos (valor actual) y los datos del evento (con o sin una marca de tiempo).
- La presentación de datos acaba de cambiar para ahorrar el ancho de banda de las comunicaciones.
- Presentación de datos no solicitados.
- Transferencia de archivos.
- Índice en la base de datos no normalizada, (La base de datos de los equipos pueden tener el mapeo que sea requerido por el centro de control).

Este protocolo es ampliamente utilizado en sistemas eléctricos, en donde las estampas y sincronizaciones de tiempo, como el hecho de que un esclavo transmita información sin ser solicitada, son fundamentales al momento de analizar fallas y sincronizar el accionamiento de todos los dispositivos. Por esta misma razón, los dispositivos usados en estas aplicaciones, como relays de protección, reconectores, etc, en general, incluyen este protocolo como estándar.

Tabla 6-3: Diferencias del protocolo DNP respecto a otros protocolos convencionales

Diferencias entre DNP y otros protocolos convencionales				
Características	DNP	Modbus RTU	MMS/UCA 2.0	IEC 60870-5-T101
OSI 3-modelo de capas	√	x	√	√
Usuarios	>500	1000	<100	100
Diseñado para ambientes utilities	√	x	√	√
Grupo de usuarios y Comité técnico	√	x	x	x
Control de revisión en documentación final	√	x	√	√
Documentación definida de test del protocolo	√	x	x	x
Programas independientes de verificación del protocolo	√	x	x	x
Migración a arquitecturas avanzadas	√	x	√	√
Sincronización de tiempo y estampa de tiempo	√	x	√	√
Maestros múltiples y operación peer-to-peer	Limitado	x	√	x
Esclavos no solicitados que no necesitan ser encuestados	√	x	√	x
Segmentación de mensajes	√	x	√	x
Transferencia de archivos segura	√	x	√	√
Mensajes generales (broadcast)	√	x	√	√
Objetos de datos definidos por usuario	√	x	√	x

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

El protocolo DNP3 posee varias ventajas con respecto a los otros protocolos (Tabla 6-3), como el número de dispositivos con direcciones diferentes que soporta en un mismo enlace pueden ser 65000. Realiza la segmentación de los mensajes en múltiples tramas para garantizar una excelente detección de errores y recuperación de tramas con errores. DNP3 al estar basado en los requerimientos de IEC 870-5, es usable en aplicaciones SCADAs. Esto incluye comunicación entre RTU e IED, maestro a remoto (esclavo), peer to peer y aplicaciones de red. También varios fabricantes de servidores de comunicación OPC, como Kepware, han desarrollado drivers para los dispositivos que disponen de este protocolo con el objeto de integrarlos a las aplicaciones SCADAs.

6.5.2. Infraestructura de comunicación

La infraestructura del EEQ para la comunicación de los equipos de campo como reconectores y cámaras de transformación que se encuentran ubicadas en las diferentes subestaciones que conforman toda la red de distribución se muestran en las figuras Fig. 6-7 y 6-8, detallando los radio enlaces y la infraestructura de fibra óptica que actualmente posee la EEQ. Esta infraestructura tecnológica es necesaria para la automatización de la red de distribución que forma parte de la implementación de las Smart Grids.

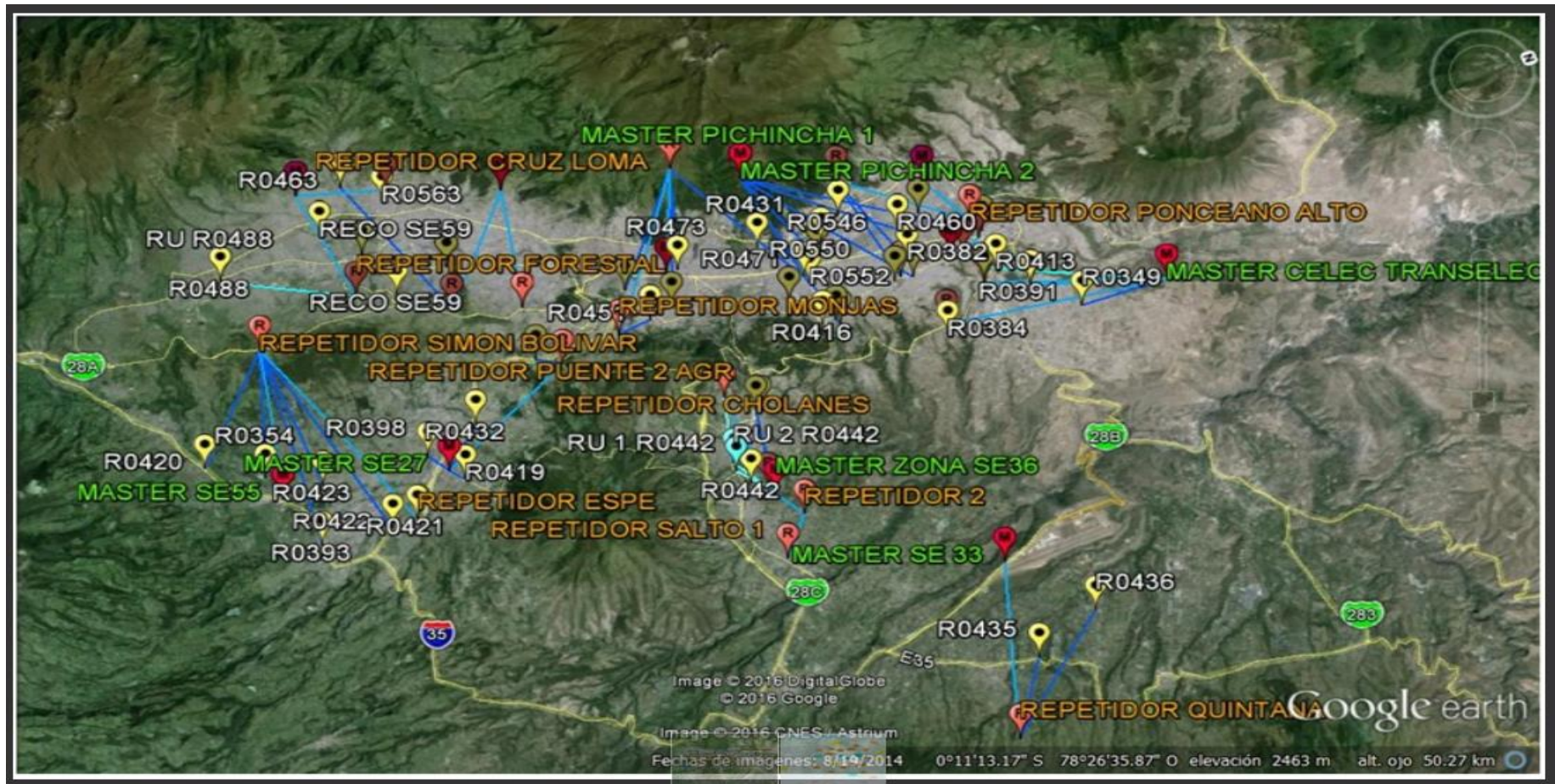


Fig. 6-7: Radio enlaces existentes en la EEQ

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

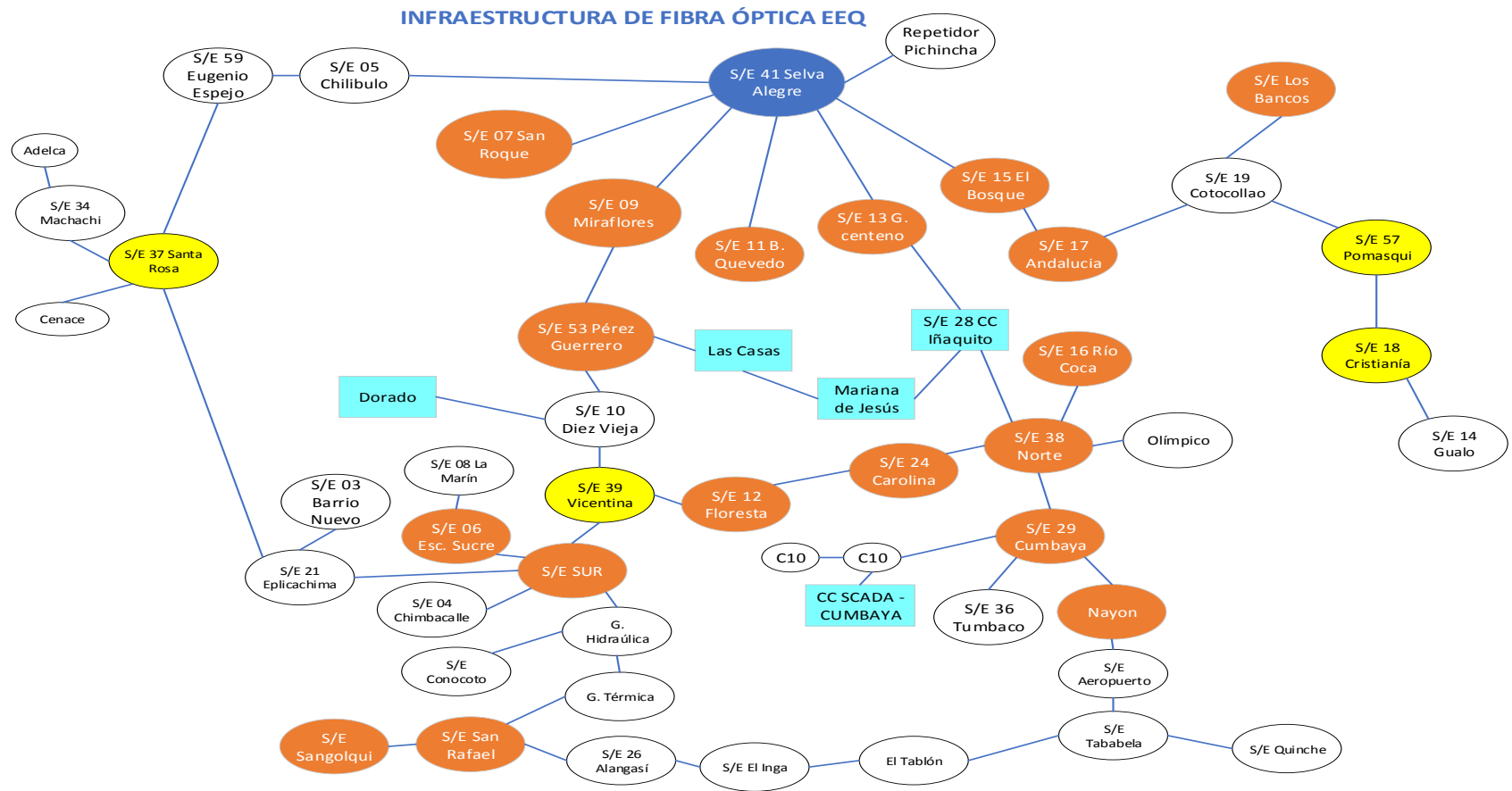


Fig. 6-8: Infraestructura de fibra óptica EEQ

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Dentro del proyecto se contempla un sistema de comunicaciones inalámbrica de banda ancha, cuya arquitectura exige aislar dos segmentos de red bien definidos, como son los enlaces entre radio bases, radio bases y suscriptores (reconectores) y radio bases con subestaciones, como se detalla en la Fig. 6-9.

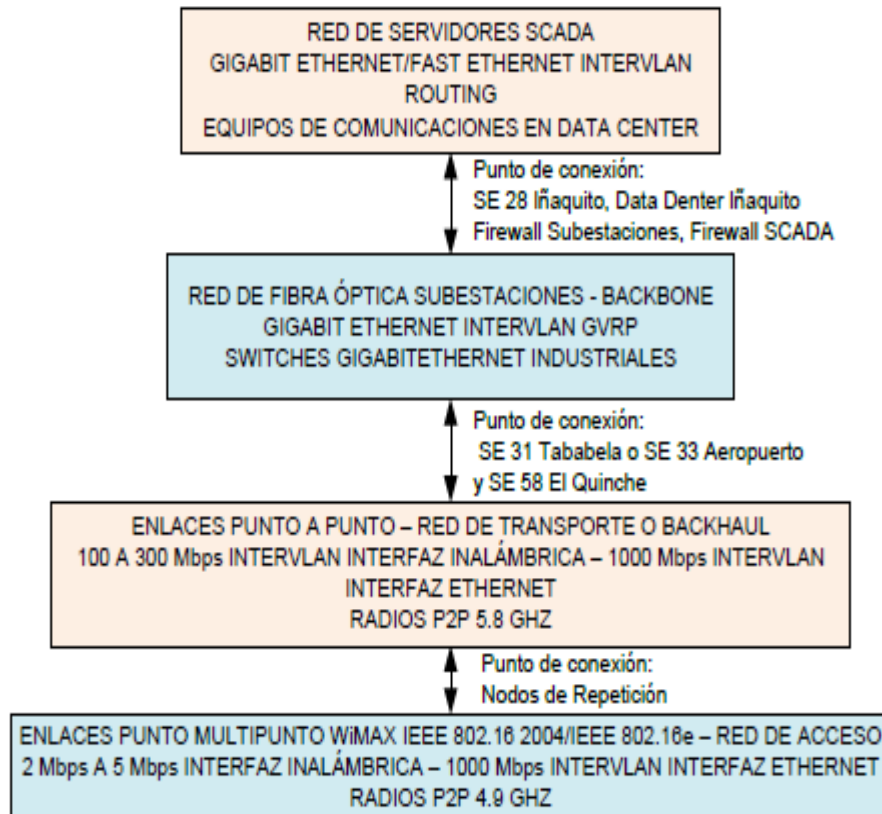


Fig. 6-9: Niveles de red Subestación Tababela
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Definidos los niveles de red, se diseña la arquitectura, que de forma general queda establecida de la siguiente forma como se muestra en la Fig. 6-10.

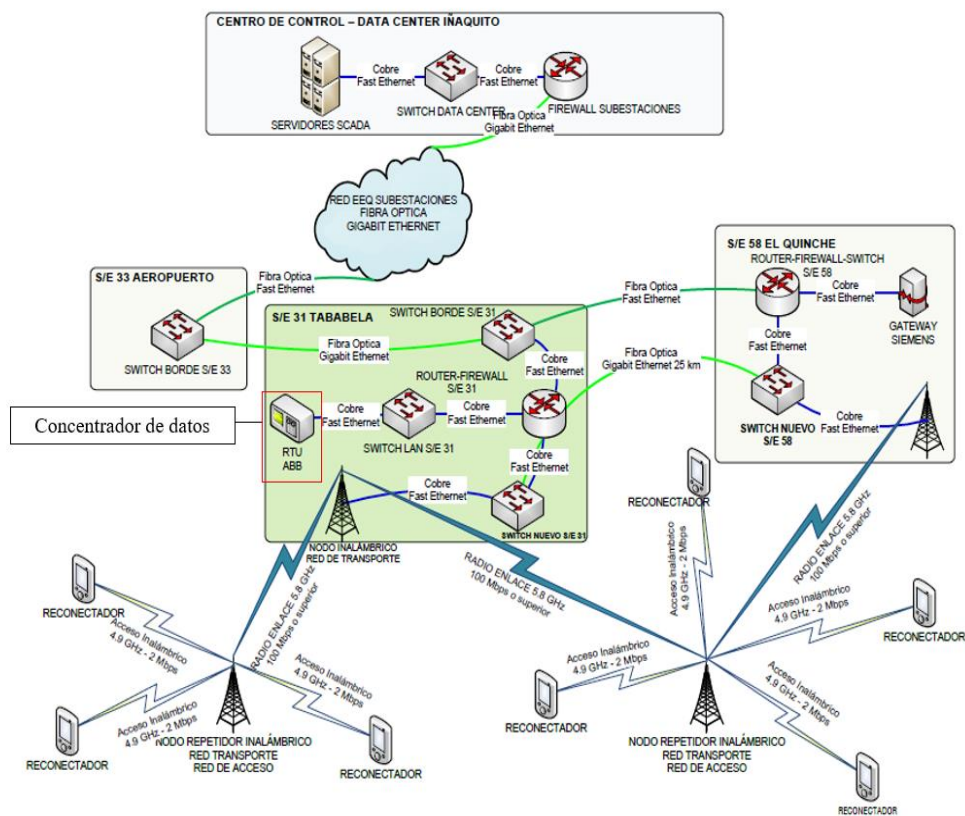


Fig. 6-10: Diagrama de la arquitectura de la red de los reconectores

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La arquitectura del sistema de monitoreo y control de la red de distribución es centralizada, cuya información se obtiene compactada a través del concentrador de datos. Este elemento es muy importante puesto que es la interfaz de comunicación entre el SCADA y los equipos del alimentador. El concentrador gestiona los datos convirtiéndose en maestro frente a los equipos de campo, que son los esclavos. Al mismo tiempo, este actúa como esclavo para enviar la información al SCADA. Se manejan diferentes protocolos de comunicación en cada transferencia de datos, el concentrador se comunica con los reconectores a través del protocolo DNP3, para posteriormente ser mapeado al protocolo IEC60870-5-104 sobre TCP/IP utilizado por el sistema SCADA. Se tiene un Gateway para la traducción de los diferentes protocolos. Este tipo de gestión de información realizado por el concentrador de datos disminuye la carga de tráfico de información al SCADA puesto que en vez

de consultar a varios equipos se enfoca a un solo elemento, el concentrador de datos, que administra la información de todos los elementos de campo.

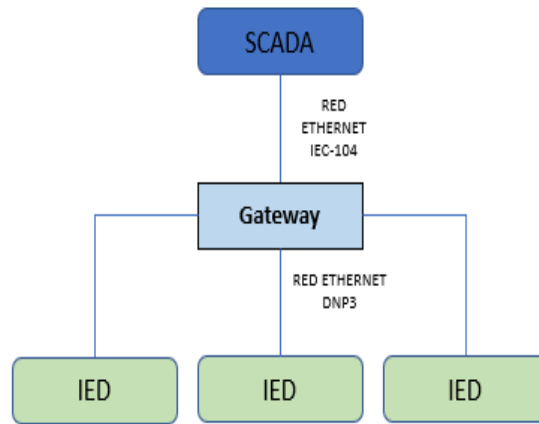


Fig. 6-11: Arquitectura simplificada reconvertidores
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La arquitectura simplificada de reconvertidores está compuesta de la siguiente manera sistema SCADA, Gateway e IED mediante una red ethernet como se muestra en la Fig. 6-11.

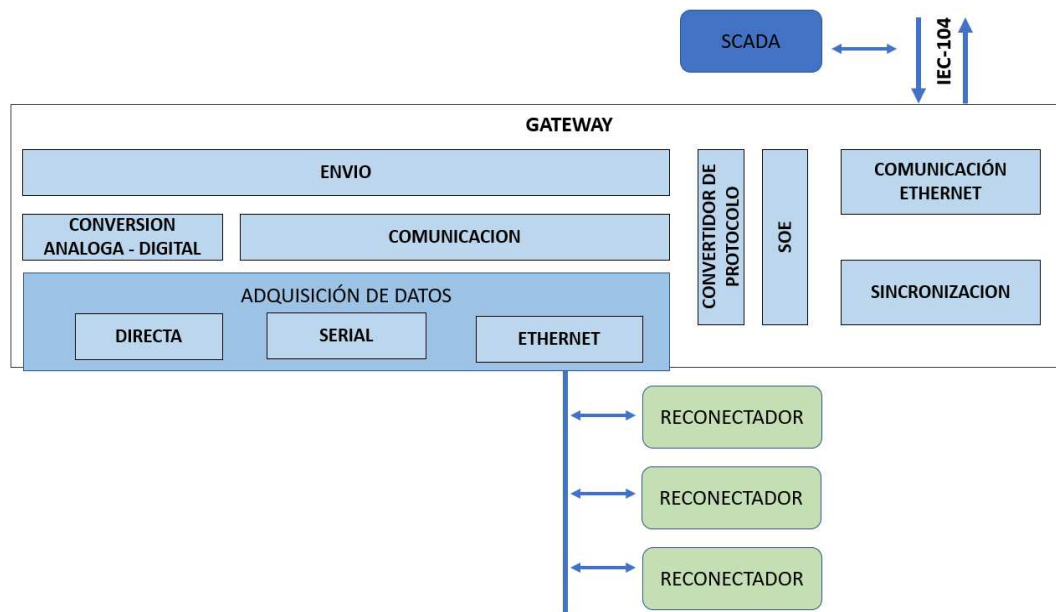


Fig. 6-12: Arquitectura detallada reconvertidores
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

En la Fig. 6-12. se muestra la arquitectura detallada de reconvertidores.

El sistema de comunicación entre los reconectores y el concentrador no especifica un tipo en especial permitiendo el envío de información por diferentes medios siempre y cuando la información tenga un formato TCP/IP.

Las cámaras de transformación de igual manera cuentan con una arquitectura de comunicación para el telecontrol, según sus equipos internos se los clasifica en aquellas que tienen una Unidad Terminal Remota (RTU) y dispositivos electrónicos inteligentes (IED), y en aquellas donde las cámaras de transformación exclusivamente disponen de dispositivos electrónicos inteligentes (IED).

En la Fig. 6-13 se muestra el diagrama de arquitectura de la red de las cámaras de transformación que poseen una Unidad Terminal Remota (RTU) y dispositivos electrónicos inteligentes (IED).

Para las cámaras de transformación que incluyen dentro de su diseño una RTU, sus celdas de seccionamiento de media tensión disponen de un IED que se comunican mediante un bus serial utilizando protocolos propietarios de la RTU como Modbus, IEC-101, DNP3, entre otros. De igual manera, la RTU posee físicamente entradas y salidas que pueden ser analógicas o digitales, con las cuales se adquiere directamente de las señales provenientes de los equipos de campo. La RTU se encarga de gestionar la información que será enviada al SCADA mediante el protocolo IEC -104 a través de la infraestructura de comunicación definida.

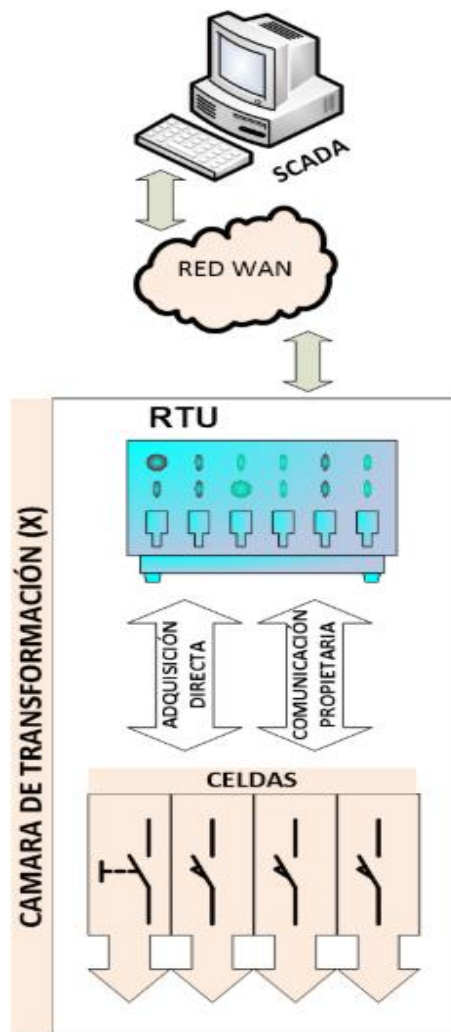


Fig. 6-14: Diagrama de comunicación de las cámaras de transformación con RTU incluida

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

El diagrama de comunicación de las cámaras de transformación con RTU incluida se muestra en la Fig. 6.14, donde consta el sistema SCADA y el RTU comunicada mediante una red WAN.

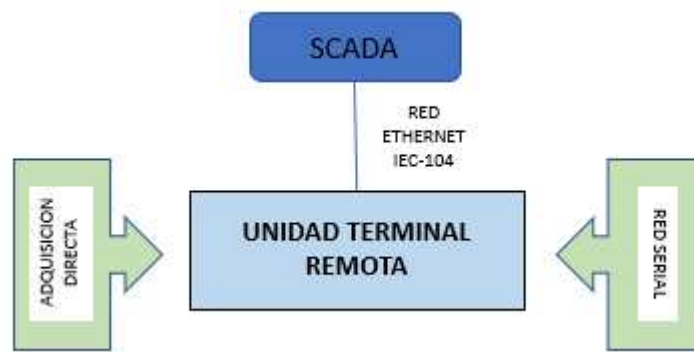


Fig. 6-15: Arquitectura simplificada cámaras de transformación

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

En la Fig. 6.15 se muestra la arquitectura simplificada de cámaras de transformación, pues consta de un sistema SCADA, la Unidad Terminal Remota y una interrelación con red serial y adquisición directa de datos.

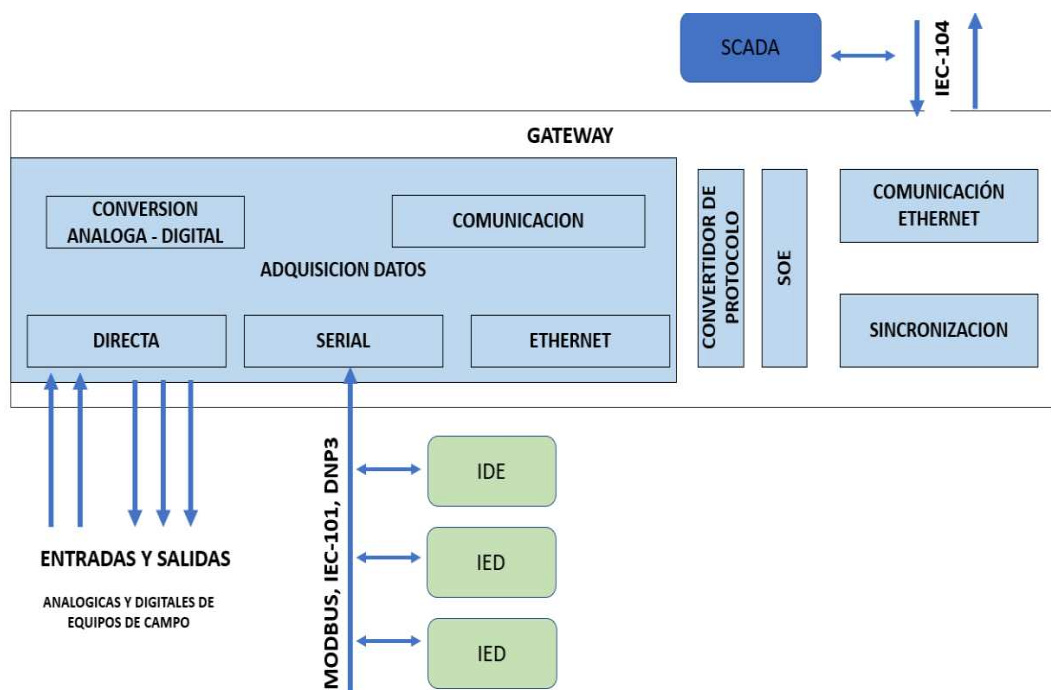


Fig. 6-16: Arquitectura detallada cámaras de transformación

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La arquitectura detallada de las cámaras de transformación se muestra en la Fig. 6-16, donde se amplía su composición y elementos de forma más detallada.

Por otro lado, las cámaras de transformación en cuyos diseños no se encuentra disponible una RTU, los IEDs ubicados en cada celda de seccionamiento poseen comunicación serial que es convertida mediante un conversor Serial-Ethernet para comunicarse a un Switch, para luego, por medio de la fibra óptica, conectarse con una cámara de transformación cercana que posea una RTU como se muestra en la Fig.6-17. Esta concentra la información de sus celdas de seccionamiento y de todas las celdas del resto de cámaras que no poseen una RTU. La información gestionada por la RTU es enviada hacia el SCADA mediante el protocolo de comunicaciones antes mencionado (IEC -104).

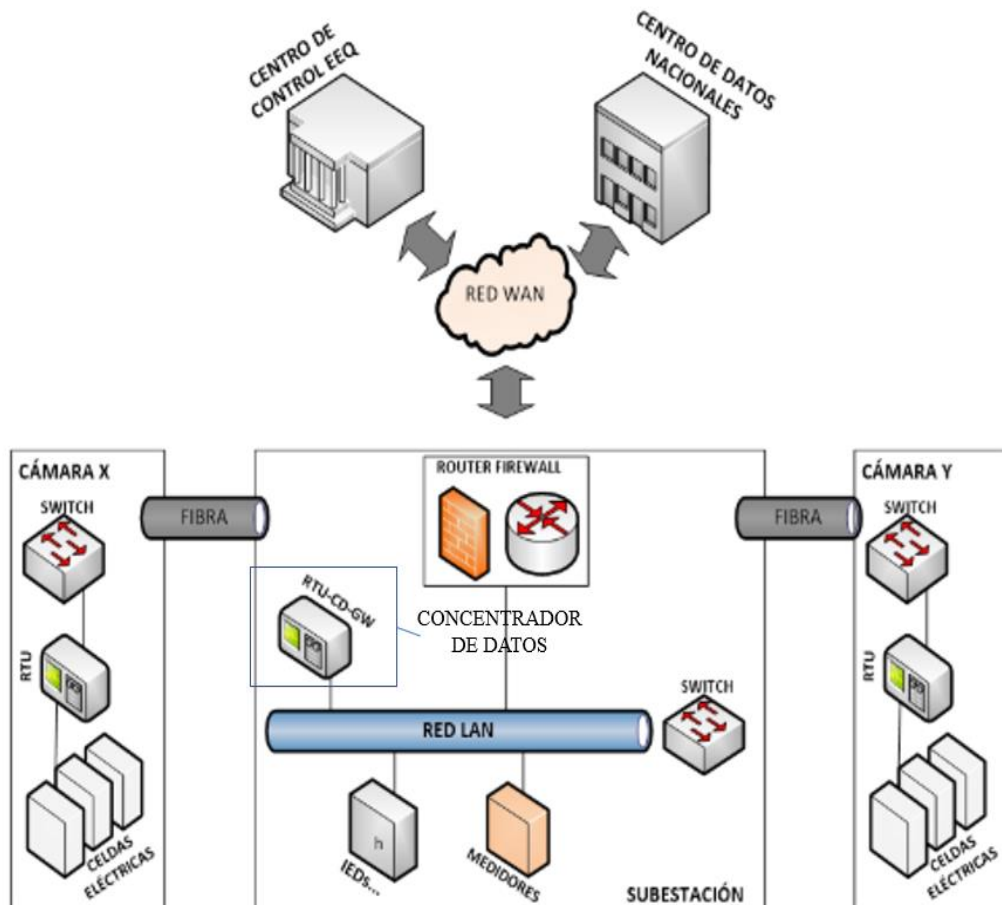


Fig. 6-17: Diagrama de comunicación de las cámaras de transformación sin RTU incluida

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La Fig. 6-18 muestra un reconectador tele controlado instalado sobre un alimentador urbano. Se encuentra instalado conjuntamente con su sistema de comunicaciones que permite el intercambio de información con el SCADA a través del concentrador de datos. Este diseño es replicado para todos los equipos que se encuentra ubicados en la red. El sistema de comunicaciones posee un radio OFDM a 5,8Ghz.



Fig. 6-18: Reconectador R0449 con su sistema de comunicación

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La arquitectura planteada prevé en el futuro la integración de nuevos equipos que formarán parte de la automatización de reconectadores, por lo tanto, es escalable en su arquitectura de comunicación. Para cumplir con estos requerimientos se tiene un nodo suscriptor que permite la interconexión de los reconectadores a través de un nodo master, ubicado en la subestación más cercana, permitiendo así la comunicación en tiempo real hacia el Sistema SCADA. En la Fig. 6-19 se muestra el diagrama lógico de comunicación inalámbrica.

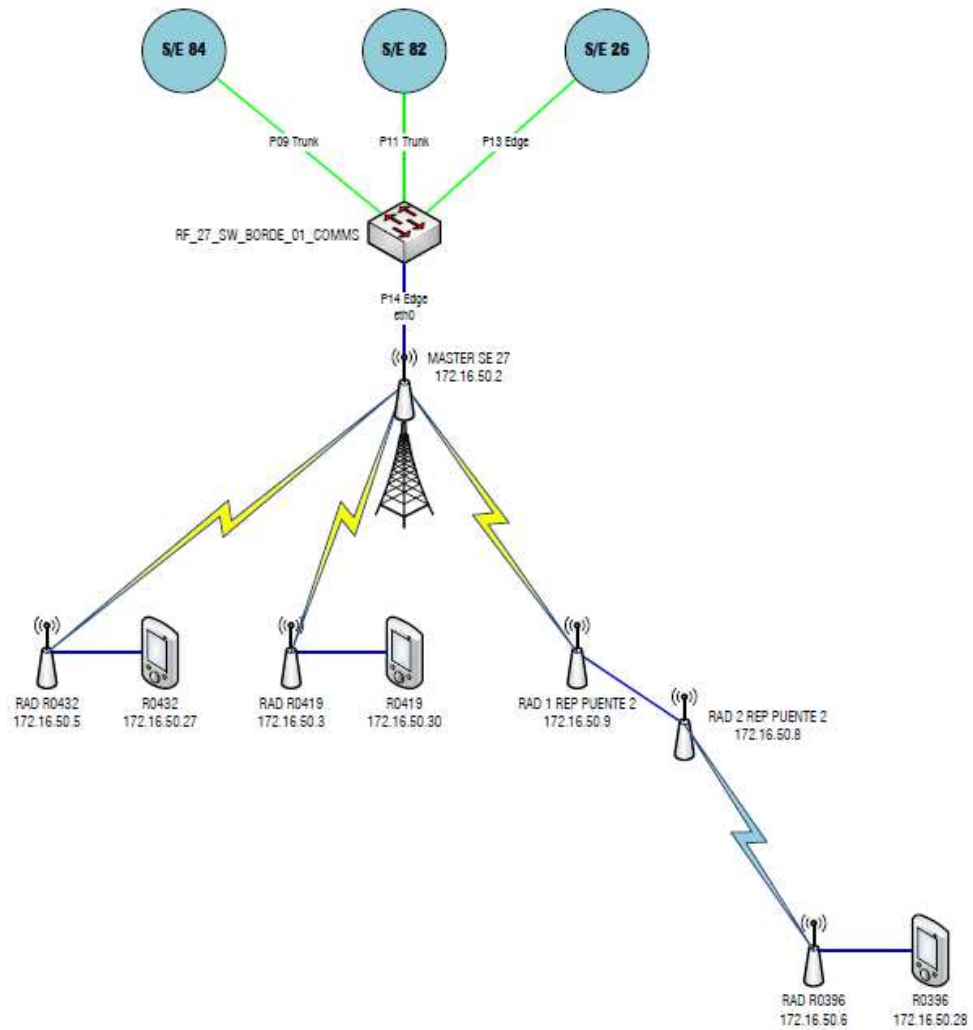


Fig. 6-19: Diagrama lógico de comunicación inalámbrica

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

R0432, R0419, R0396 → Reconectadores

6.6. Levantamiento de información

Se realizaron inspecciones en cámaras de transformación con el fin del verificar los equipos eléctricos, de telecontrol y de telecomunicaciones existentes en las subestaciones de la Tabla 6-4.

Tabla 6-4: Subestaciones con radio enlaces

SUBESTACIONES
Alangasí
Andalucía
Barrionuevo
Belisario Quevedo
Chimbacalle
Conocoto
Cotocollao
Cristianía
Cumbaya
Diez Nueva
El Bosque
Epilachima
Eugenio Espejo
Granda Centeno
Belisario Quevedo
Gualo
La Floresta
La Marín
Nueva Cumbaya
Olímpico
Pérez Guerrero

Pomasqui
Río Coca
San Rafael
Sangolquí
Santa Rosa
Tababela
Tumbaco

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Tabla 6-5: Cámaras de Transformación

Cámara N°	Ubicación
CT Rocafuerte	Interoceánica y Rocafuerte
CT Pizarro	Interoceánica y Pizarro
CT Aguacate	Interoceánica y Gaspar de Carvajal
CT Canola	Interoceánica y Guayaquil
CT RTU Chiviqui	Interoceánica (Chiviqui)
CT Girasol	Interoceánica y Guayaquil
CT Radio Oyambiro	Interoceánica y Gaspar de Carvajal
CT Circo	Interoceánica y Pizarro
CT RTU Mercado	Mercado de Tumbaco
CT01	Interoceánica y José Vinueza
CT02	Interoceánica y José Vinueza
CT03	Interoceánica y Villavega
CT04	Interoceánica y Av. Universitaria
CT05	Interoceánica y La Tolita
CT06	Interoceánica y El Carrizal
CT07	Interoceánica y Río Agoyán
CT08 RTU	Interoceánica y José Peralta
CS2 - 02	Interoceánica y Fco. Orellana
CS03	Sector El Arenal

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Se determinaron los equipos de telecontrol, RTU e IED que se encuentran en fallo para solicitar su respectivo cambio. También se determinó los materiales necesarios para la comunicación entre las cámaras de transformación de la Tabla 6-5 con la subestación más cercana.

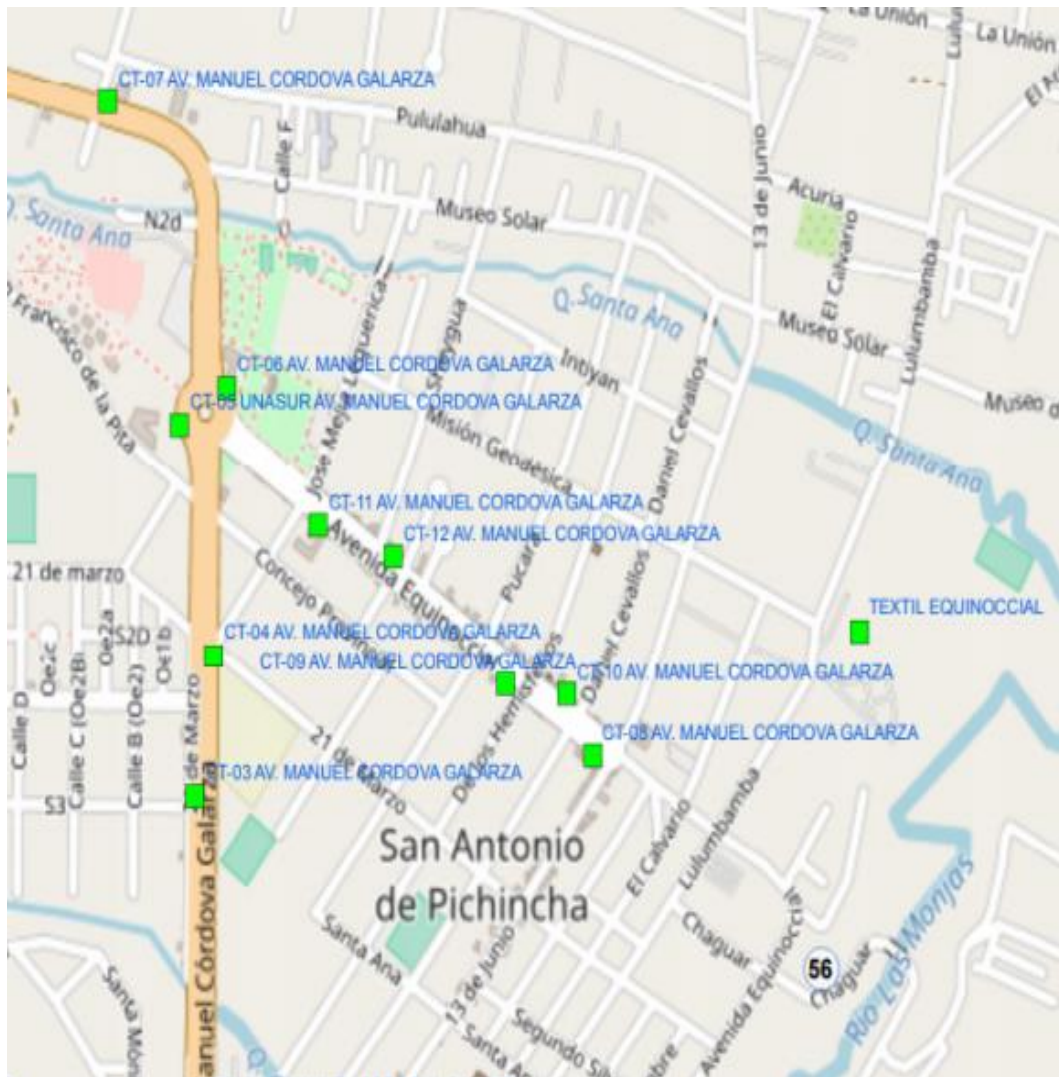


Fig. 6-20: Ubicación de cámaras de transformación- San Antonio de Pichincha

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

En la Fig. 6-20 se muestra un mapa con la distribución y ubicación de cámaras de transformación en un sector de Pichincha – San Antonio.

En el caso de los reconectores se hizo un levantamiento de la posición geográfica en la que se encuentran ubicados según sus coordenadas, para posterior analizar si

existe línea de vista con su equipo receptor, cuando se prevé el uso de equipos de comunicación inalámbrica para el envío de la información hacia el Gateway que empaquetará los datos para posteriormente enviar al SCADA.

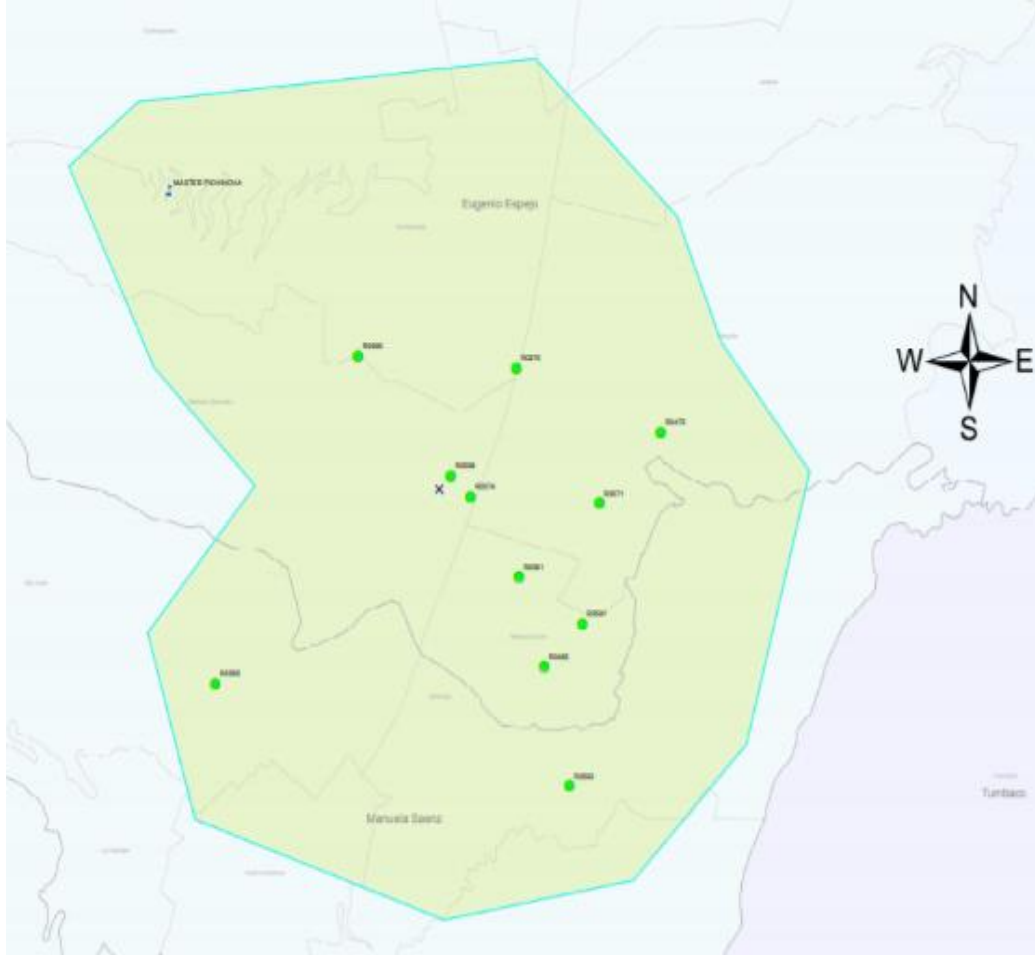


Fig. 6-21: Ubicación de re conectadores - Mariscal

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

En la Fig. 6-21 se muestra un mapa con la ubicación de re conectadores en un sector de Pichincha – Mariscal.

Entre las marcas de Re conectadores existentes en el área de concesión de la EEQ tenemos las siguientes como muestra la Tabla 6-6:

Tabla 6-6: Marca de re conectadores

RECONNECTADOR	Cantidad
ABB	4
Desconocido	8
EN TECH	30

RECONECTADOR	Cantidad
Mac Graw Edison	4
NOJA	179
NULEC	1
Roy Rolle	13
TAVRIDA	19
W & B	1
Sin Marca	88
TOTAL	347

Este es el listado de reconectores que actualmente se encuentran instalados en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito. Para la integración al Sistema SCADA, inicialmente se eligió la marca de los reconectores que más existen en las redes de distribución. Todos los equipos deben contar con las mismas características técnicas, es por eso que la configuración que se aplicó es la misma que se debe configurar en cada una de las marcas existentes, ya que se está planteando un modelo, el mismo que debe ser aplicado a todos los sistemas que utilicen el protocolo DNP3. Es decir este sistema propuesto servirá para todos los equipos sin importar la marca de los mismos, siempre y cuando cumplan con las características técnicas de comunicación establecidas (Interfaz de comunicación, puertos, protocolos, etc).

6.7. Sistema de Comunicaciones

El elemento primordial dentro del telecontrol es el envío y recepción de las consignas de control generadas en el centro de control por lo que el sistema de comunicaciones implementado debe estar en la capacidad de cubrir las zonas de cobertura y no puntos de conexión fija donde no sea factible un enlace con línea de vista. Se debe garantizar que en el caso de que existan cambios en la ubicación de los reconectores en el sistema principal no se vea afectado y no sea necesario una reestructuración del sistema y todo lo que conlleva al envío de información al SCADA.

Los enlaces entre dos equipos se realizan mediante medios guiados con el propósito de, según las condiciones geográficas y urbanísticas de donde se encuentren los

equipos, se garantice una comunicación con pérdidas que se encuentren dentro de los requerimientos de la empresa.

Los criterios de enlaces establecen que para una conexión punto a punto se requiere de una línea de vista existente sin estructuras que interfieran la primera zona defresnel. En las circunstancias en las que no se cumpla este criterio es necesario incluir un equipo repetidor que permita el envío de información entre cada equipo ubicado en cada extremo. El equipo repetidor es requerido cuando no existe línea de vista optima o cuando la distancia del tramo es muy larga y es necesaria amplificar la señal después de cierta distancia.

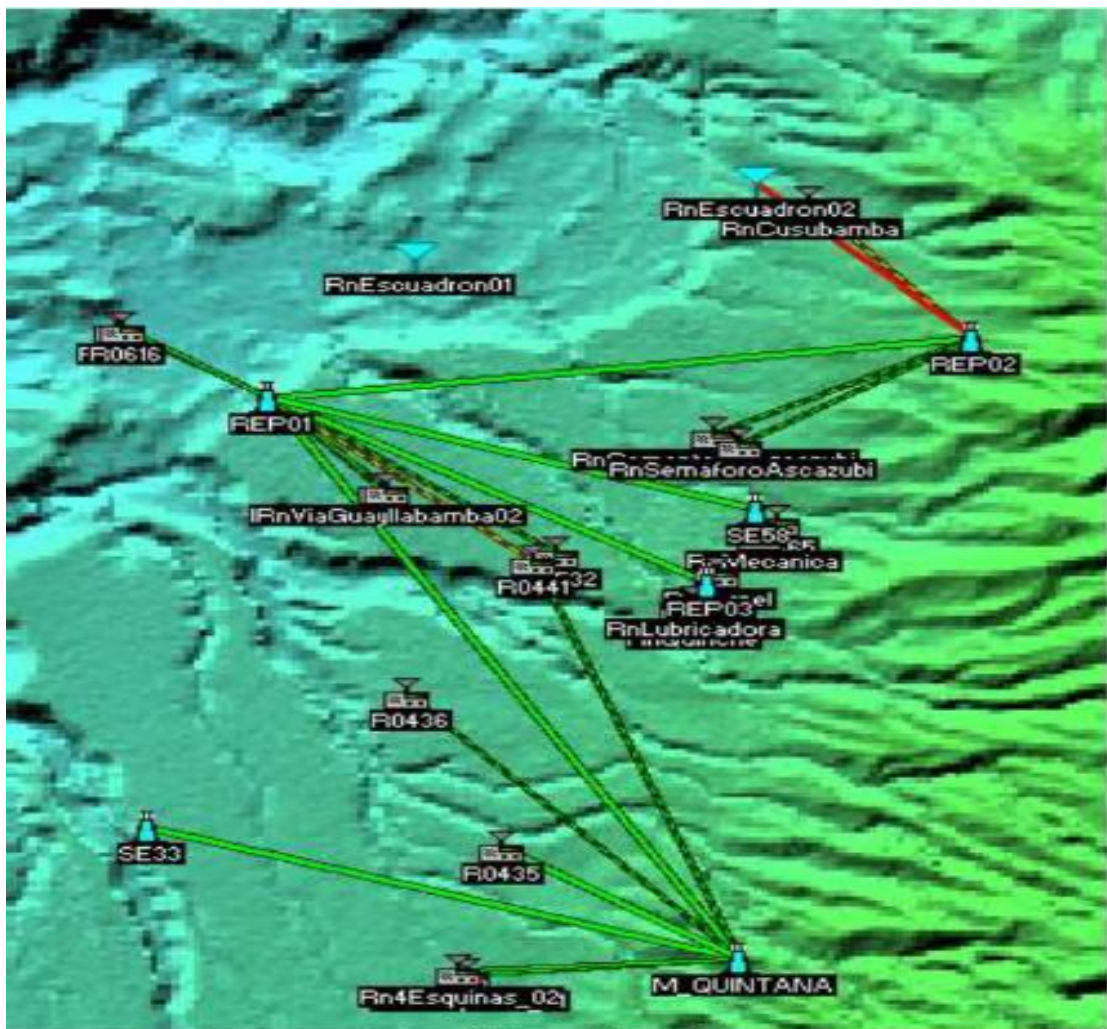


Fig. 6-22: Conexión punto a punto con salto intermedio
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

En la Fig. 6-22 se muestra el diseño de los radioenlaces con conexiones punto a punto con salto intermedio.

Para la planificación del radioenlace es necesario realizar el cálculo del balance de potencias. Para ello se deben conocer la banda de frecuencias, las características climáticas de la zona y las especificaciones técnicas de los equipos de radio: potencia del transmisor, ganancias de las antenas, distancia, sensibilidad del receptor, requisito de disponibilidad.

Para predecir la intensidad de la señal recibida cuando el transmisor y el receptor tienen una trayectoria de línea de visión clara, sin obstáculos. Utilizamos la siguiente fórmula:

$$L_{\text{Espacio libre}} (dB) = 92.44 + 20 * \log_{10}f(GHz) + 20 * \log_{10}d(km)$$

Consideramos una frecuencia de 5.1 GHz. La distancia del radioenlace es de 4.24 km.

$$L_{\text{Espacio libre}} (dB) = 92.44 + 20 * \log_{10}(5.1) + 20 * \log_{10}(4.24)$$

$$L_{\text{Espacio libre}} (dB) = 92.44 + 14.15 + 12.55$$

$$L_{\text{Espacio libre}} (dB) = 119.137$$

Las características de los equipos de radio que son referencial para todas las subestaciones son los siguientes que se muestran en la Tabla 6-7:

Tabla 6-7: Características de los equipos de radio

Potencia de Transmisión	P_{TX}	21 (dBm)
Ganancia de la antena de Transmisión	$G_{AntenaTX}$	15 (dBi)
Ganancia de la antena de Recepción	$G_{AntenaRX}$	20 (dBi)
Pérdida en los cables de Transmisión	$L_{CablesTX}$	1.5 (dB)
Pérdida en los cables de Recepción	$L_{CablesRX}$	1.5 (dB)
Pérdida de propagación en espacio libre	$L_{\text{Espacio libre}}$	119.137(dB)
Pérdidas adicionales	$L_{\text{Adicionales}}$	1.5 (dB)
Sensibilidad de recepción	S	-89(dBm)

El cálculo del margen de desvanecimiento se realiza con la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} \text{Margen} (dB) = & P_{TX}(dBm) + G_{AntenaTX}(dBi) + G_{AntenaRX}(dBi) - L_{CablesTX}(dB) \\ & - L_{CablesRX}(dB) - L_{\text{Espacio libre}}(dB) - L_{\text{Adicionales}}(dB) - S(dBm) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Margen}_{(dB)} &= 21(dBm) + 15(dBi) + 20(dBi) - 1.5(dB) - 1.5(dB) \\ &\quad - 119.137(dB) - 1.5(dB) - (-89)(dBm) \end{aligned}$$

$$\text{Margen}_{(dB)} = 21.36$$

La factibilidad del enlace es corroborada mediante los resultados obtenidos en la simulación de los enlaces, utilizando los parámetros de los equipos de radio establecidos.

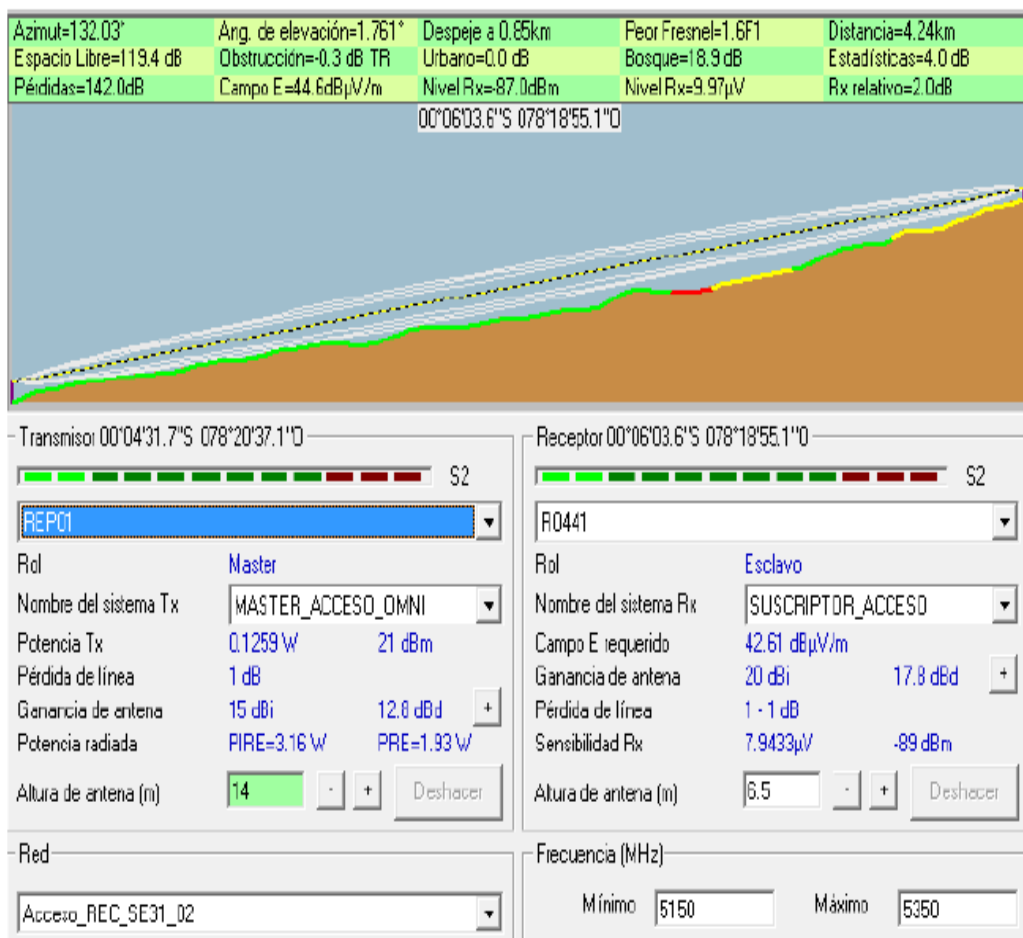


Fig. 6-23: Resultados obtenidos del enlace Acceso_REC_SE31_02
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La Fig. 6-23 presenta a manera de ejemplo los parámetros de respuesta de la conexión entre el reconector R0441 que es el receptor y un equipo repetidor identificado como REP01 en el radio enlace denominado Acceso_REC_SE31_02.

6.8. Resultados

Basados en el levantamiento de información de los reconectores que forman parte de la red de distribución y de los resultados obtenidos a partir de las simulaciones de los radios enlaces que comunicarán los reconectores con la subestación más cercana, se optó por utilizar los radio base PMP, que trabajan a una frecuencia 5.8 GHz con una potencia máxima de transmisión de 25dBm. De igual manera sus radios suscriptores PMP que poseen las mismas características. Todos los equipos de radio enlaces tienen incluido en su montaje las protecciones eléctricas, su puesta a punto de los radios enlaces en la topología PUNTO-MULTIPUNTO (PMP) para asegurar una velocidad de mínimo 2 Mbps a 10 Mbps en cada suscriptor con una latencia en capa 3 de máximo 20 milisegundos.

En las siguientes Tablas 6-8, 6-9, 6-10 y 6-11 se detallan los radios enlaces implementados pertenecientes a cada subestación, describiendo las antenas instaladas tanto en destino como origen con sus respectivas características, su topología, el identificador del reconector y su correspondiente equipo base.

Tabla 6-8:Subestación Córdoba Galarza

CÓRDOVA GALARZA				
ENLACES			ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS	
Sitio A	Sitio B	TIPO	Sitio A	Sitio B
RTRANS	R0528	PUNTO-MULTIPUNTO	Radio Base PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.	Radio Suscriptor PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.
	R0634	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0351	PUNTO-MULTIPUNTO		
	I0080	PUNTO-MULTIPUNTO		
	I0281	PUNTO-MULTIPUNTO		
	I0291	PUNTO-MULTIPUNTO		
	I0195	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0367	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0181	PUNTO-MULTIPUNTO		

CÓRDOVA GALARZA				
ENLACES			ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS	
Sitio A	Sitio B	TIPO	Sitio A	Sitio B
MTRANS	R0405	PUNTO-MULTIPUNTO	Radio Base PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.	Radio Suscriptor PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.
	R0375	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0527	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0462	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0594	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0034	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0465	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0413	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0639	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0662	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0691	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0387	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0690	PUNTO-MULTIPUNTO		

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Tabla 6-9: Subestación Mariscal

MARISCAL				
ENLACES			ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS	
Sitio A	Sitio B	TIPO	Sitio A	Sitio B
REP_CL	R0581	PUNTO-MULTIPUNTO	Radio Base PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.	Radio Suscriptor PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.
	R0566	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0485	PUNTO-MULTIPUNTO		

MARISCAL				
ENLACES			ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS	
Sitio A	Sitio B	TIPO	Sitio A	Sitio B
REP_MON	R0562	PUNTO-MULTIPUNTO	Radio Base PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.	Radio Suscriptor PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.
MPICH1	R0591	PUNTO-MULTIPUNTO	Radio Base PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.	Radio Suscriptor PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.
	R0571	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0599	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0574	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0472	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0570	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0696	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0040	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0502	PUNTO-MULTIPUNTO		

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Tabla 6-10: Subestación Interoceánica

INTEROCEANICA				
ENLACES			ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS	
Sitio A	Sitio B	TIPO	Sitio A	Sitio B
REP_CH	R0635	PUNTO-MULTIPUNTO	Radio Base PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.	
	R0666	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0644	PUNTO-MULTIPUNTO		

INTEROCEANICA				
ENLACES			ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS	
Sitio A	Sitio B	TIPO	Sitio A	Sitio B
	R0630	PUNTO-MULTIPUNTO		Radio Suscriptor PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67, Antena Interna.
	R0341	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0438	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0437	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0533	PUNTO-MULTIPUNTO		
REP_LV	R0583	PUNTO-MULTIPUNTO	Radio Base PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.	Radio Suscriptor PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67, Antena Interna.
REP_AT	R0631	PUNTO-MULTIPUNTO	Radio Base PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.	Radio Suscriptor PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67, Antena Interna.
REP QUI	R0698	PUNTO-MULTIPUNTO	Radio Base PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.	Radio Suscriptor PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67, Antena Interna.
	R0447	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0448	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0446	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0649	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0445	PUNTO-MULTIPUNTO		
MPICH1	R0610	PUNTO-MULTIPUNTO	Radio Base PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM,	
	R0551	PUNTO-MULTIPUNTO		

INTEROCEANICA				
ENLACES			ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS	
Sitio A	Sitio B	TIPO	Sitio A	Sitio B
	R0549	PUNTO-MULTIPUNTO	NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.	Radio Suscriptor PMP, 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67, Antena Interna.
	R0547	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0675	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0674	PUNTO-MULTIPUNTO		

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Tabla 6-11: Subestación Bocatoma

BOCATOMA				
ENLACES			ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS	
Sitio A	Sitio B	TIPO	Sitio A	Sitio B
M_CL05	R0559	PUNTO-MULTIPUNTO	Radio Base PMP (Punto Multipunto) 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.	Radio Suscriptor PMP (Punto Multipunto) 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.
	R0670	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0568	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0567	PUNTO-MULTIPUNTO		
REP_CAU	R0469	PUNTO-MULTIPUNTO	Radio Base PMP (Punto Multipunto) 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.	Radio Suscriptor PMP (Punto Multipunto) 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.
	R0697	PUNTO-MULTIPUNTO		
REP_LOMA	R0678	PUNTO-MULTIPUNTO	Radio Base PMP (Punto Multipunto) 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM,	Radio Suscriptor PMP (Punto Multipunto) 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM,
	R0544	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0450	PUNTO-MULTIPUNTO		

BOCATOMA				
ENLACES			ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS	
Sitio A	Sitio B	TIPO	Sitio A	Sitio B
			NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.	NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.
REP_OQ	R0548	PUNTO-MULTIPUNTO	Radio Base PMP (Punto Multipunto) 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.	Radio Suscriptor PMP (Punto Multipunto) 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.
	R0683	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0556	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0542	PUNTO-MULTIPUNTO		
REP_PTE2	R0538	PUNTO-MULTIPUNTO	Radio Base PMP (Punto Multipunto) 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.	Radio Suscriptor PMP (Punto Multipunto) 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.
	R0539	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0615	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0612	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0535	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0560	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0561	PUNTO-MULTIPUNTO		
REP_SR	R0504	PUNTO-MULTIPUNTO	Radio Base PMP (Punto Multipunto) 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.	Radio Suscriptor PMP (Punto Multipunto) 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.
	R0427	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0626	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0575	PUNTO-MULTIPUNTO		
REP_SB	R0638	PUNTO-MULTIPUNTO	Radio Base PMP (Punto Multipunto) 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM,	
	R0692	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0640	PUNTO-MULTIPUNTO		

BOCATOMA				
ENLACES			ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS	
Sitio A	Sitio B	TIPO	Sitio A	Sitio B
	R0540	PUNTO-MULTIPUNTO	NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.	Radio Suscriptor PMP (Punto Multipunto) 5.8 Ghz Multibanda; MIMO-OFDM, NLOS, Max Tx 25dBm; IP 67.
	R0639	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0397	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0660	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0587	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0693	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0401	PUNTO-MULTIPUNTO		
	R0588	PUNTO-MULTIPUNTO		

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

6.9. CELDAS DE TRANSFORMACIÓN

Todo sistema eléctrico posee sus centros de transformación cuya función es la distribución de la energía eléctrica, reduciendo la tensión de la red de Media Tensión a los valores de consumo de Baja Tensión. Deben cumplir ciertas características de la red de suministro ya sea aérea o subterránea.

6.9.1. UNIDAD TERMINAL REMOTA

Este dispositivo posee una interfaz de comunicación estandarizada que internamente posee funciones para reprocesamiento y pos-procesamiento de señales de entrada y salida. Posee funciones de control de lazo abierto y lazo cerrado acorde a la IEC 61131-3, orientación de objetos y una gestión de datos consistente, que permite realizar todas las tareas de ingeniería desde ubicaciones remotas. Ideal

para realizar la automatización con tele control integrado en la distribución y transmisión de energía eléctrica.

Es una solución de ingeniería simple accesible por medio de un explorador WEB como se muestra en la Fig. 6-24.

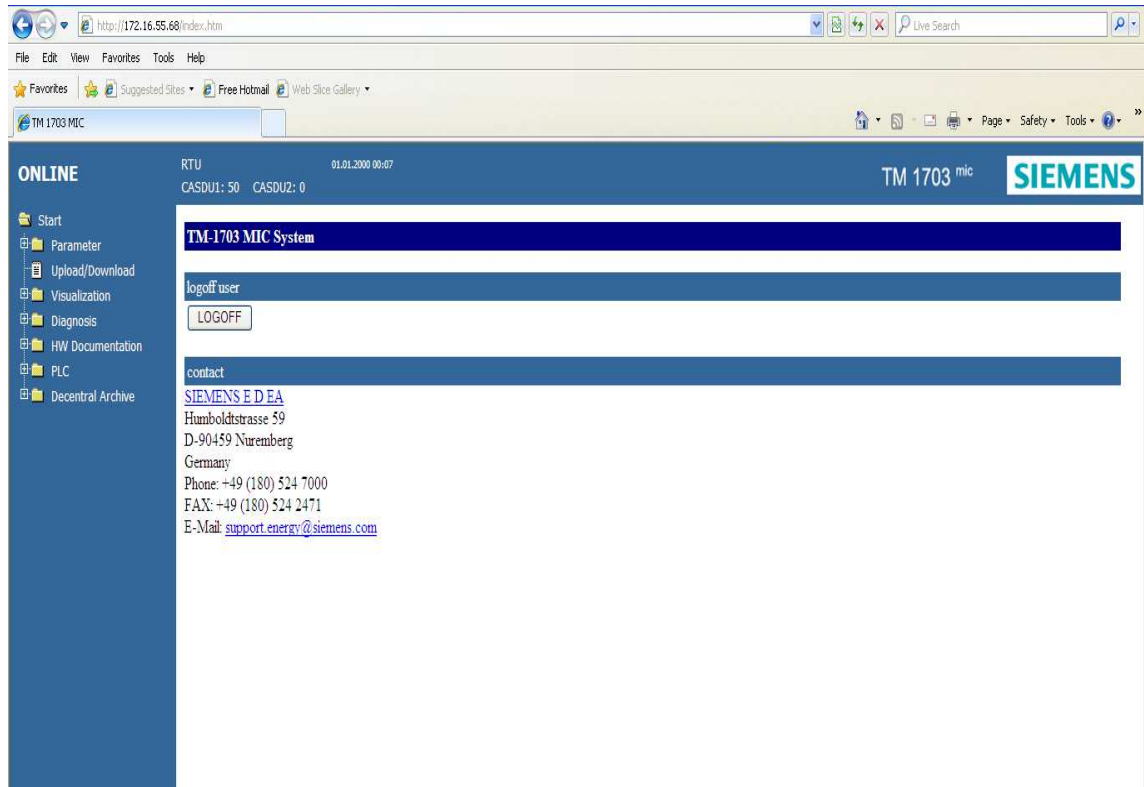


Fig. 6-24: Interfaz Web RTU

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

El dispositivo puede ser configurado en modo online y offline. Cuando se trabaja en modo offline el navegador web accede a los archivos almacenados localmente en la PC o en la tarjeta SIM y presenta las páginas HTML disponibles por el servidor web integrado de WEBmic.

En modo online el navegador web accede directamente al elemento de control maestro y presenta las paginas HTML disponibles por el servidor web integrado, como se muestra en la Fig. 6-25.

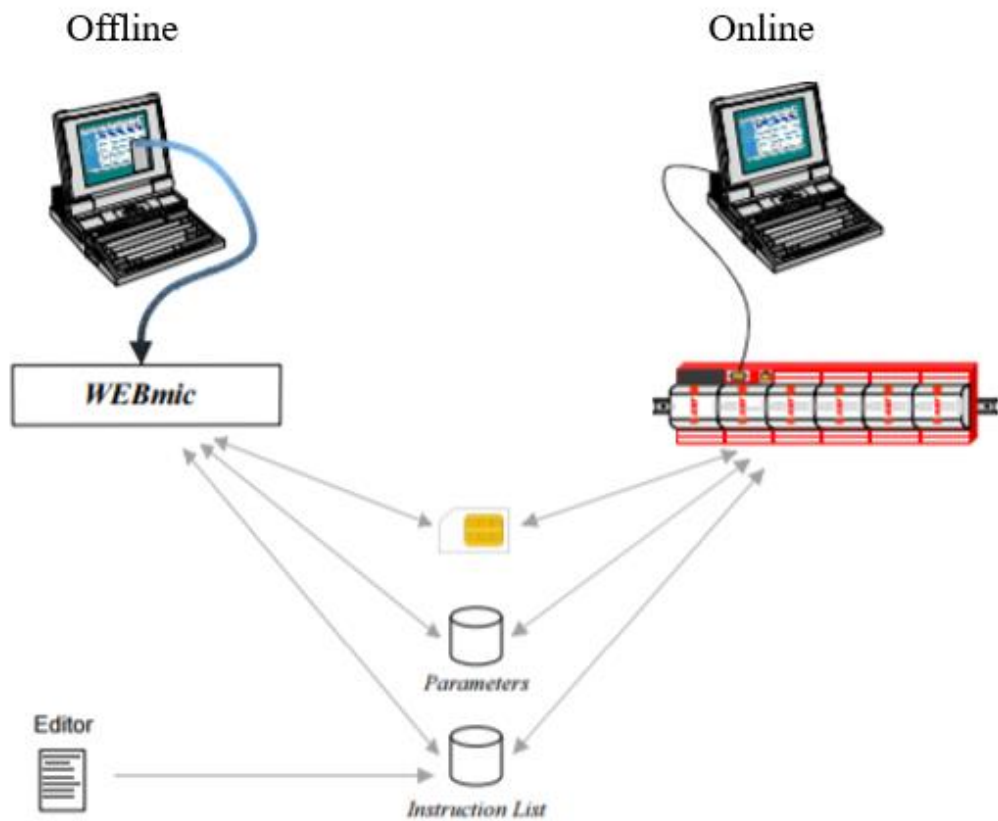


Fig. 6-25: Ingeniería vía WEB

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Tiene un servicio simplificado a través del almacenamiento de datos y firmware en la flash card, por lo que los módulos se los puede comunicar mediante tecnología plug & play sin la necesidad de requerir una herramienta específica. Esto significa que en el caso de fallo, se puede poner un dispositivo de reemplazo en segundos, sin la necesidad de una PC o un reinicio de parámetros.

Las configuraciones realizadas en la RTU servirán de modelo para seguir un estándar adecuado que nos lleve hacia una SMART GRID

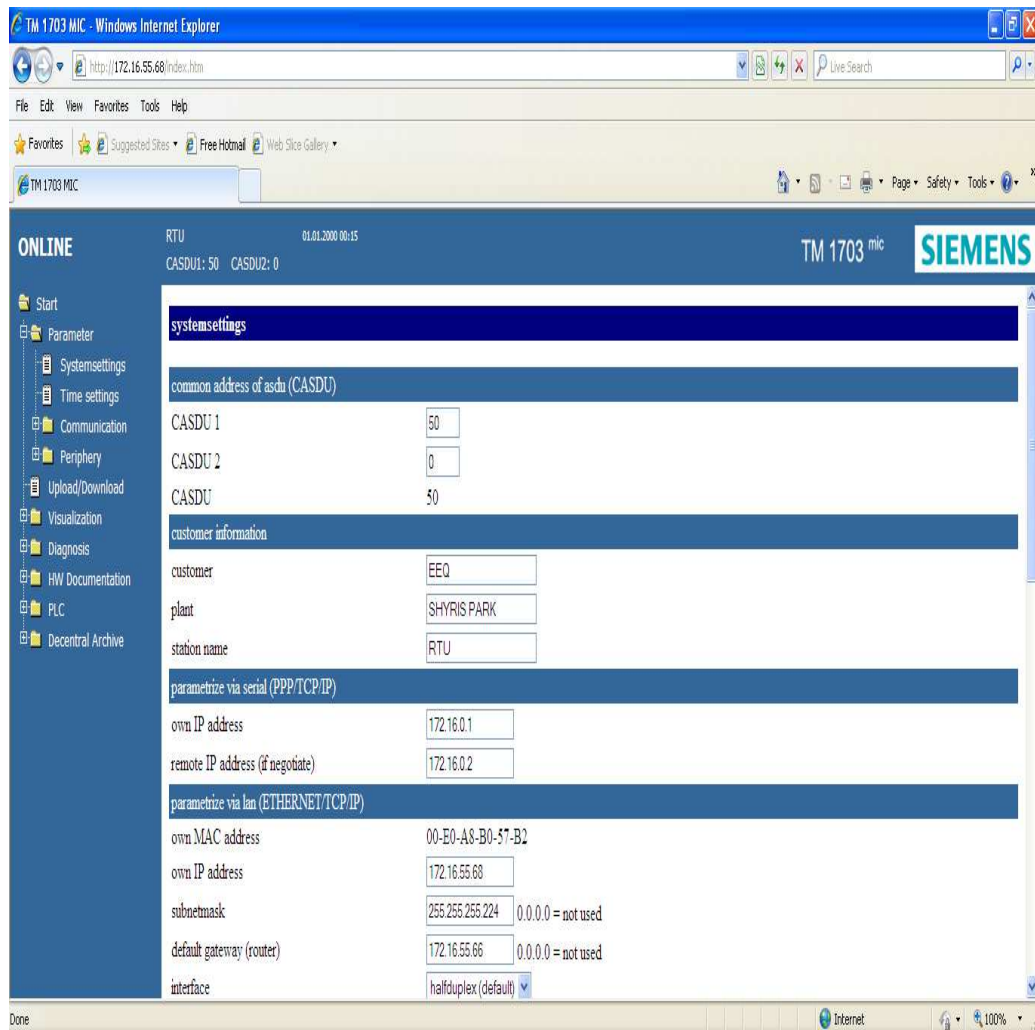


Fig. 6-26: Configuración Parámetros RTU

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La RTU ofrece una diversa comunicación con un máximo de cuatro interfaces seriales, serial y LAN/WAN comunicación de acuerdo con la norma IEC 60870-5-101/103/104, IEC 61850, Profibus y otros protocolos estándares. En la Fig. 6-26 se muestra los parámetros de configuración online que se realiza mediante el puerto Ethernet de la RTU y la PC conectada directamente.

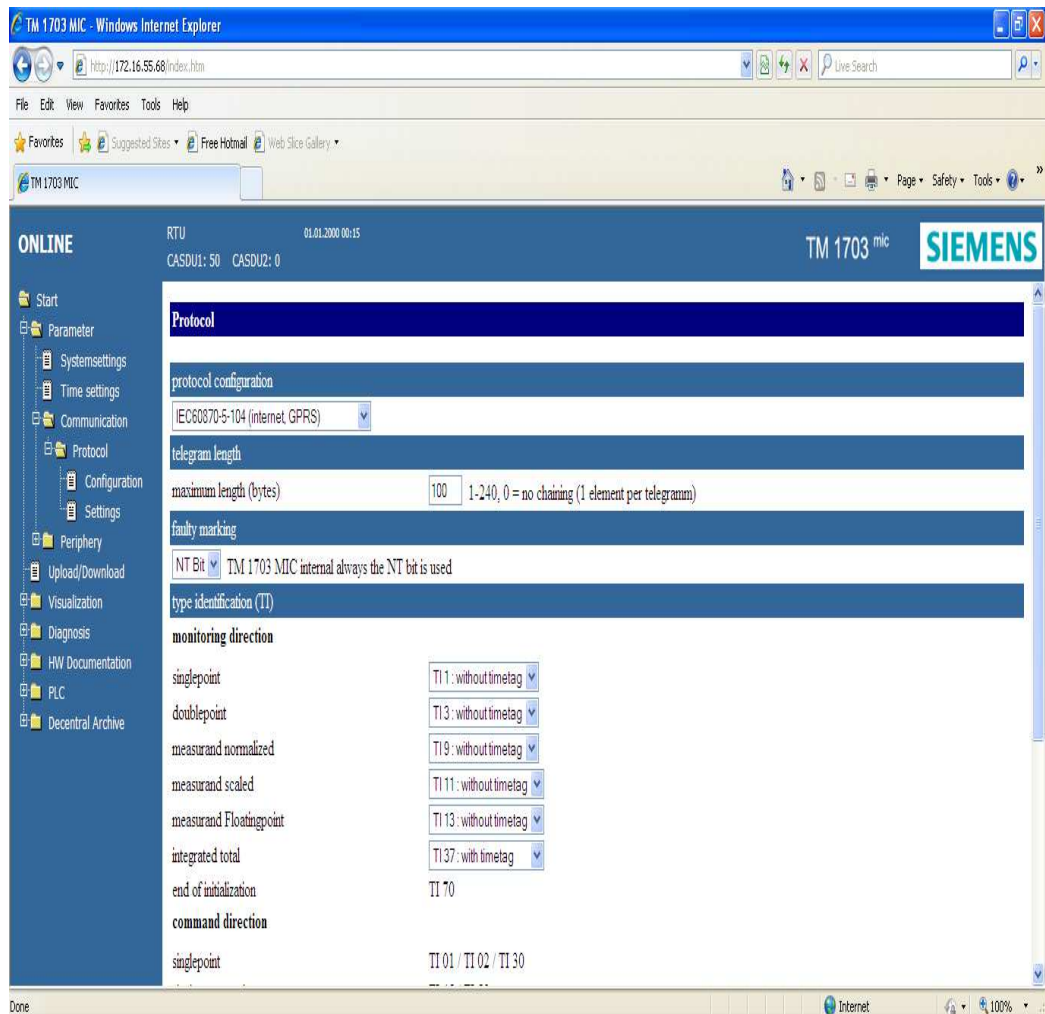


Fig. 6-27: Configuración Comunicación RTU
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

En la Fig. 6-27 se muestra la ventana donde se encuentra la configuración de los protocolos de comunicación, para esta RTU se utiliza el protocolo IEC60870-5-104 con una longitud de 100 bytes de cada elemento por telegrama enviado.

Al iniciar la RTU actualiza la configuración existente de los módulos. Cada RTU posee los módulos de entrada y salida que pueden ser entradas digitales (DI), salidas digitales (DO), entradas analógicas (AI) y salidas analógicas (AO). Cada uno de estos módulos tiene su serie dependiendo de la señal con la se necesite trabajar. En nuestro caso, esta RTU tiene físicamente conectado un módulo DI-6102 que sensa una señal digital en el rango 24 – 60 VDC con una tasa de actualización de 1 ms, un módulo AI-6300 que permite la lectura analógica de corriente o voltaje en los rangos de ± 20 mA / ± 10 mA / ± 10 V. La salida para las acciones de control se

realiza mediante el módulo DO-6212 que es una salida digital a relay de 24 – 220 VDC, con una carga máxima de 230 VAC.

Estos módulos son configurables en unidades de medida (voltaje o corriente), valor de la señal censada con la que se va a trabajar, que puede ser la real o escalada y etiquetas para su fácil identificación. A continuación, en la Fig.6-28 se configura las 4 entradas analógicas del módulo AI-6300 para la medición de corriente cuyo valor va ha ser escalado, cada una tiene su etiqueta y su respectiva dirección 104.

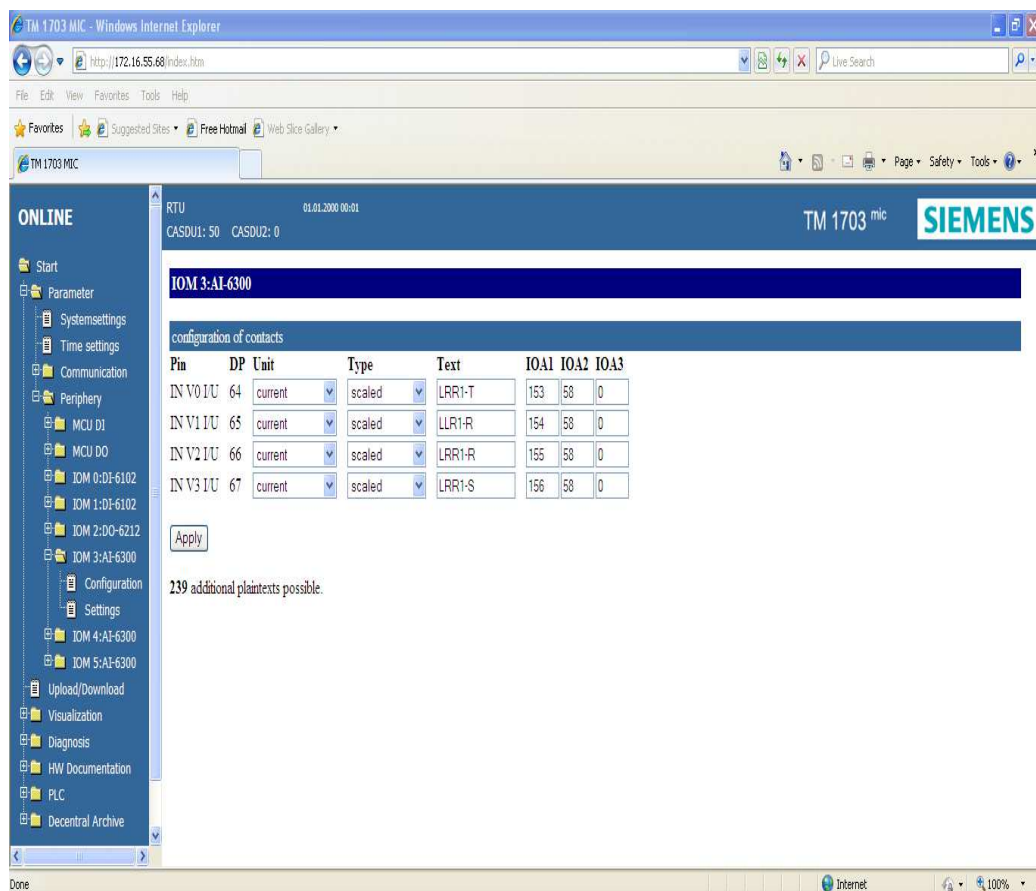


Fig. 6-28: Configuración entradas analógicas

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

También permite el ajuste de los parámetros del valor de la señal, como rango de medición, junto con los valores nominales para realizar el escalamiento y su tasa de actualización del escaneo de las entradas para el caso del módulo AI-6300. En la Fig. 6-29 se observa el ajuste de las entradas analógicas en la cual la lectura de corriente es escalada de 0-10mA a un valor de 0-2000 con una tasa de escaneo de

1 segundo. De igual forma se limita la señal medida para configurar alarmas en el caso de sobrepasar los límites establecidos mediante los campos “thershold”.

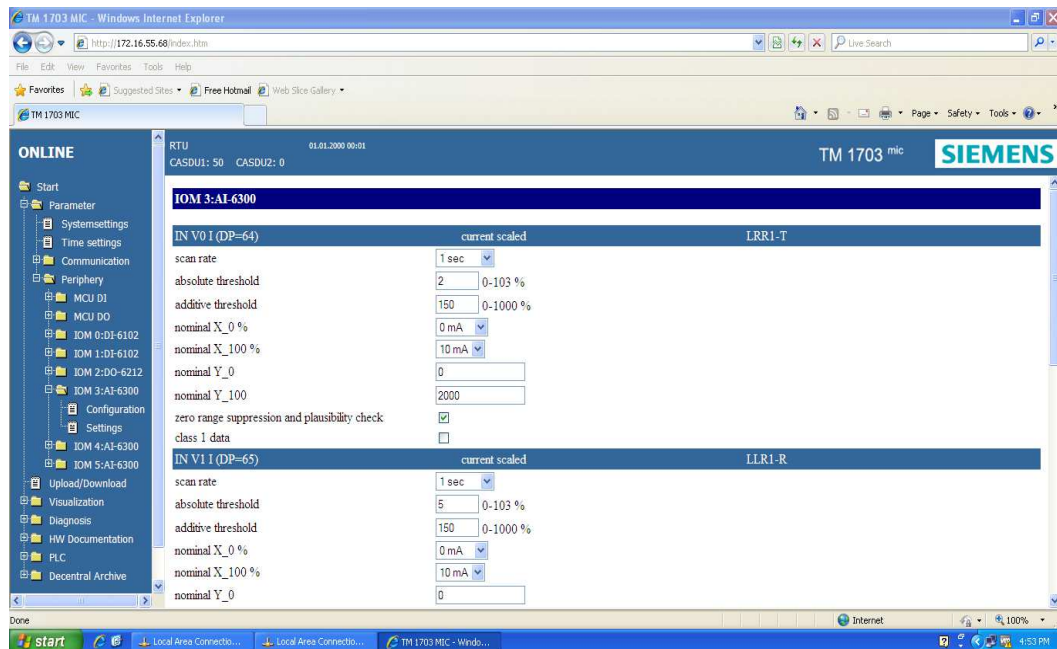


Fig. 6-29: Ajuste entradas analógicas

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

El estado de las variables censadas puede ser visualizadas en el explorador web permitiendo verificar que la configuración de las señales se encuentre actualizada con su respectivo tipo de dato como se observa en la Fig.6-30.

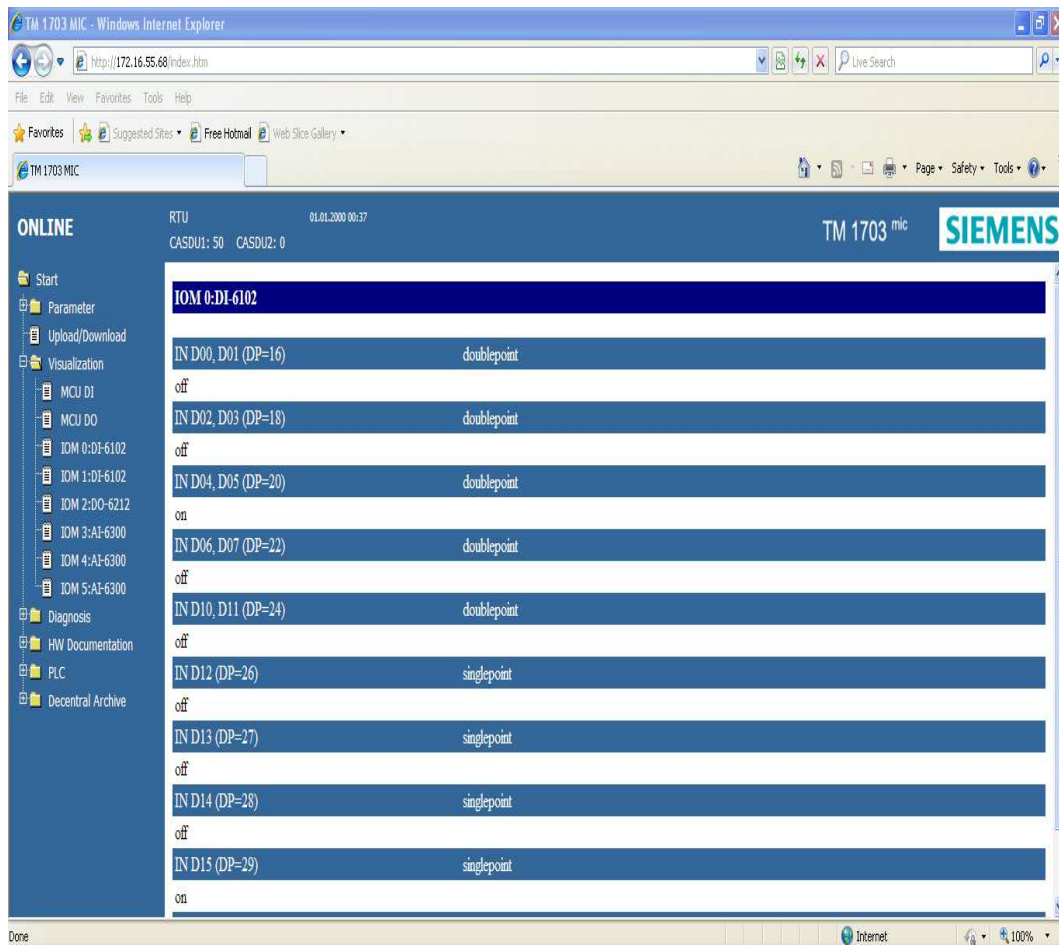


Fig. 6-30: Estado de las Variables

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

6.10. RECONECTADORES

Son equipos de maniobra auto - controlados que tienen la capacidad de interrumpir una corriente de fallo bajo sus límites de diseño y parametrización, para posteriormente realizar operaciones de reconexión mediante una secuencia lógica de acciones predeterminada para el bloque o restablecimiento del servicio.

Los reconectores vienen integrados por controladores electrónicos inteligentes, basados en microprocesadores con la facilidad de ser programados remotamente (Fig. 6-31); además, poseen un suministro de energía auxiliar formando por sistemas de baterías y unidades de respaldo no – interrumpible. El controlador permite la integración de operaciones de forma remota vía SCADA, ya sea por instrucciones generadas en el centro de control o por un controlador avanzado.

Estos equipos pueden medir los siguientes parámetros:

- Corriente de fase y neutro: 250 Amperios
- Tensión de fase a fase y fase a neutro: 6000 - 23000 Voltios
- Potencia activa y energía activa por fase y total
- Potencia reactiva y energía reactiva por fase y total
- Factor de potencia por fase y total
- Frecuencia: 60 Hertz

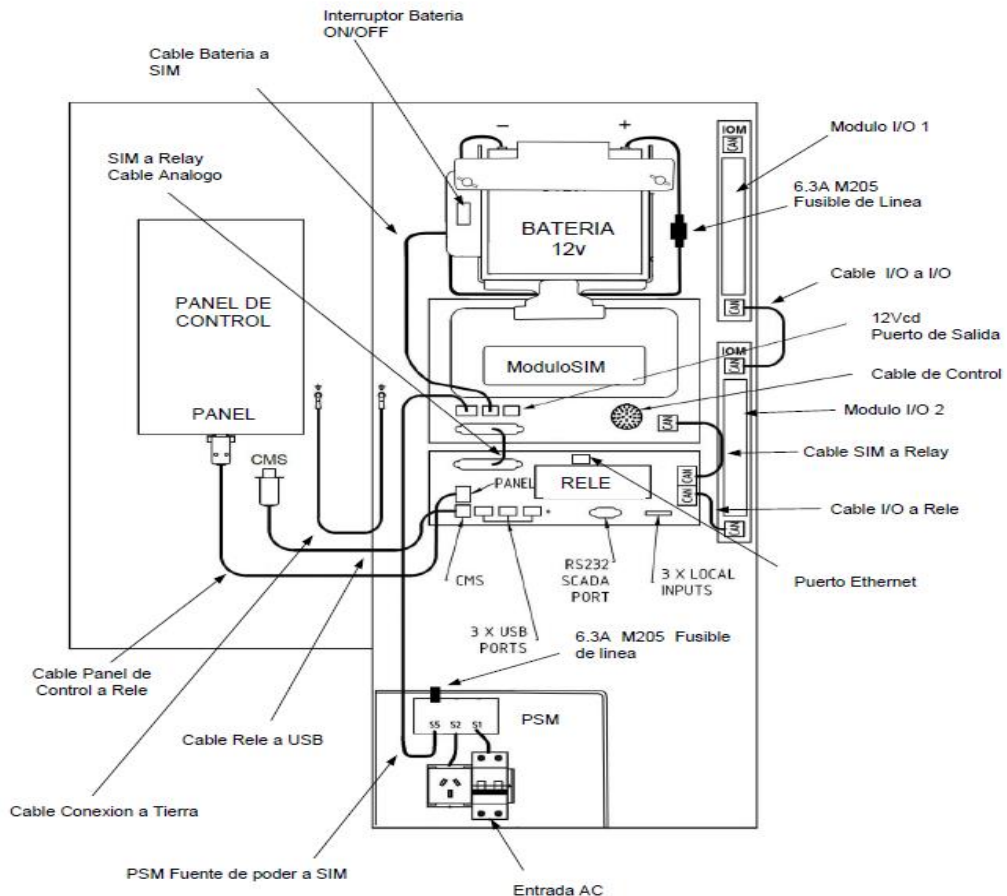


Fig. 6-31: Diagrama general del Reconectador marca NOJA

Elaborado por: Manual reconectador marca NOJA

La Fig. 6-32 representa el ciclo de aperturas y reconexiones típico de un reconectador de distribución. La interrupción de corriente ocurre cuando el valor instantáneo de la corriente de falla es igual a cero.

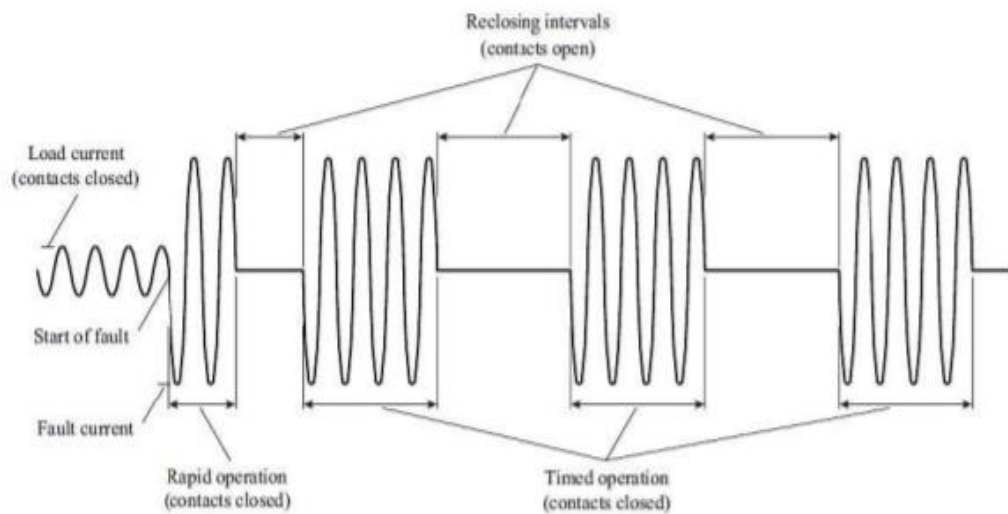


Fig. 6-32: Ciclo aperturas y reconexiones del reanclador
Elaborado por: Manual reanclador marca NOJA

6.10.1. CONFIGURACIÓN DEL REANCLADOR

La configuración se la realiza mediante una computadora conectada al dispositivo mediante el cable de datos USB. Al ser detectado se presenta el número de serie y la versión del firmware en el software, Fig.6-33.

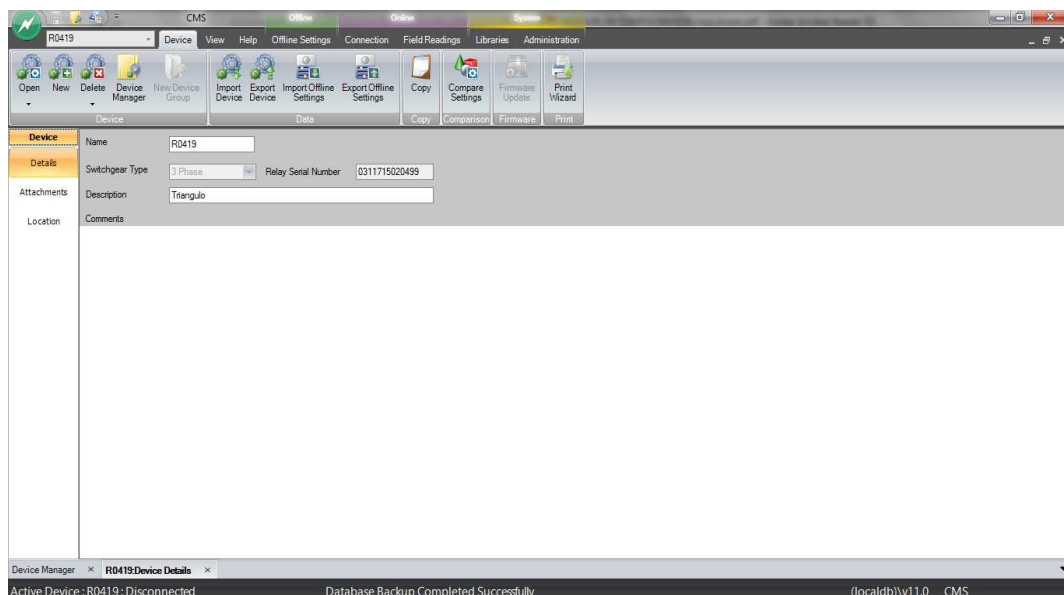


Fig. 6-33: Comunicación con el Reanclador
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La comunicación con el reanclador se realiza dentro de la pestaña “Device Manager” se guardan todos los equipos que han sido gestionados. Al reconectar un

dispositivo automáticamente serán reconocidos y en la columna de “Connection Status” cambiará el estado de la conexión a “Plug In”, como se muestra en la Fig. 6-34.

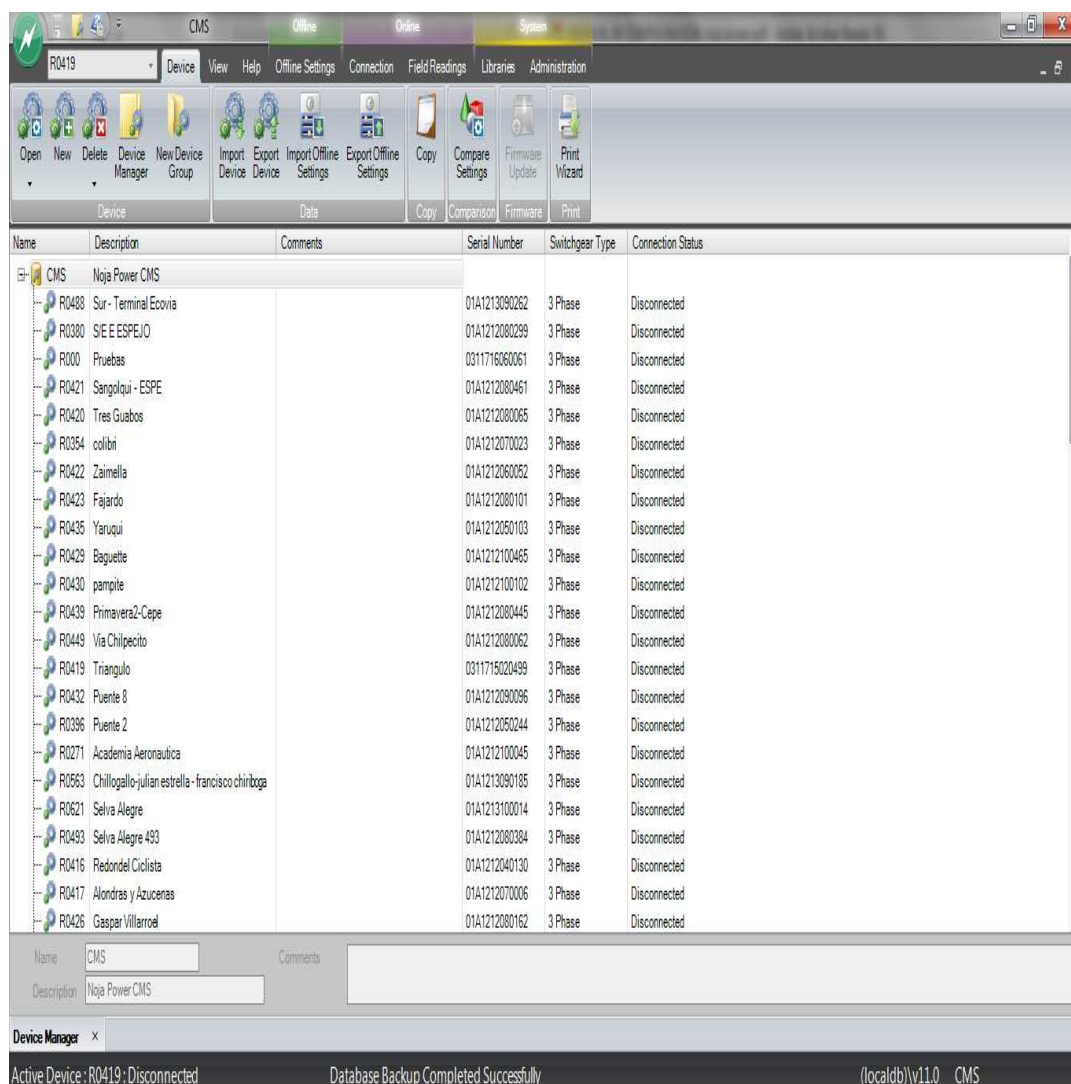


Fig. 6-34: Dispositivos gestionados
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La siguiente Fig. 6.35. muestra el siguiente paso en donde al estar en línea con el dispositivo se puede observar sus configuraciones existentes con la posibilidad de descargar al ordenador.

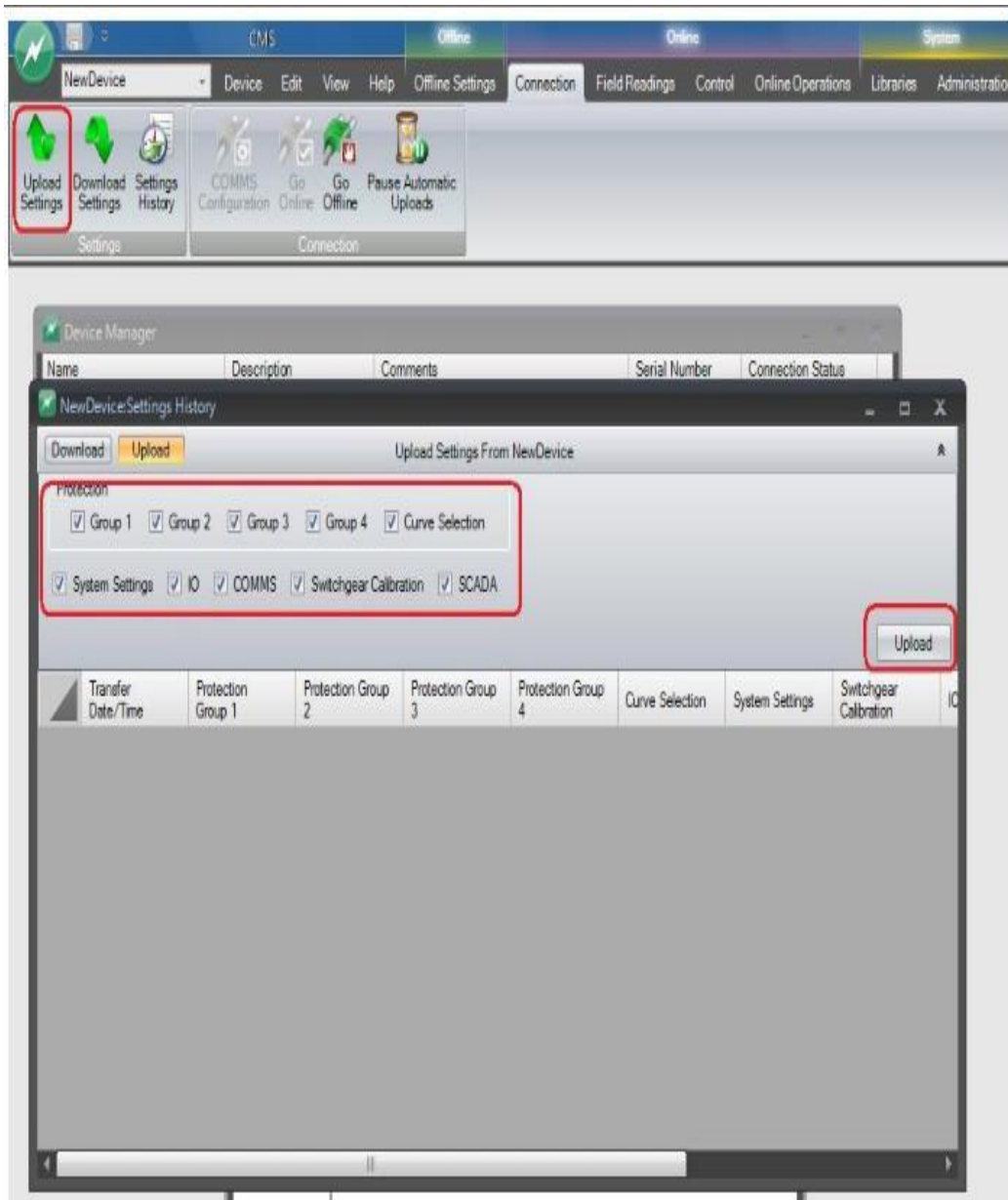


Fig. 6-35: Configuración actual del dispositivo

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Cada actualización de la configuración del dispositivo inserta nuevas filas en el historial, especificando el grupo o los parámetros de configuración que fueron modificados conjuntamente con la fecha de actualización, como se muestra en la Fig. 6.36.

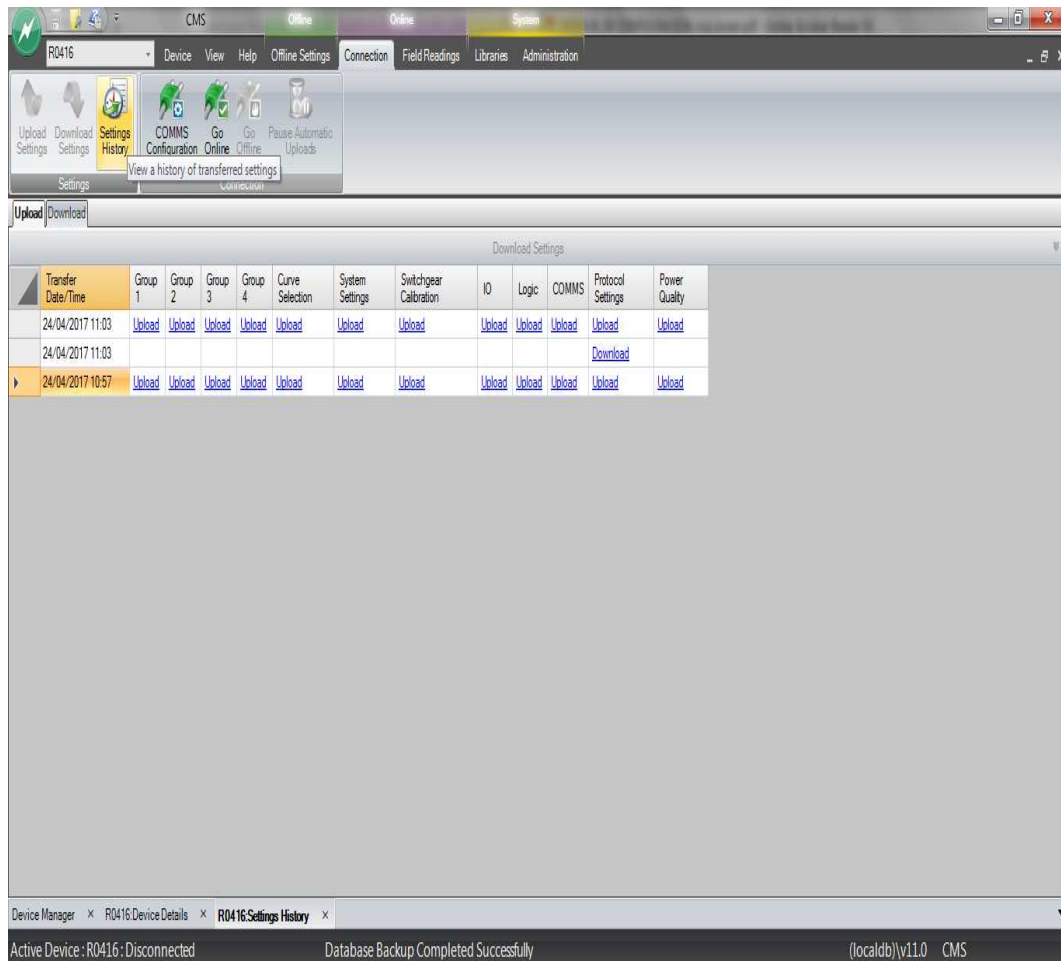


Fig. 6-36: Historial del dispositivo
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

6.10.2. PARÁMETROS DE COMUNICACIÓN

Los reconvertadores de la marca Noja pueden comunicarse mediante algunos protocolos como DNP3 a través de redes TCP/IP e IEC 60870-5-101/104 cuya norma establece una comunicación en serie y asíncrono para el telecontrol. Para este estudio y para la integración con el SCADA se va a utilizar la comunicación mediante el protocolo DNP3.

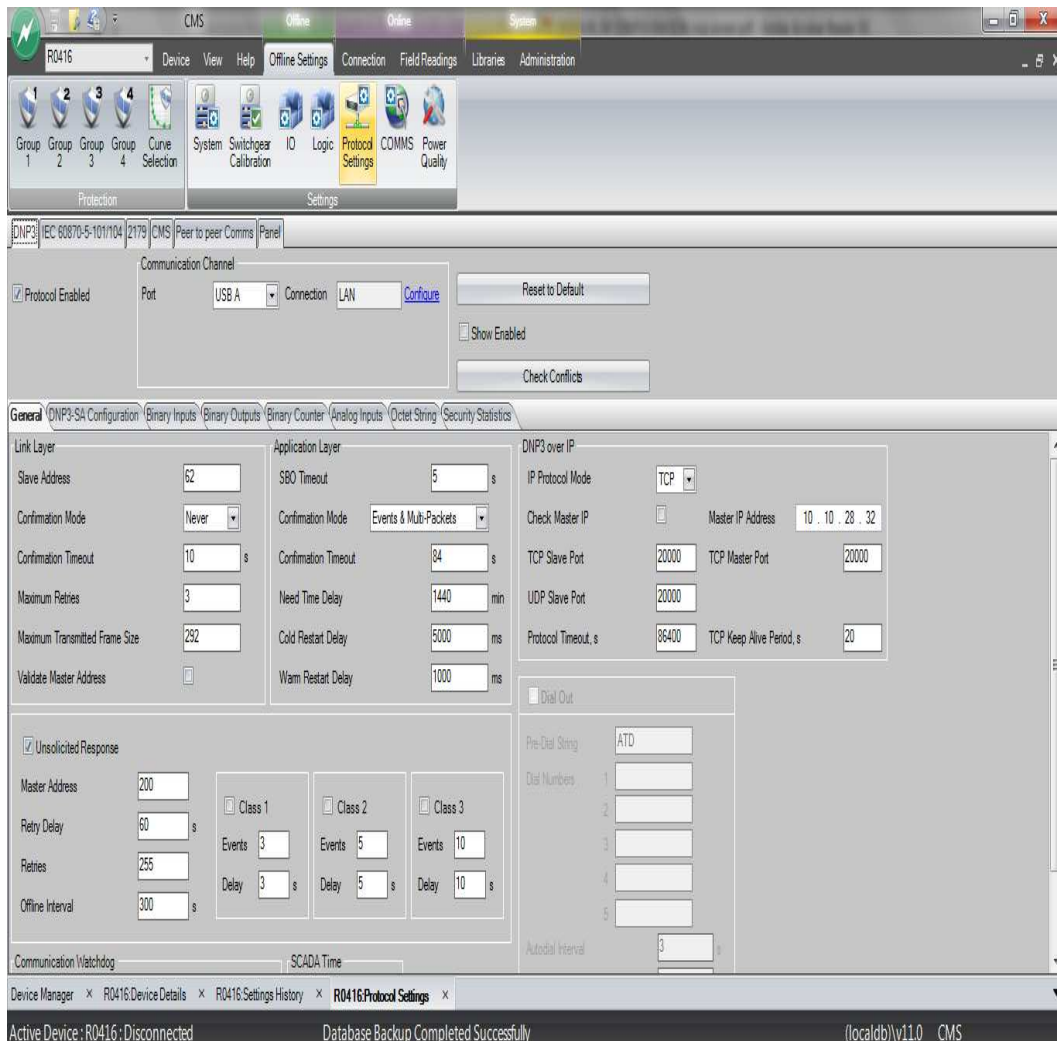


Fig. 6-37: Configuración del Protocolo de comunicación del reconector
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La Fig. 6.37 muestra la configuración del protocolo de comunicación del reconector, la cual posee señales de indicación que son generadas por una acondicionar de señales de indicación para visualizar los datos generados por otros elementos.

Estas señales pueden ser activadas de acuerdo al requerimiento para su uso en el SCADA.

A continuación, se presentan varias configuraciones claves que harán que la implementación de esta red tele controlada pueda pertenecer a un Sistema de SMART GRIDS.

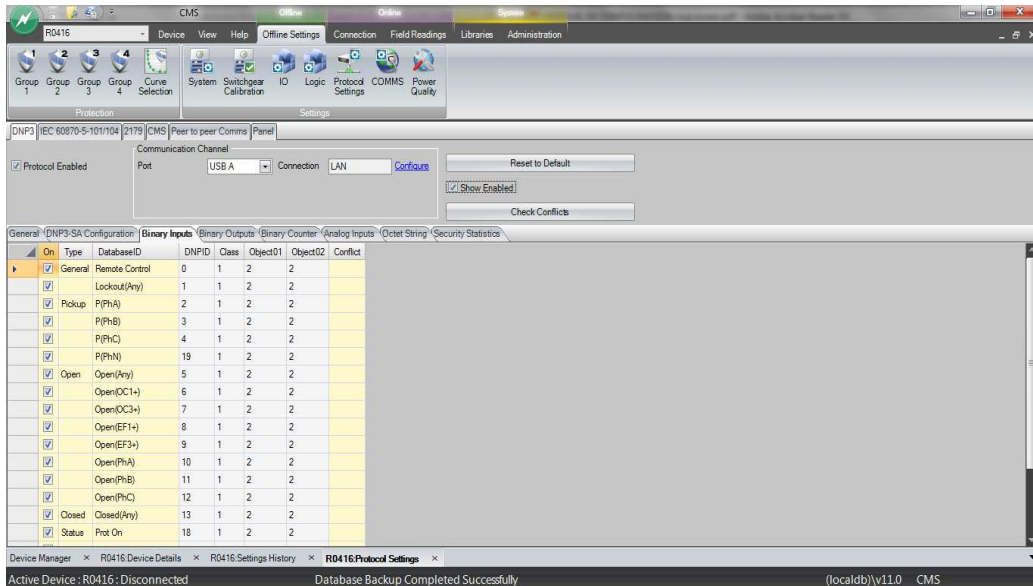


Fig. 6-38: Señales digitales del reconector
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La Fig. 6-38 visualiza la pestaña donde se encuentra la configuración de las señales digitales del reconector.

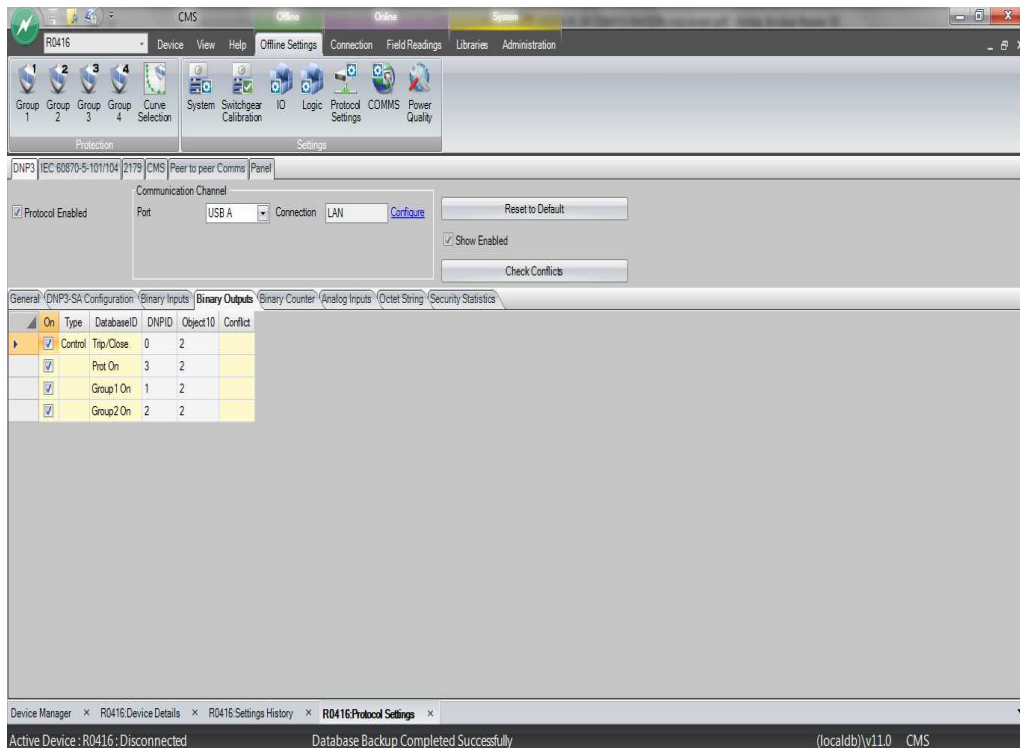


Fig. 6-39: Señales de comando del reconector

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La Fig. 6-39 visualiza la pestaña donde se encuentra la configuración de las señales de comando del reconector.

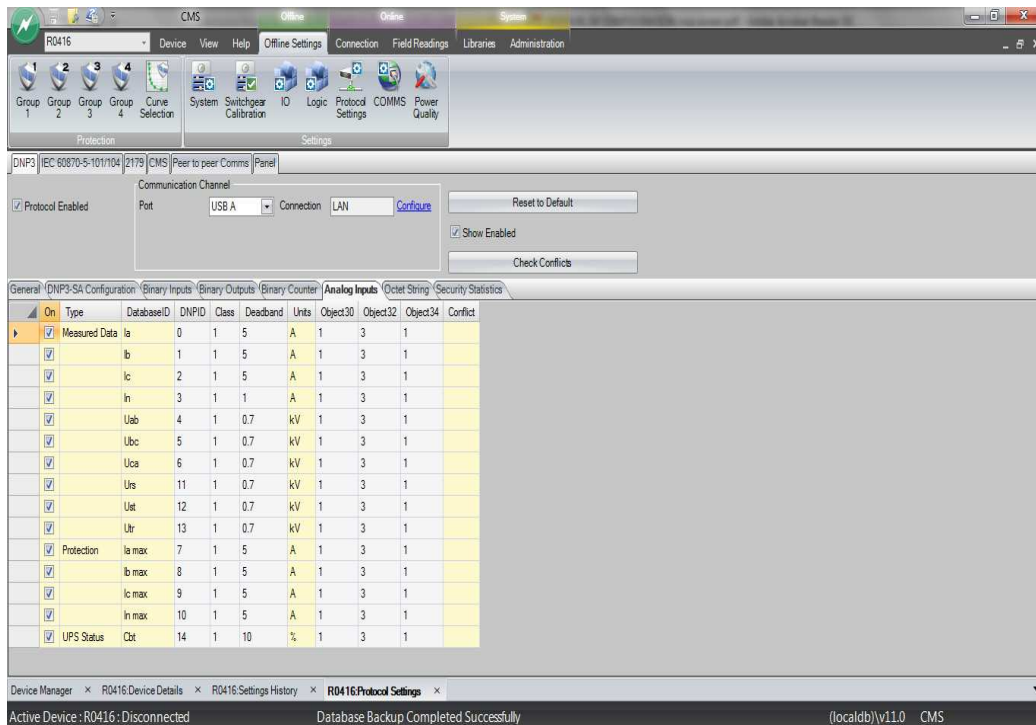


Fig. 6-40: Señales analógicas del reconnector
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La Fig. 6-40 visualiza la pestaña donde se encuentra la configuración de las señales de comando del reconnector.

Para el telecontrol el equipo tiene la capacidad de ser gestionado remotamente a través de la red mediante la dirección IP del equipo.

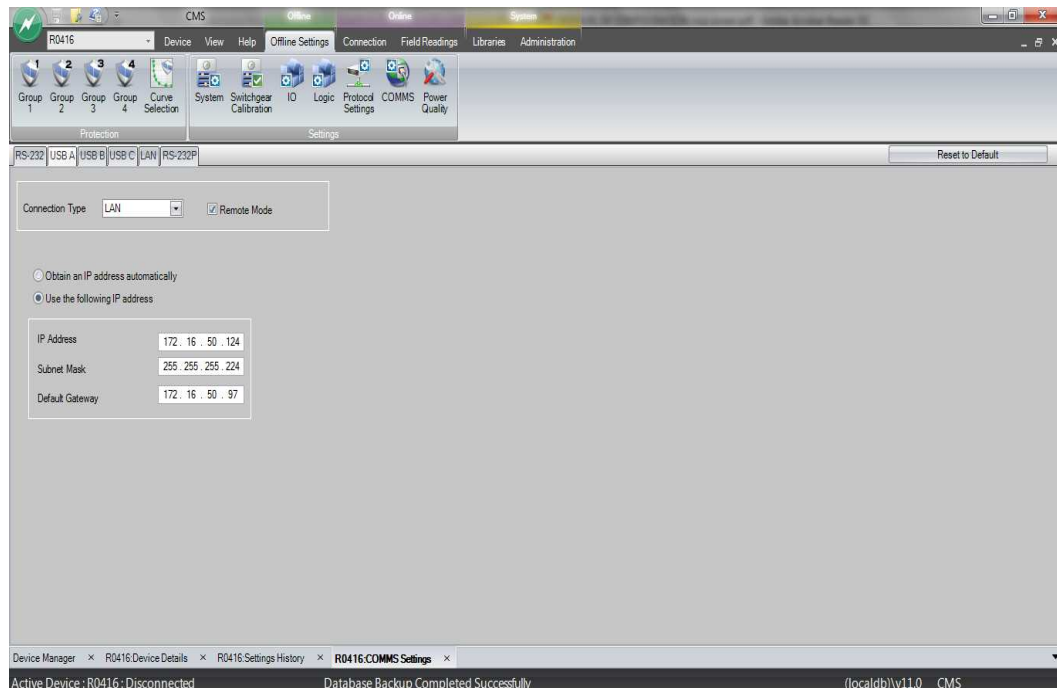


Fig. 6-41: IP del Canal de comunicación del reconector
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La Fig. 6-41 muestra la captura de la elección IP del canal de comunicación del reconector, con las siguientes características USB A, Tipo de conexión LAN, con una dirección IP fija.

6.11. Configuración del GATEWAY

Este dispositivo recopila los datos de todos los dispositivos conectados, independientemente del protocolo, y los transfiere a los centros de control mediante LAN, WAN o módems, para la automatización de las subestaciones en redes de distribución eléctrica.

El SMP Gateway tiene la capacidad de trabajar como maestro y esclavo. Al ser consultado por el SCADA llega a ser un dispositivo más de la red (esclavo). Bajo ciertas circunstancias se prevé que el Gateway pueda consultar y enviar solicitudes de control lo que significa que se convertirá en un dispositivo maestro. El Gateway admite simultáneamente cualquier número de equipos, los mismos que poseen su propio enlace de comunicaciones y protocolo.

La Fig. 6-42 visualiza la captura de pantalla de la interfaz SMP Manager, donde se encuentra la base con los diferentes puntos de estudio como por ejemplo sector Vicentina, Selva Alegre, Sangolquí, Iñaquito, Barrio Nuevo.

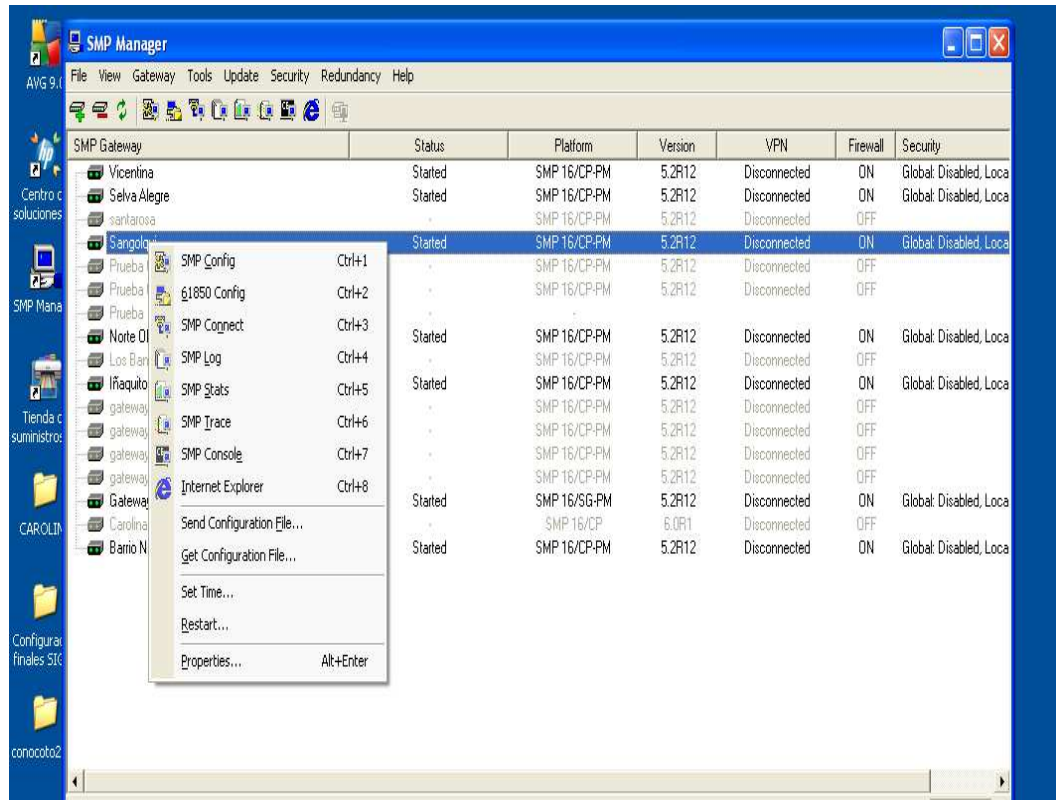


Fig. 6-42: Interfaz SMP Manager
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La asignación de nuevos equipos se la realiza según el protocolo master en el cual se requiere especificar el nombre del reconectador a comunicar, la dirección del maestro al que se debe conectar y la dirección del esclavo (Fig. 6-43).

La configuración de la interfaz de comunicación para la recepción de información de los reconectores es TCP/ IP, esta requiere como parámetro la dirección IP y el puerto de comunicación con el equipo esclavo, como se muestra en la Fig. 6-44.

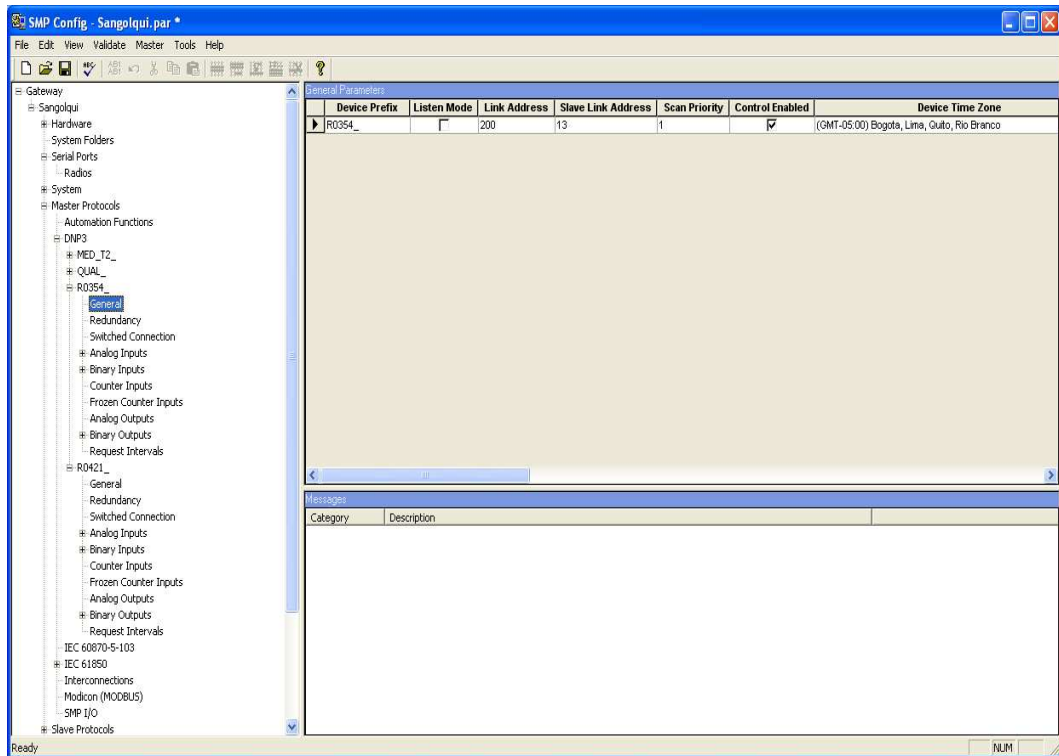


Fig. 6-43: DNP3 Master Interfaz
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

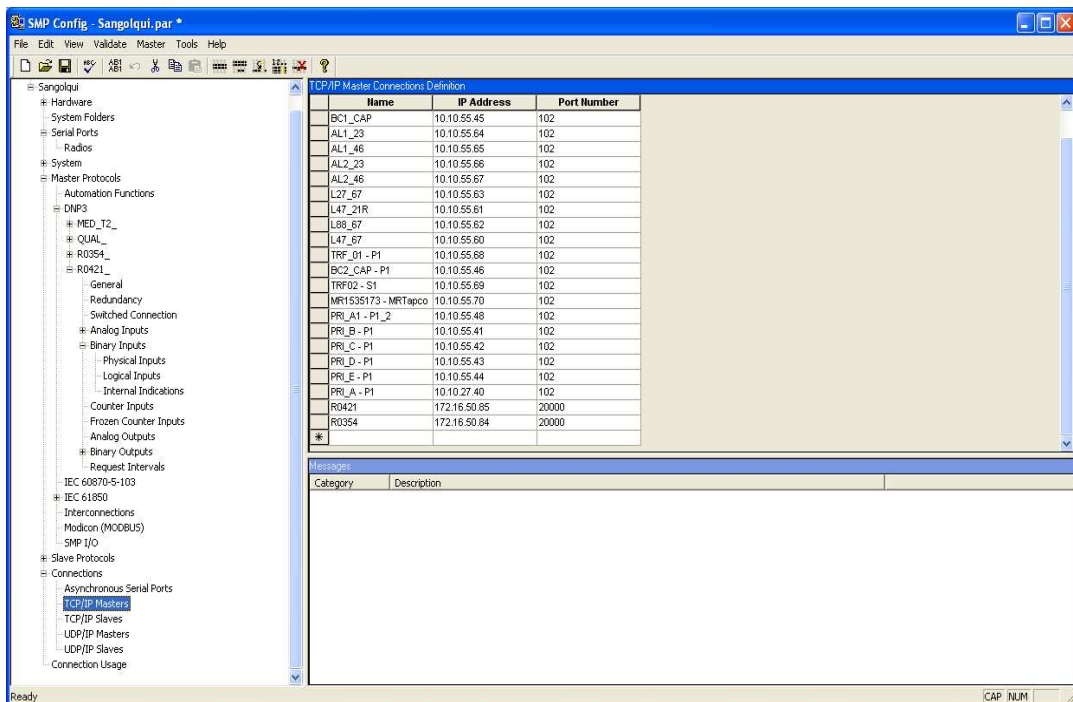


Fig. 6-44: Configuración Interfaz TCP/IP
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La información de las variables enviadas de los reconectores que son considerados objetos en el protocolo DNP3 son replicadas en el Gateway, conservando su tipo. Se crean manualmente por lo que es necesario ingresar un número de dirección consecutivo a la última variable cargada, Fig.6-45.

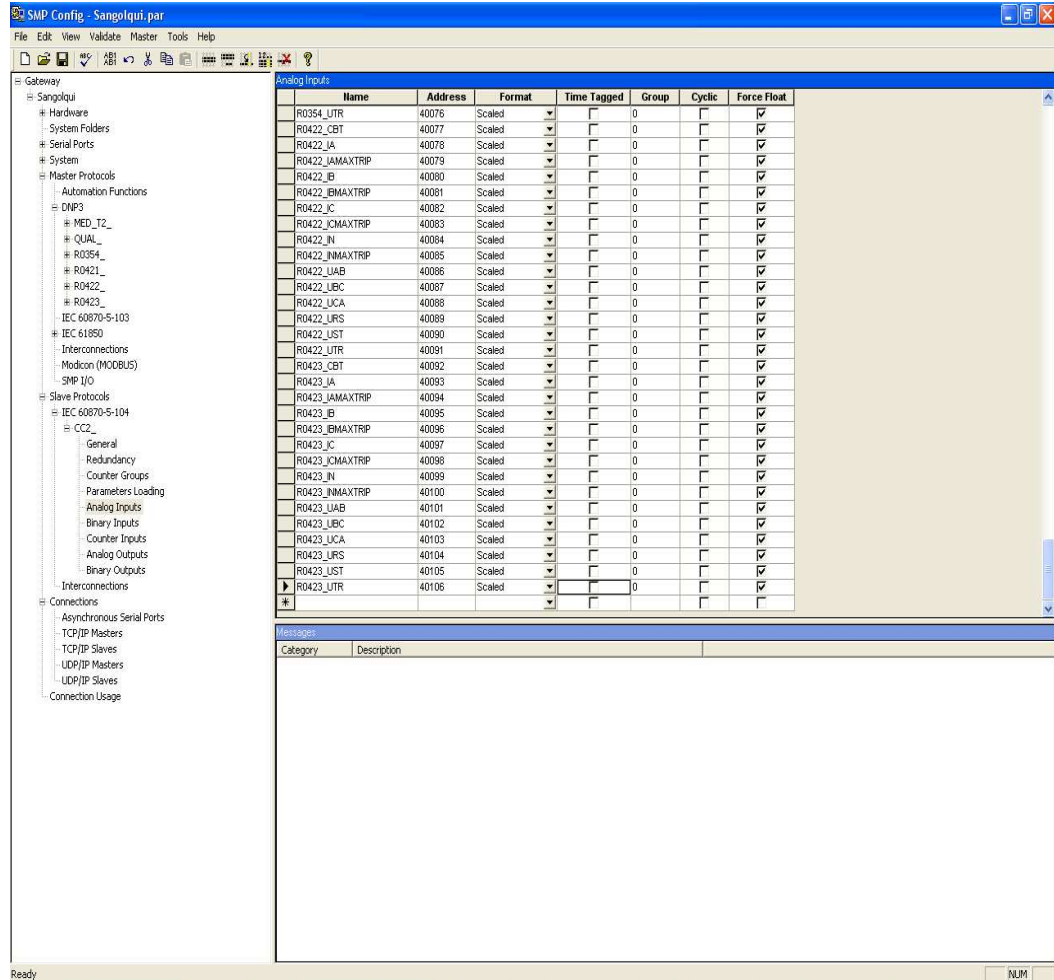


Fig. 6-45: Entradas analógicas SMP config
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

6.12. CONCENTRADOR DE DATOS

Los datos de los reconectores son enviados mediante el protocolo DNP3 TCP/IP al concentrador de datos que administra la información mediante la configuración estandarizada para cada una de las zonas. Para la configuración del concentrador de datos se utiliza el software System Configuration Tools de Schneider Electric que permite el telecontrol sobre puntos según el protocolo DNP 3.0.

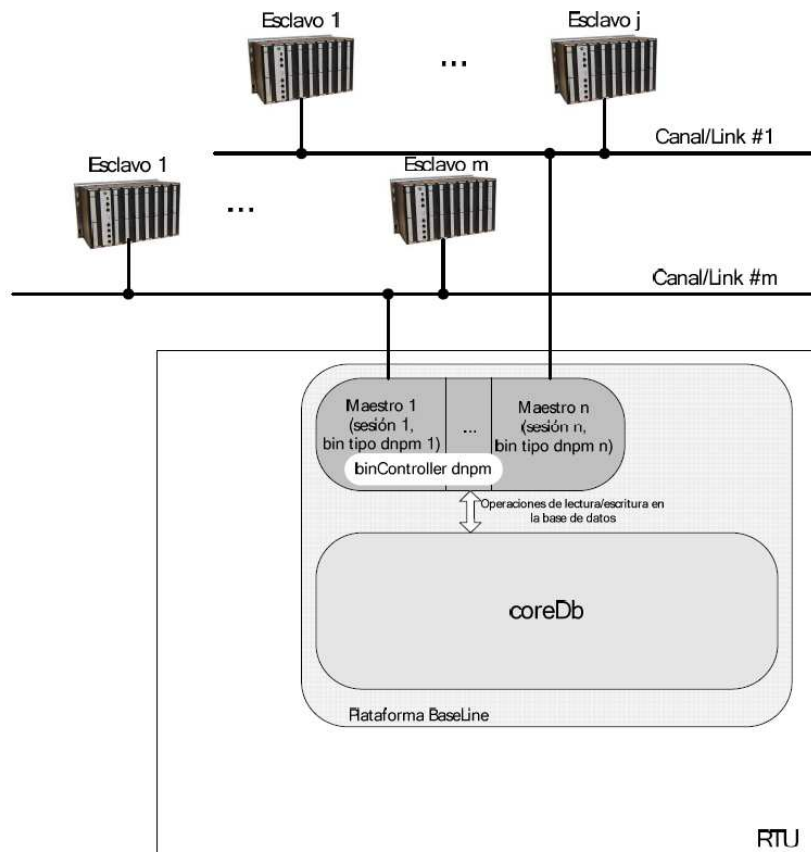


Fig. 6-46: Esquema de funcionamiento
Elaborado por: Manual concentrador de datos

En DNP3 los tipos de puntos o variables se los trata como objetos, los datos asociados a estos objetos se los denomina variación. Por ende, el intercambio de información entre un maestro y un esclavo DNP es una serie de peticiones/respuestas de objetos de diferentes tipos y con diferentes variaciones, como se muestra en la Fig. 6-46.

6.12.1. Canal de comunicación

Se crea un canal de comunicación con el reconector cuya información es enviada de forma inalámbrica, mediante los enlaces de radio establecidos y cuyas direcciones están descritas en el ANEXO B.

La Fig. 6-47 capta como ejemplo la forma de la comunicación con el reconector cuya identificación es R_0428 que corresponde a la IP 172.16.50.55.



Fig. 6-47: Configuración del canal de comunicación
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Se procede a crear un nuevo dispositivo dentro del proyecto actual, el mismo que aparecerá en el árbol de dispositivos, como se muestra en la Fig. 6-48.

Cada protocolo de comunicación y sus módulos se presentan en el árbol como nodos de segundo nivel, si estos se encuentran activos y están asociados a los mismos.



Fig. 6-48: Nuevo dispositivo
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Se selecciona el canal o enlace físico que se ha de emplear para las comunicaciones DNP, teniendo en cuenta que no se podrá crear un canal si no se dispone de un enlace físico disponible (Fig. 6-49).

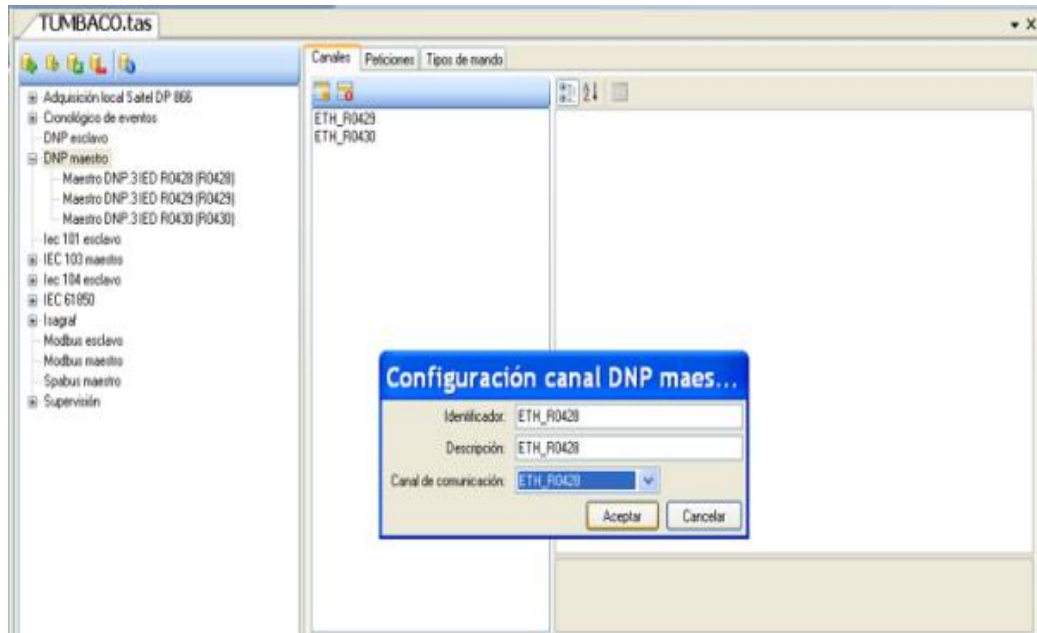


Fig. 6-49: Configuración del canal DNP maestro
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

6.12.2. Mapa de puntos

Una vez establecida la comunicación se ingresa las señales provenientes de los reconectores. Las señales son agrupadas en analógicas, digitales y de comandos con sus respectivos identificadores como se detalla en la siguientes Tablas 6-12, señales analógicas del reconector, 6-13 señales de mando del reconector, 6-14 señales digitales del reconector.

Tabla 6-12: Señales analógicas del reconector

DETALLE	IDENTIFICADOR
CORRIENTE FASE A	IA
CORRIENTE FASE B	IB
CORRIENTE FASE C	IC
CORRIENTE NEUTRO	IN
VOLTAJE FASES AB	VAB
VOLTAJE FASES BC	VBC
VOLTAJE FASES CA	VCA

DETALLE	IDENTIFICADOR
CORRIENTE DE FALLA FASE A	IFALLA-A
CORRIENTE DE FALLA FASE B	IFALLA-B
CORRIENTE DE FALLA FASE C	IFALLA-C
CORRIENTE DE FALLA NEUTRO	IFALLA-N
VOLTAJE FASES RS	VRS
VOLTAJE FASES ST	VST
VOLTAJE FASES TR	VTR
CONTADOR CICLOS	CONT

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Tabla 6-13: Señales de mando del reconectador

DETALLE	IDENTIFICADOR
RECONNECTADOR PROTECCION GRUPO 1	GP1
RECONNECTADOR PROTECCION GRUPO 2	GP2
RECONNECTADOR ESTADO PROTECCION	EST_PROT

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Tabla 6-14: Señales digitales del reconectador

DETALLE	IDENTIFICADOR
LOCAL/REMOTO	LR
ENCLAVAMIENTO	ENCL
ARRANQUE FASE A	AFA
ARRANQUE FASE B	AFB
ARRANQUE FASE C	AFC
RECONNECTADOR ABIERTO	ABIERTO
RECONNECTADOR CERRADO	CERRADO
DISPARO 51	D51
DISPARO 50	D50
DISPARO 51N	D51N
DISPARO 50N	D50N
DISPARO FASE A	DFA
DISPARO FASE B	DFB
DISPARO FASE C	DFC

DETALLE	IDENTIFICADOR
PROTECCIÓN GRUPO 1	GP1E
PROTECCIÓN GRUPO 2	GP2E
ESTADO BATERÍA ALIMENTACIÓN AC	EST_BATE
BATERÍA ESTADO	ALI_BATE
PROTECCIÓN ARRANQUE NEUTRO	EST_PRO
LÍNEA VIVA	AFN
	HLT

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Los puntos de información o variables que presentan los dispositivos vinculados se organizan en objetos, clasificándolos de la siguiente forma:

- OB01, entradas digitales.
- OB03, entradas digitales dobles.
- OB10, estado de las salidas digitales.
- OB12, salidas/mandos digitales.
- OB20, contadores.
- OB21, contadores congelados.
- OB30, entradas analógicas.
- OB40, estado de las salidas analógicas.
- OB41, salidas/mandos analógicos.

Cada objeto se encuentra asociado a su respectivo índice, cuyo valor no puede repetirse dentro del mismo objeto de la misma base de datos. Este ayuda a identificar completamente a un punto de información y su formato para la coordenada es la siguiente:

Indice: Objeto

Donde el índice es un valor de 16 bits asociado al punto en DNP3.0, su rango está comprendido entre 0 y 65535. Los índices son únicos para cada objeto.

El objeto especifica la clase de objeto al que pertenece el punto.

Para que un punto esté disponible para la comunicación con el SCADA se debe activar en la columna “Habilitado” del “Mapa de puntos diagnostic” la fila cuya descripción especifique sesión en línea y en el campo “Elemento” se ingresa el nombre del reconectado como se muestra en la Fig. 6-50.

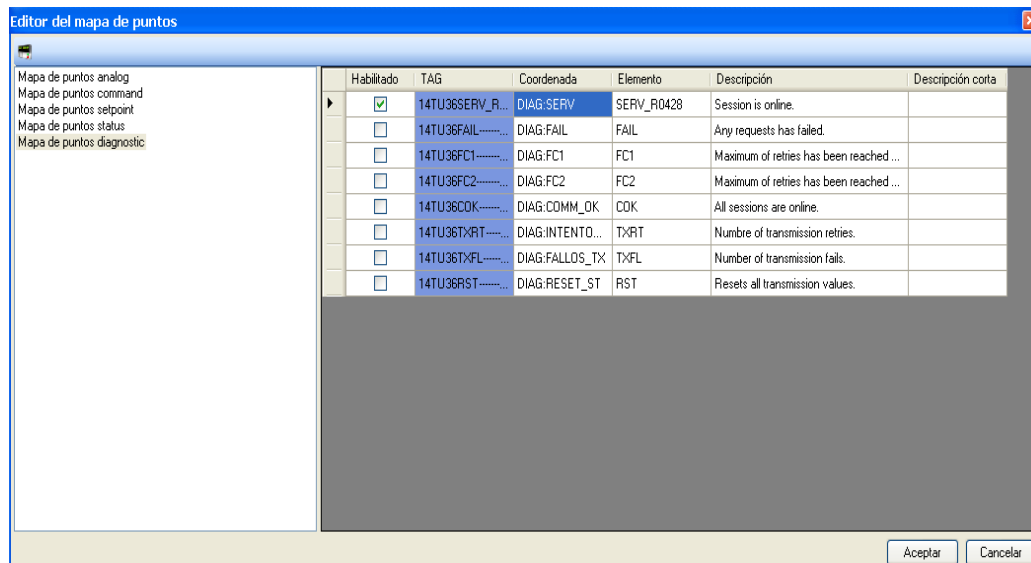


Fig. 6-50: Configuración para SCADA
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

En el caso de los dispositivos DNP3 maestros, los mapas de puntos tipo “analog” y “status” presentan la información enviada por el equipo esclavo vinculado. Estos puntos son fuente de información para la base de datos en tiempo real del componente.

En cambio, los mapas de puntos tipo “command” y “setpoint” son de destino, puesto que puede ser accionados desde otros dispositivos del componente.

Los puntos poseen propiedades los cuales se detallan a continuación:

- **Tag**, texto que identifica unívocamente al punto.
- **Descripción**, texto significativo que describe la información del punto.
- **Elemento**, texto que indica el elemento asociado al punto. Su valor se emplea para construir el Tag del punto, en base a la plantilla del Tag declarada en el componente.

- **Índice DNP**, permite seleccionar el índice que se aplicará para identificar al punto.
- **Objeto**, indica el objeto DNP que será asignado al punto.
- **Usa variación**, solo disponible para punto tipo “command”, Indica que el mando empleará un Tipo de mando específico.
- **Tipo mando**, solo disponible para punto tipo “command”. Da el índice del Tipo de mando que será aplicado al punto.

El formato establecido para los textos de los puntos denominados TAGs se encuentra estructurado como se detalla a continuación en la Fig. 6-51.

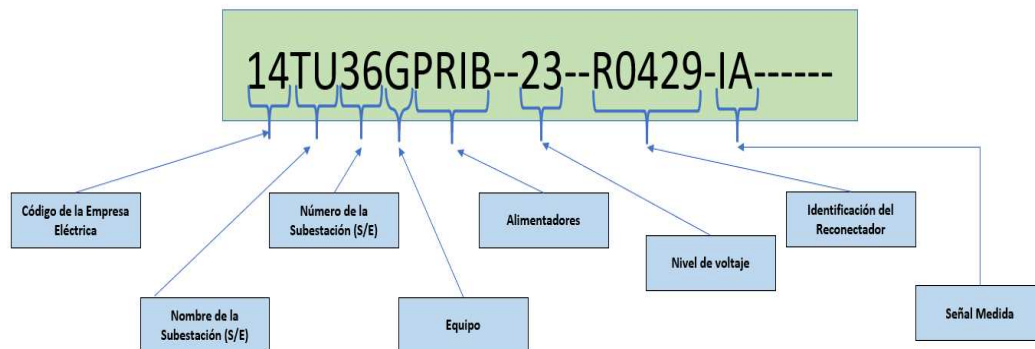


Fig. 6-51: Nomenclatura de las TAGs
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Donde:

- 14= Código de EEQ
- TU= Tumbaco
- 36= Número de la Subestación Tumbaco
- G= Gateway
- PRIC= Alimentador Primario C
- 23= Nivel de Voltaje
- R0430= Reconnectador 430
- IA= Corriente en la fase A

Cada mapa de puntos es configurado de acuerdo a la nomenclatura de los TAGs establecidas y con su respectivo índice, el nombre del objeto se pone por default dependiendo del mapa de puntos en el que se está trabajando, como se muestra en las Fig.6-52, 6-53 y 6-54. En el caso del mapa de puntos de comando presenta la columna “Usa Variación”, esta opción especifica el tipo de mando que será aplicado al punto seleccionado.

Elemento	Descripción	Descripción corta	Mascara	Alarma	Ingeniería	Índice DNP	Objeto
IB-23-R0429IA----	GPRIB-23-R0429IA-----	R0429. CORRIENTE FASE A		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	0830
IB-23-R0429IB----	GPRIB-23-R0429IB-----	R0429. CORRIENTE FASE B		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1	0830
IB-23-R0429IC----	GPRIB-23-R0429IC-----	R0429. CORRIENTE FASE C		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	0830
IB-23-R0429IN----	GPRIB-23-R0429IN-----	R0429. CORRIENTE NEUT...		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	3	0830
IB-23-R0429IAB----	GPRIB-23-R0429IAB-----	R0429. VOLTAJE FASES AB		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4	0830
IB-23-R0429IAC----	GPRIB-23-R0429IAC-----	R0429. VOLTAJE FASES BC		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5	0830
IB-23-R0429ICA----	GPRIB-23-R0429ICA-----	R0429. VOLTAJE FASES CA		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	6	0830
IB-23-R0429IFALLA A	GPRIB-23-R0429IFALLA A	R0429. CORRIENTE DE FA...		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	7	0830
IB-23-R0429IFALLA B	GPRIB-23-R0429IFALLA B	R0429. CORRIENTE DE FA...		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	8	0830
IB-23-R0429IFALLA C	GPRIB-23-R0429IFALLA C	R0429. CORRIENTE DE FA...		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	9	0830
IB-23-R0429IFALLA N	GPRIB-23-R0429IFALLA N	R0429. CORRIENTE DE FA...		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	10	0830
IB-23-R0429IVRS----	GPRIB-23-R0429IVRS-----	R0429. VOLTAJE FASES RS		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	11	0830
IB-23-R0429IVST----	GPRIB-23-R0429IVST-----	R0429. VOLTAJE FASES ST		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	12	0830
IB-23-R0429IVTR----	GPRIB-23-R0429IVTR-----	R0429. VOLTAJE FASES TR		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	13	0830
IB-23-R0429ICONT----	GPRIB-23-R0429ICONT---	R0429. CONTADOR CICLOS		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	14	0830

Fig. 6-52: Mapa de puntos señales analógicas
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Índice	Tag	Elemento	Descripción	Descripción corta	Índice DNP	Objeto	Usa variación	Tipo mando
1	14TU366P.	GPRIB-23-R0428-----	R0428. RECONECTADOR		0	0812	<input checked="" type="checkbox"/>	1
2	14TU366P.	GPRIB-23-R0428-GP1----	R0428. PROTECCION GRUPO 1		1	0812	<input checked="" type="checkbox"/>	0
3	14TU366P.	GPRIB-23-R0428-GP2----	R0428. PROTECCION GRUPO 2		2	0812	<input checked="" type="checkbox"/>	0
4	14TU366P.	GPRIB-23-R0428-EST_P----	R0428. ESTADO PROTECCION		3	0812	<input checked="" type="checkbox"/>	0

Fig. 6-53: Mapa de puntos señales de comando
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Índice	Tag	Elemento	Descripción	Descripción corta	Máscara	Índice DNP	Objeto
1	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-LR---	R0428. LOCAL/REMO			0	0B01
2	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-ENCL---	R0428. ENCLAVAMEN			1	0B01
3	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-AFA---	R0428. ARRANQUE FASE A			2	0B01
4	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-AFB---	R0428. ARRANQUE FASE B			3	0B01
5	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-AFC---	R0428. ARRANQUE FASE C			4	0B01
6	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-ABIER---	R0428. RECONECTOR ABIERTO			5	0B01
7	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-O51---	R0428. DISPARO 51			6	0B01
8	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-O50---	R0428. DISPARO 50			7	0B01
9	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-O51N---	R0428. DISPARO 51N			8	0B01
10	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-O50N---	R0428. DISPARO 50N			9	0B01
11	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-OFA---	R0428. DISPARO FASE A			10	0B01
12	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-OFB---	R0428. DISPARO FASE B			11	0B01
13	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-OFB---	R0428. DISPARO FASE C			12	0B01
14	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-CCERRA---	R0428. RECONECTOR CERRADO			13	0B01
15	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-GP1E---	R0428. PROTECCION GRUPO 1			14	0B01
16	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-GP2E---	R0428. PROTECCION GRUPO 2			15	0B01
17	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-EST_B---	R0428. ESTADO BATERIA			16	0B01
18	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-ALL_BA---	R0428. ALIMENTACION AC BATERIA			17	0B01
19	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-EST_P---	R0428. ESTADO PROTECCION			18	0B01
20	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-AFN---	R0428. ARRANQUE NEUTRO			19	0B01
21	14TU36GP...	GPRIB-23-R0428-HLT---	R0428. LINEA VIVA			20	0B01

Fig. 6-54: Mapa de puntos señales digitales
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

6.12.3. Comunicación con el SCADA

IEC 104 es un protocolo de telecontrol cuya capa de aplicación coincide con la del protocolo IEC-60870-5-101. El intercambio de información se realiza por medio de la interfaz TCP/IP. Dentro de este protocolo se hace referencia a una estación controladora y una estación controlada, denominados maestro y esclavo respectivamente. La unidad de intercambio de información de datos entre un esclavo y un maestro se denomina ASDU (Application Service Data Unit), que garantiza una comunicación segura entre dispositivos.

Para la detección del inicio y fin de cada ASDU, cada trama tiene un carácter que especifica el inicio, la longitud del ASDU y el campo de control. El ASDU se compone de un bloque para “Datos de Identificador de Unidad” y uno o más objetos de información. El bloque de “Datos de Identificador de Unidad” tiene la misma estructura para todos los ASDU, cuyos objetos de información están definidos por el campo del tipo de identificador.

La comprobación de la trama recibida se realiza mediante un checksum que verifica que ningún bit ha cambiado al ser enviado por el canal de comunicación. Un carácter de paro especifica el fin de la trama.

La estructura de la trama se muestra a continuación en la Tabla 6-15:

Tabla 6-15: Formato trama IEC 104

IEC 104 TRAMA		
UNIDAD DE DATO	NOMBRE	DETALLE
START FRAME	Start Character	Indica el inicio de la trama.
	Length Field APDU	Longitud total de la trama.
	Control Field 1	Presenta las funciones de control como mensajes de dirección.
	Control Field 2	
	Control Field 3	
Control Field 4		
Data Unit Identifier	Type Identifier	Define el tipo de dato que contiene un formato específico de la información del objeto.
	Variable Structure Qualifier	Indica el tipo de información que contienen múltiples objetos.
	COT (1 byte)	Indica las causas de la transmisión de datos como eventos cíclicos o espontáneos.
	Originator Address (1)	Especifica la dirección de origen del ADSU duplicado y del ASDU consultado en el monitor de dirección.
	ASDU Address (2)	Denota segmentos separados y su dirección dentro del dispositivo.
Information Object	Information Object Address(3)	Provee la dirección de la información del elemento del objeto.
	Information Elements(n)	Contiene los detalles de la información del elemento dependiendo de su tipo.
Information Object-2	----- --	
	----- --	
Information Object-n		
Stop Frame	Checksum	Usado para el error de los checks.
	Stop Char	Indica el fin de la trama.

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

A continuación, en la Fig. 6.55 se muestra un ejemplo de configuración de un cliente

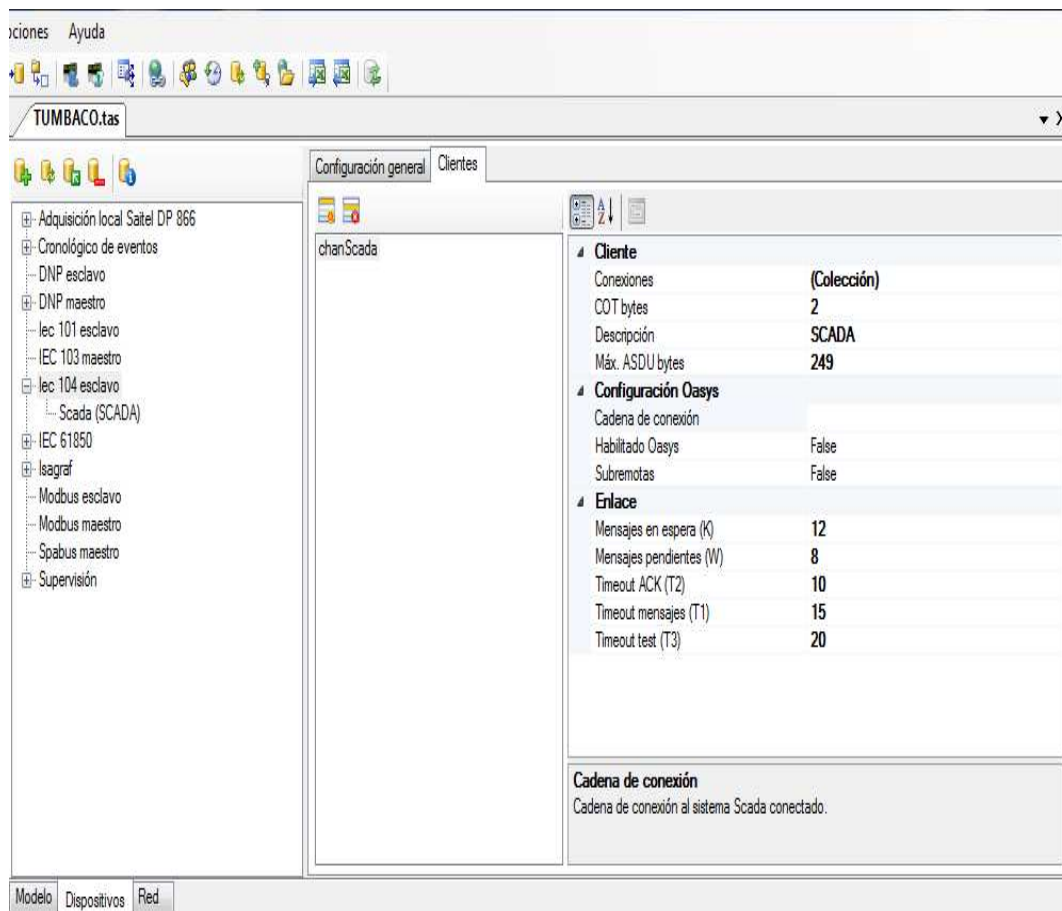


Fig. 6-55: Configuración del cliente
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Dentro de la configuración del cliente en el protocolo IEC 104 se tiene los siguientes parámetros:

- Descripción: detalle de la sesión.
- COT bytes: número de bytes que se utilizan para enviar la causa de la transmisión.
- MAX ASDU bytes: número máximo de bytes para enviar el ASDU.

Parámetros del enlace:

- Mensajes en espera (K): número máximo de mensajes que espera el emisor sin recibir ACKs antes de darlos por perdidos.
- Mensajes pendientes (W): número máximo de mensajes que almacenará el receptor como pendientes para enviar el ACK.
- Timeout mensajes (T1): tiempo que espera el emisor para recibir el ACK del receptor.

- Timeout ACK (T2): tiempo para el envío del ACK por ende debe ser menor a T1.
- Timeout test (T3): tiempo para el envío de mensajes que almacenara el receptor como pendientes para enviar el ACK.

El tiempo medio entre dos preguntas a la misma remota pidiendo información recibe el nombre de “tiempo de polling”. Este tiempo de polling va a depender del número de remotas que compartan el mismo medio físico y de la velocidad en el medio físico.

En la Fig. 6-56 se muestra la opción Administración de canales y links en donde se puede crear, modificar o eliminar canales de comunicación.

Los canales para establecer una conexión se realizan mediante TCP con la estación controlada por medio del puerto TCP (2404) que establece la norma IEC 104. La identificación de un cliente o esclavo es por la dirección IP de la estación controlada (Fig. 6-57).

Si dos equipos intentan transmitir simultáneamente, hay un mecanismo dentro del protocolo para solucionar el problema de la colisión, bastante eficiente mientras no haya un gran número de colisiones.

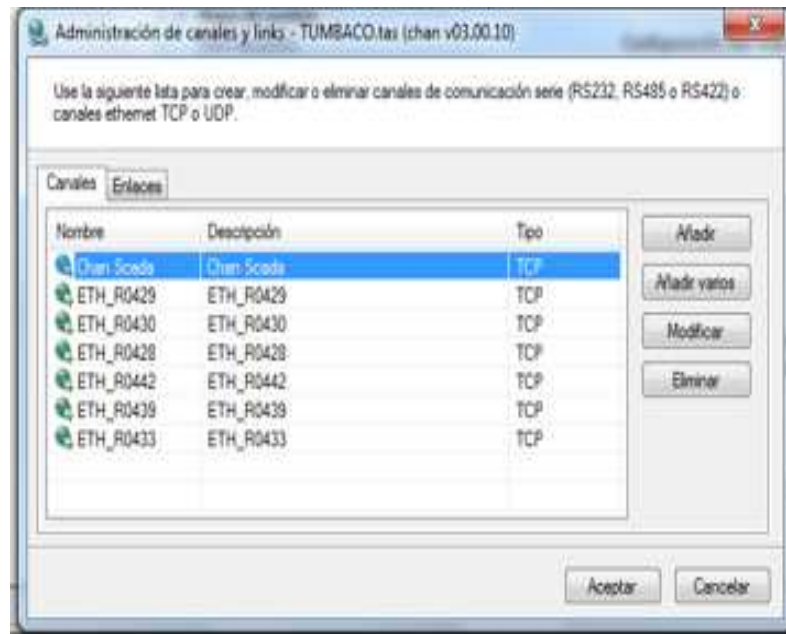


Fig. 6-56: Administración de canales de comunicación

Elaborado por: Marcelo Ballesteros



Fig. 6-57: Configuración del canal de comunicación
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La Fig.6-58 muestra la asignación de direcciones 104 empareja las señales del protocolo DNP3 con las del protocolo IEC104 que se comunicará con el SCADA. El tipo de punto va a depender de la señal a asignar como digitales (status), mandos o señales digitales de salida (command) o análogas (analog).

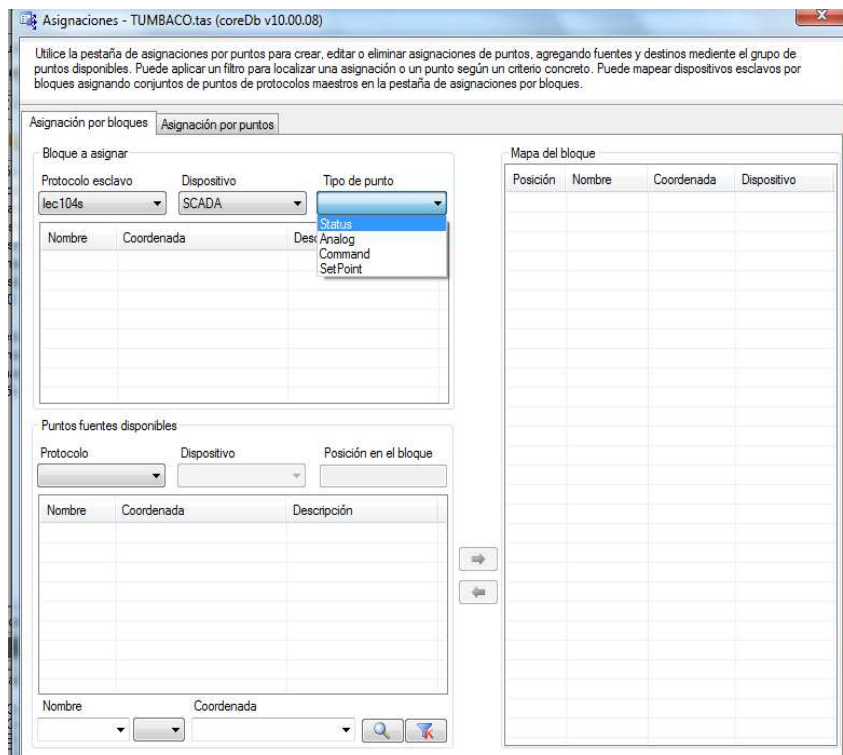


Fig. 6-58: Asignación de direcciones 104
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Cada dispositivo recopila las señales que se presentan identificado por nombre o tag, coordenada o especificación del objeto y la descripción del mismo.

En puntos fuentes disponibles, se elige el protocolo del que provienen las señales, para nuestro caso DNPm. Al escoger el protocolo del que provienen las señales, en el campo dispositivo se despliegan todos los equipos configurados en DNP3. Se selecciona el equipo al que se va a asignar las direcciones 104 e inmediatamente en los campos “Nombre”, “Coordenada” y “Descripción” aparecen todas las señales que están configuradas, tanto las señales analógicas como las digitales (Fig. 6-59).

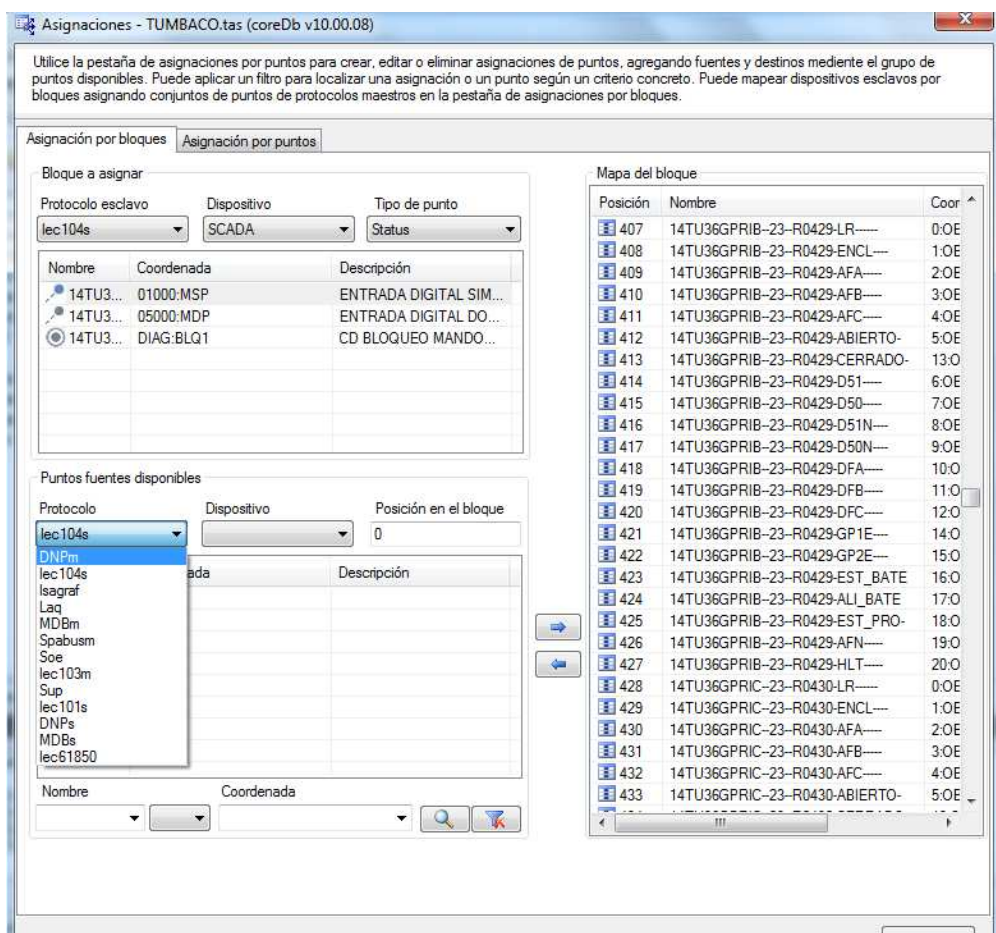


Fig. 6-59: Asignación de señales digitales
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Dentro del listado de puntos fuentes disponibles se selecciona la señal del dispositivo a la cual se requiere asignar la dirección 104. Mediante el cuadro de “Posición en el bloque” se establece el valor de la posición que debe continuar con la numeración de la última posición que ha sido asignada en el mapa del bloque. La

señal será insertada con su dirección 104 una vez que se de click sobre el botón cuyo icono es una flecha hacia la derecha como se muestra en la Fig. 6-60.

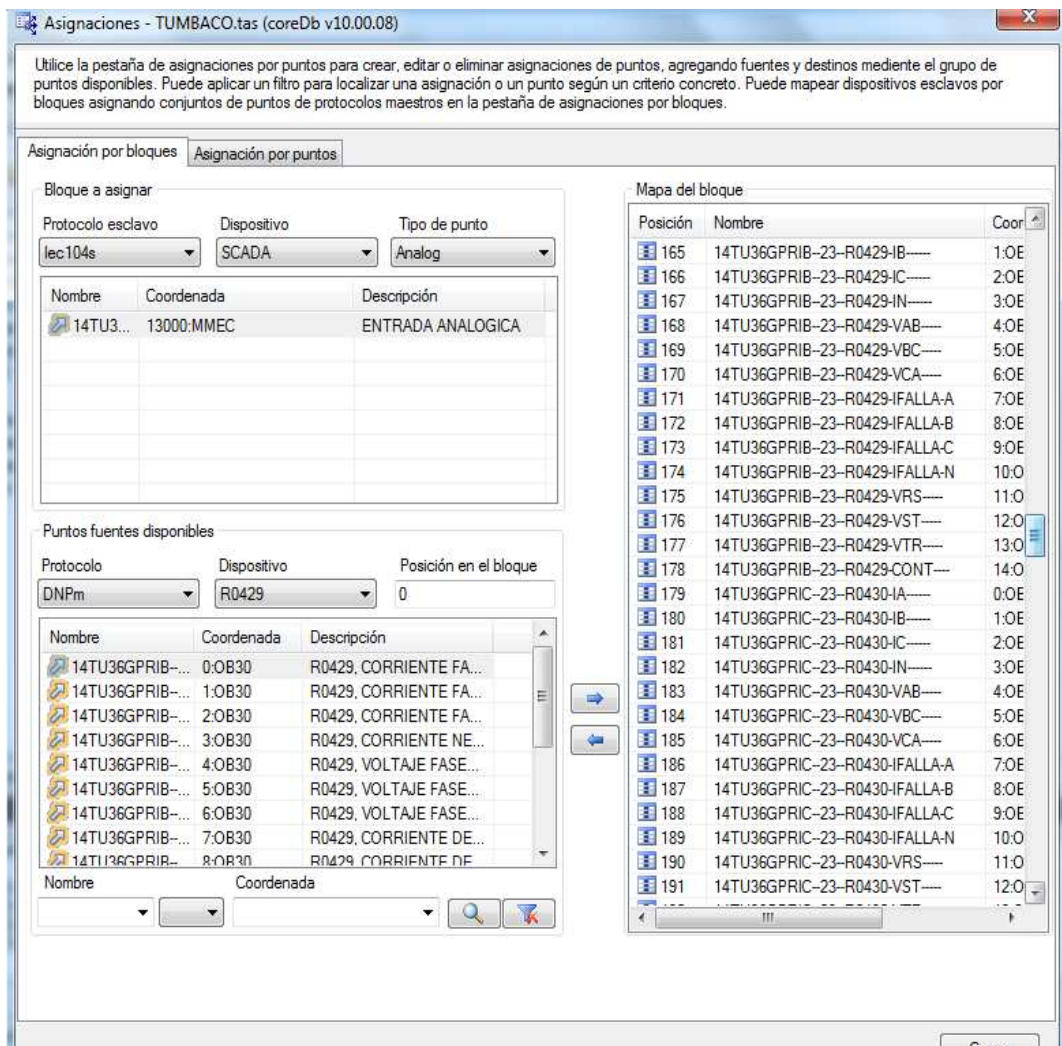


Fig. 6-60: Asignación de señales de análogas
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Las señales de comandos son de tipo “Mando Digital Doble”, una posición de abierto y una de cerrado, por lo que utilizan dos posiciones consecutivas en el mapa de bloques (Fig. 6-61).

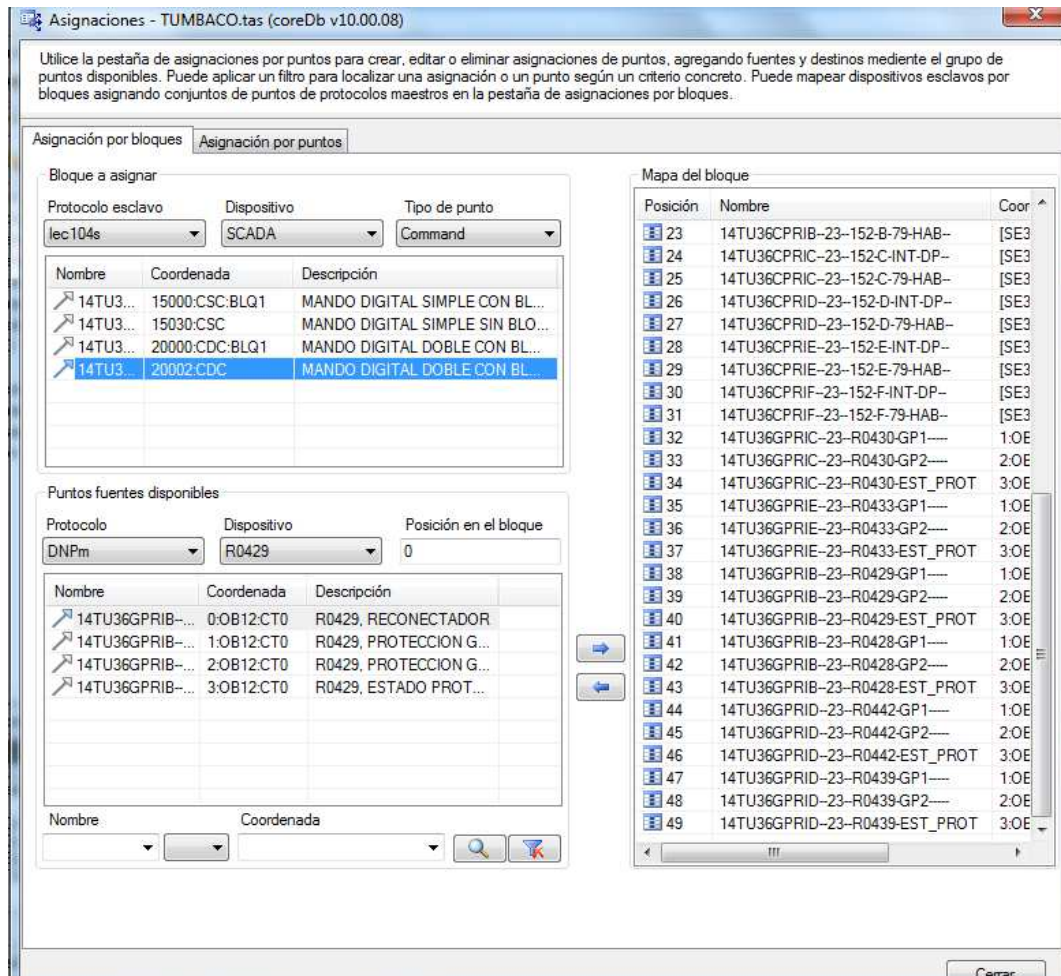


Fig. 6-61: Asignación de comando
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

El concentrador de datos debe estar en la capacidad de detectar el estado de la pre-falla de los reconectadores y de los relés de cabecera. Con la lógica establecida, mediante condiciones y tablas de estado, se puede tomar la decisión de realizar o no la transferencia hacia un tramo predefinido, evitando así la sobrecarga en los equipos primarios que reciben la carga. Para que las lógicas programadas en el concentrador de datos puedan surtir efecto, es necesario que el grupo de protección perteneciente a los reconectadores sean modificados para que se pueda realizar la transferencia por una solicitud de cambio de mando generado desde el concentrador.

En el caso que se realicen mantenimientos programados en los reconectadores se contempla la anulación automática de los mandos recibidos desde el SCADA o desde la HMI hacia el reconectador con la intención de precautelar la integridad del personal que se encuentre realizando dicho mantenimiento, transfiriendo el control

de automático a manual mediante una consigna enviada desde el centro de control que será considerada como señal de reparación.

6.13. NIVELES DEL SCADA

El sistema SCADA es un conjunto de software y hardware trabajando en conjunto para comunicar y supervisar elementos ubicados en campo. Su objetivo es la recopilación de datos por medio de sensores y dispositivos de medición. Estos datos son adquiridos y almacenados en tiempo real para posteriormente ser representados.

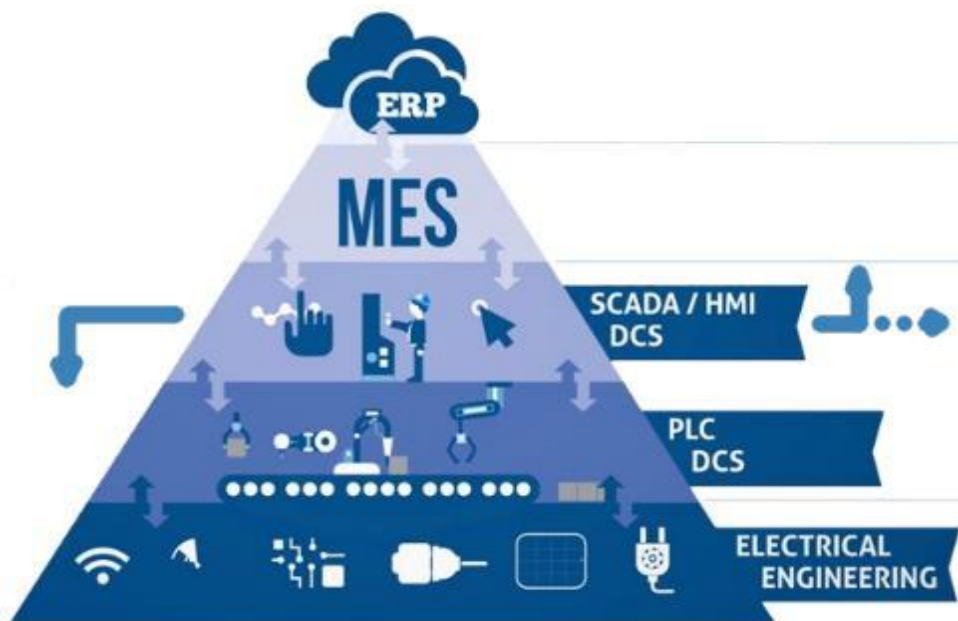


Fig. 6-62: Niveles del SCADA
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

En la Fig. 6.62 se muestra la pirámide de niveles explicados con anterioridad.

Las funciones que cumple el SCADA son las siguientes:

- Localizar la zona de la red afectada por la presencia de una falla.
- Detectar la zona de la red que presente una falla permanente.
- Aislar la zona afectada.
- Evaluar las restricciones operativas de la zona.
- Restablecer el sistema para los usuarios afectados fuera de la zona con falla permanente.
- Minimizar el número de usuarios afectados.
- Proteger los equipos sin descuidar la seguridad.

- Evitar la sobrecarga de los equipos en la red debido a una reconfiguración del sistema.
- Debe ser capaz de realizar un deslastre de cargas, según las condiciones del sistema.
- Notificar en tiempo real a Centro de Control sobre eventos y condiciones anormales de la red.
- Presentar los datos analógicos y digitales de campo.

Los sistemas SCADA utilizan servidores SQL para el almacenamiento de la información en tablas que poseen información relacionada, proporcionando integridad, seguridad y concurrencia de los datos, cuya estructura se describe en la Fig.6-63.

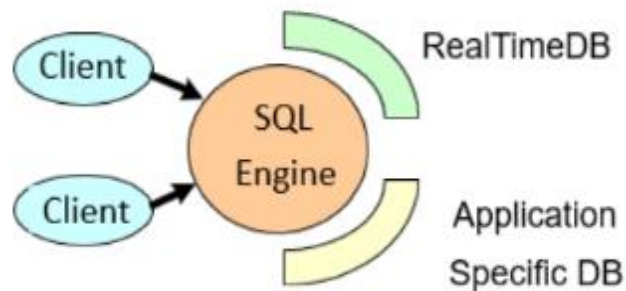


Fig. 6-63: Estructura base de datos SCADA
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Advance Database Editor (ADE) permite la transacción de comandos de la base de datos en tiempo real gestionando las tablas en donde se encuentran almacenadas las variables medidas, configuraciones de alarmas, vistas, tipos de accesos entre otros. Las pantallas que se visualizan son personalizadas mediante archivos xml ubicados en la raíz del software cuyos archivos se mantienen fijos si se presenta un shutdown o un startup. Los usuarios que presentan los privilegios de administradores pueden añadir elementos a la interfaz.

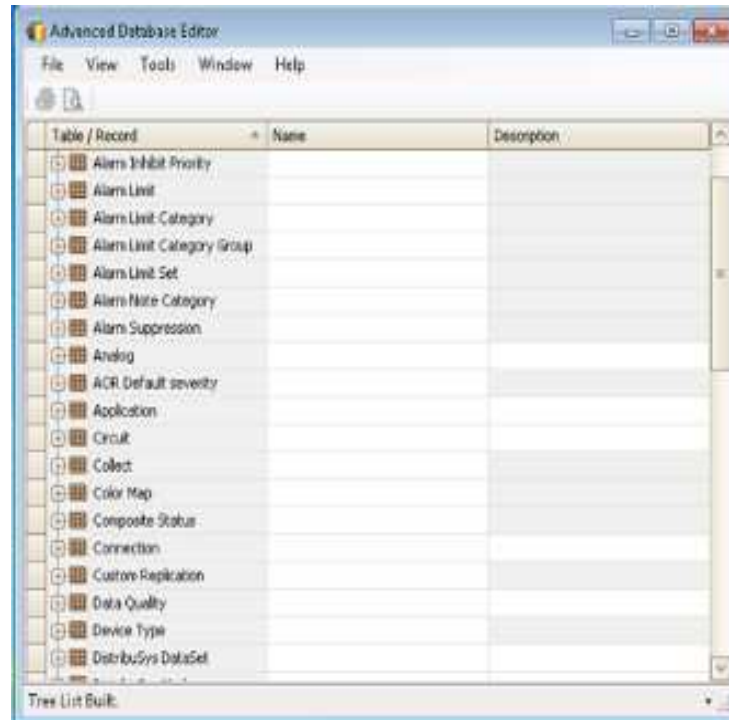


Fig. 6-64: Vista de árbol ADE
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

En la Fig. 6-64 muestra la vista del árbol ADE, donde determina la forma en que la información se presentará al operador de los datos almacenados en las tablas.

La configuración de señales analógicas y digitales se realizan en las tablas correspondientes a “Analog” o “Status” respectivamente, disponibles en la vista de árbol. Los registros en las tablas, que corresponden a cada una de las variables censadas, se etiquetan manteniendo un formato que describe la procedencia y tipo de variable a la que se refiere. Dentro de cada registro se ubican campos que permiten configurar los siguientes parámetros de las señales:

Señales digitales:

- Conversión de datos de entrada
- Alarmas
- Recogida de datos

Señales analógicas:

- Factor de conversión
- Límites de alarmas

- Medidas
- Promedios de los valores
- Comandos de salida
- Límites y tolerancia de Setpoint

En la Fig. 6.65 se muestra la tabla correspondiente a “Status”, específicamente la tabla de configuraciones de señales digitales de las variables censadas.

Find & Replace									
Name	Remote	Dataset	Inhibit Abnormal Alarm	Inhibit Normal Alarm	Inhibit Abnormal Log	Inhibit Normal Log	Base Message	Priority Display	
			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			
			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Find what			
			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			

Fig. 6-65: Tabla de configuración señales digitales
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Existen métodos alternativos para la inserción de registros dentro de las tablas. Se puede por ejemplo contemplar una hoja de cálculo en Excel que contiene los mismos campos y puede ser importada directamente hacia el ADE para levantar nuevas variables dentro del sistema con una parametrización establecida, como se muestra en la Tabla 6-16.

Tabla 6-16: Excel señales digitales

Name	Remote	Off-Norm Alm	Norm Alarm	Off-Norm Log	Norm Log	Base Message
14SG55GPRIB--23--R0420-IA-----	14_SG55GW_COOPER_16CP	no	yes	no	no	analog
14SG55GPRIB--23--R0420-IB-----	14_SG55GW_COOPER_16CP	no	yes	no	no	analog
14SG55GPRIB--23--R0420-IC-----	14_SG55GW_COOPER_16CP	no	yes	no	no	analog
14SG55GPRIB--23--R0420-IN-----	14_SG55GW_COOPER_16CP	no	yes	no	no	analog
14SG55GPRIB--23--R0420-VAB-----	14_SG55GW_COOPER_16CP	no	yes	no	no	analog
14SG55GPRIB--23--R0420-VBC-----	14_SG55GW_COOPER_16CP	no	yes	no	no	analog
14SG55GPRIB--23--R0420-VCA-----	14_SG55GW_COOPER_16CP	no	yes	no	no	analog
14SG55GPRIB--23--R0420-IFALLA-A	14_SG55GW_COOPER_16CP	no	yes	no	no	analog
14SG55GPRIB--23--R0420-IFALLA-B	14_SG55GW_COOPER_16CP	no	yes	no	no	analog
14SG55GPRIB--23--R0420-IFALLA-C	14_SG55GW_COOPER_16CP	no	yes	no	no	analog
14SG55GPRIB--23--R0420-IFALLA-N	14_SG55GW_COOPER_16CP	no	yes	no	no	analog
14SG55GPRIB--23--R0420-VRS-----	14_SG55GW_COOPER_16CP	no	yes	no	no	analog
14SG55GPRIB--23--R0420-VST-----	14_SG55GW_COOPER_16CP	no	yes	no	no	analog
14SG55GPRIB--23--R0420-VTR-----	14_SG55GW_COOPER_16CP	no	yes	no	no	analog
14SG55GPRIB--23--R0420-BATUSAGE	14_SG55GW_COOPER_16CP	no	yes	no	no	analog

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

La visualización de las variables gestionadas se presenta siguiendo configuraciones establecidas.

MENU SUBEST_AC		GW	RTU	RTU	GW	RTU	RTU	GW	
SUCCESS	Normal	SUCCESS	Normal	SE OLIMPICO (R)	19	SUCCESS	Normal	SE COTOCOLLAO (R) CT	39
		SUCCESS	Normal	SE LULUNCOTO	20	SUCCESS	Normal	SE SUR	41
SUCCESS	Normal	SUCCESS	Normal	SE BARRIO NUEVO (R)	21	SUCCESS	Normal	SE EPICLACHIMA (R)	42
		SUCCESS	Normal	SE CHIMBACALLE (R)	22	SUCCESS	Normal	SE SAN ANTONIO	45
OFFLINE		SUCCESS	Normal	SE CHILIBULO (R) (R)	23	SUCCESS	OFFLINE	SE CONOCOTO (R)	49
		SUCCESS	Normal	SE ESCUELA SUCRE	24	SUCCESS	Normal	SE CAROLINA	53
SUCCESS	Normal			SE SAN ROQUE	26	SUCCESS	OFFLINE	SE ALANGASI (R)	55
SUCCESS	Normal	SUCCESS	Normal	SE LA MARIN (R)	27	SUCCESS	Normal	SE SAN RAFAEL (R)	57
		SUCCESS	Normal	SE MIRAFLORES	28	SUCCESS	Normal	SE IMAQUITO	58
SUCCESS	Normal	SUCCESS	Normal	SE DIEZ VIEJA	29	SUCCESS	Normal	SE CUMBAYA (R)	59
SUCCESS	Normal			SE BELISARIO QUEVEDO (R)	30	SUCCESS	Normal	SE PLATAFORMA FINANCIERA	70
SUCCESS	Normal			SE LA FLORESTA (R)	31	SUCCESS	OFFLINE	SE TABABELA (R)	81
SUCCESS	Normal	OFFLINE		SE GRANDA CENTENO	32	SUCCESS	Normal	SE DIEZ NUEVA (R)	82
		SUCCESS	Normal	SE GUALO (R)	33	SUCCESS	Normal	SE AEROPUERTO	84
		SUCCESS	Normal	SE EL BOSQUE (R)	34			SE MACHACHI	01
		SUCCESS	Normal	SE RIO COCA	36	SUCCESS	Normal	SE TUMBACO (R)	
SUCCESS	Normal	SUCCESS	Normal	SE ANDALUCIA (R)	37	SUCCESS	Normal	SE STA. ROSA (R)	

Fig. 6-66: Subestaciones de la EEQ
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

En la Fig. 6-66 se observan todas las subestaciones que conforman la red de distribución eléctrica de la EEQ. Junto al nombre de algunas subestaciones se muestra un botón con la letra “R”, el cual especifica que en esas localidades se encuentran levantados reconfiguradores accesibles desde el sistema los mismos que pueden ser visualizados al presionar el botón.

La lógica de reconfiguración de tramos mediante los reconfiguradores tele controlados desde el SCADA considera el aislamiento de la zona en donde se produce la falla, garantizando el restablecimiento del servicio en la zona en un lapso de tiempo corto, teniendo en cuenta que no incluyen los tiempos de los elementos que conforman el diagrama local de los reconfiguradores como temporizadores. El tiempo contemplado para la reconfiguración automática de la red por un fallo empieza cuando un reconfigurador es declarado en falla permanente por un operario de acuerdo a los parámetros establecidos.

El SCADA gestiona la información recibida desde los reconectadores mediante el protocolo IEC 60870-5-104 y publica la variación de estas señales mediante una interfaz normalizada, la misma que es accesible a los operarios en el centro de control. La lógica de control establecida en los concentradores de datos espera la señal de consigna del SCADA, en respuesta al análisis de variables en tiempo real, ejecutando una acción de control al sobrepasar los límites establecidos para cada variable.

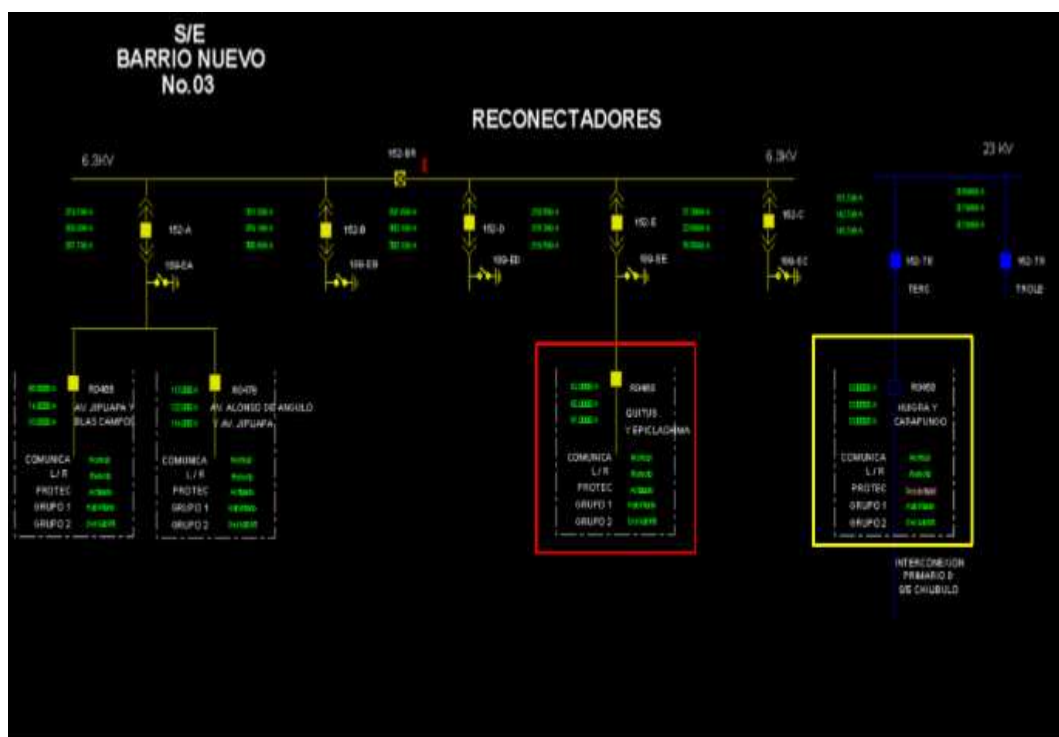


Fig. 6-67: Diagrama unifilar S/E Barrio Nuevo
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Como podemos observar en la Fig. 6-67, el reconectador que está en el recuadro de color rojo se encuentra cerrado. Esto lo podemos identificar por su símbolo (un cuadrado) se encuentra con un relleno, es decir todo el cuadrado pintado. En el reconectador que se encuentra marcado por el recuadro amarillo podemos ver un reconectador abierto, al mismo lo identificamos porque el símbolo se encuentra sin relleno, es decir solo vemos un cuadrado pintado por su borde. En cada reconectador se ha colocado los datos más relevantes como son las medidas de

corriente, en lo referente a señales analógicas, además posiciones de Local/Remoto, Protecciones (ON/OFF), el grupo de protecciones que se encuentra activo (Grupo 1 o Grupo 2).

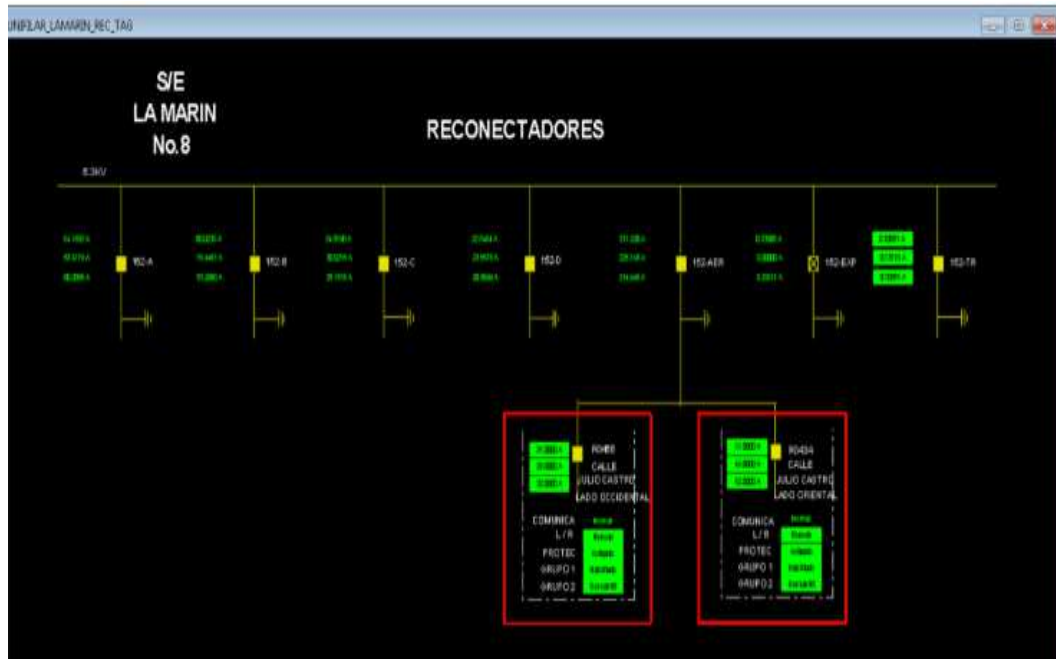


Fig. 6-68: Reconectores S/E La Marín
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

En la siguiente Fig. 6-68 podemos ver dos equipos (reconectores) que se encuentran sin comunicación con el Sistema SCADA, lo podemos identificar porque tanto las señales digitales como las señales analógicas se encuentra pintadas en color verde, lo mismo que nos indica que el equipo ha perdido la comunicación.

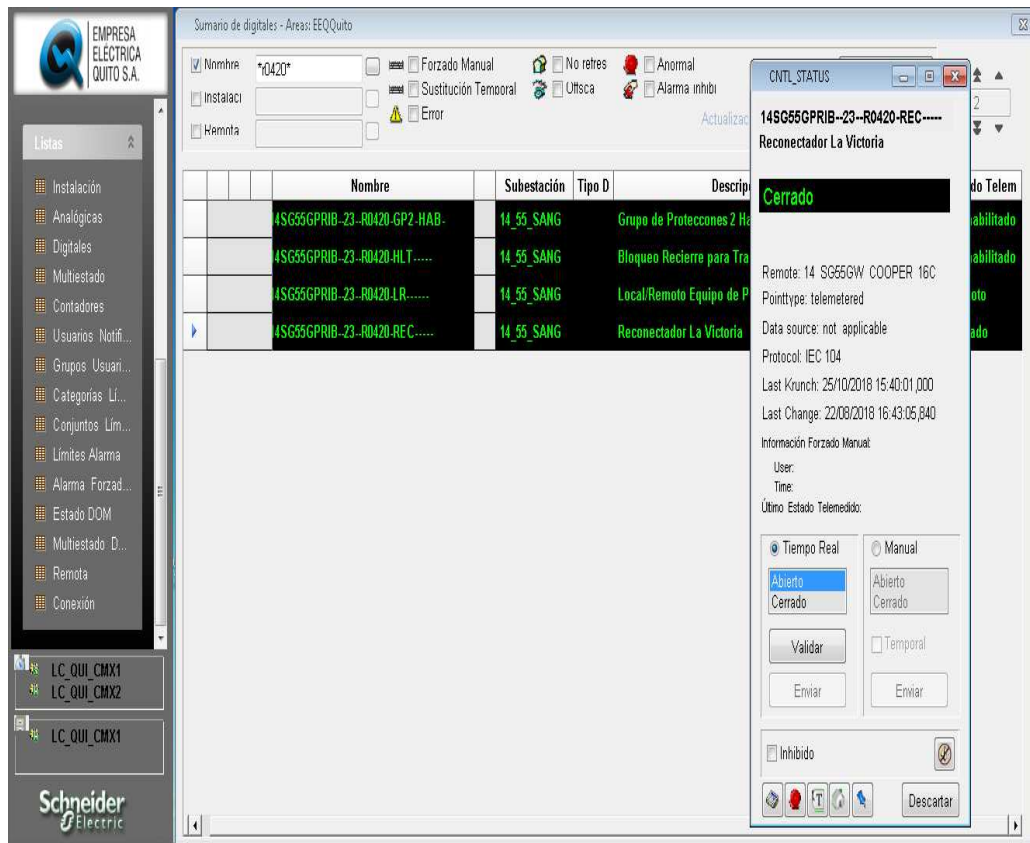


Fig. 6-69: Configuración remota del reconector R0420
Elaborado por: Marcelo Ballesteros

En la Fig. 6-69 se muestra la ventana que sirve para ejecutar los mandos remotamente, es decir, se tiene el telecontrol del reconector logrando abrirlo o cerrarlo, de igual manera se puede ver un listado de señales digitales con sus respectivos estados. En el caso de que se registre algún evento en los equipos tele controlados se presentarán las alarmas y se irán almacenando dentro de un registro de históricos como se observa en la Fig. 6-70.

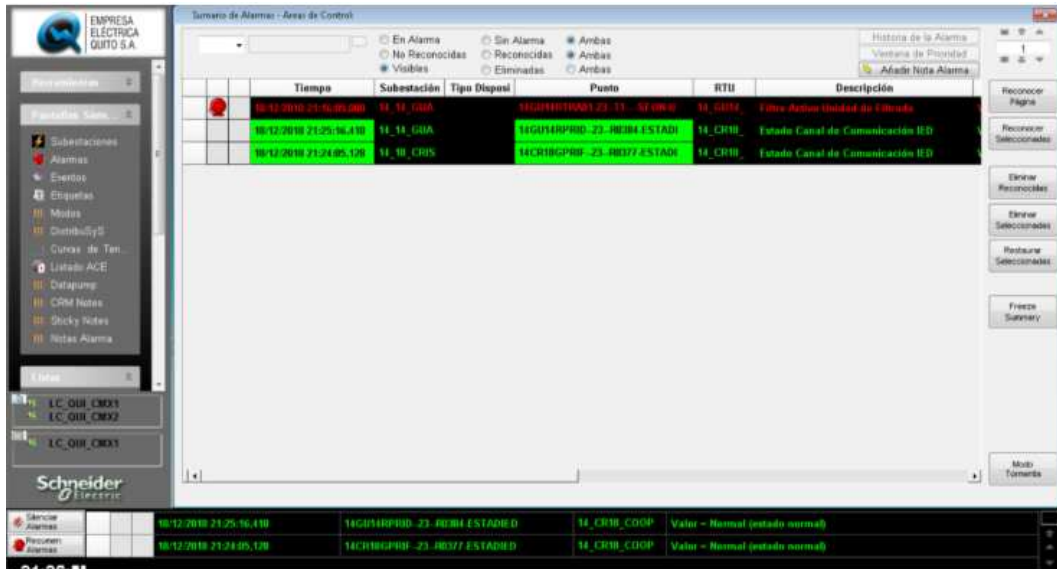


Fig. 6-70: Histórico de las alarmas

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Costos Referenciales

En esta sección se hace referencia al costo de los equipos y materiales necesarios para la integración de los reconectores y cámaras de transformación que, mediante un sistema de comunicación con enlaces de radio frecuencia, permite la integración de las subestaciones factibles al sistema SCADA de la EEQ.

Los bienes y servicios a adquirir para la ejecución de la propuesta son en su mayoría importados. La construcción, ensamblaje, instalación, prueba y puesta en servicio son considerados como bienes y servicios nacionales, los cuales se detallan a continuación en la Tabla 6-17:

Tabla 6-17: Costos Referenciales

UNIDAD	MATERIAL	CANTIDAD	PRECIO	SUB-TOTAL
m	Suministro, tendido, instalación, puesta a punto y pruebas de fibra óptica monomodo armada (12hilos)	9.903,70	3,40	33.672,58
m	Suministro, tendido, instalación, puesta a punto y pruebas de fibra óptica monomodo adss (12hilos)	3.561,00	3,98	14.172,78
c/u	Panel de conexión de 12 pórtricos tipo ftx (patch pannel), LC monomodo odF	39,00	283,56	11.058,84

c/u	Odf para fibra de 12 hilos para rack de 19" (patch panel), conectores SC,	3,00	166,76	500,28
c/u	Switch cámara capa 2, 2 puertos fibra óptica monomodo 1000base-fx conector LC, 8 puertos cobre 100base-tx	19,00	2.752,65	52.300,35
c/u	Radio base PMP (punto multipunto) 5.8 Ghz	4,00	6.115,72	24.462,88
c/u	Radio suscriptor PMP (punto multipunto) 5.8 Ghz	22,00	1.891,81	41.619,82
c/u	Conversor fibra cobre	4,00	119,00	476,00
c/u	Conversor serial ethernet – R-232/RS-485/RS-422	27,00	400,29	10.807,83
c/u	Cableado cobre STP categoría 5e (bobina)	2,00	450,00	900,00
c/u	Patch cords monomodo 2 m duplex conectores SC - LC	2,00	10,54	21,08
c/u	Patch cords monomodo 2 m duplex conectores LC - LC	40,00	10,54	421,6
c/u	Patch cords cobre cat. 5e o superior, 2 m STP (blindado)	50,00	20,00	1000
c/u	Patch cords monomodo 2 m duplex conectores SC - SC	2,00	4,34	8,68
m	manguera tipo bx sellada 3/4"	380,00	3,04	1.155,20
c/u	Conectores RJ-45 hembra blindadas compatible cable STP cat. 5e	41,00	2,50	102,50
c/u	Conector db9 hembra para cable con tapa metálica	28,00	5,80	162,40
c/u	Bornera conexión RS-485	157,00	0,49	76,93
c/u	Rack empotrable inoxidable	19,00	1.424,00	27.056,00
c/u	Caja respaldo de energía comunicaciones para cámara de transformación	11,00	2.423,75	26.661,25
c/u	Caja respaldo de energía comunicaciones para cámara de transformación con fuente de 48v	8,00	3.548,75	28.390,00
c/u	Switch capa 2 industrial gigabitethernet 8 puertos IEC 61850, incluye instalación y puesta punto.	4,00	3.143,22	12.572,88
SUBTOTAL				\$ 287.600,00

Elaborado por: Marcelo Ballesteros

Los valores detallados en la propuesta no se encuentran incluido el IVA.

6.14. Conclusiones y Recomendaciones

El análisis de los resultados de las pruebas permite extraer las conclusiones siguientes:

6.14.1. Conclusiones

- EL sistema que gestiona la red de distribución facilita al operador la interacción en tiempo real desde el centro de control mediante una interfaz Humano-Máquina (HMI) perteneciente al SCADA, permitiendo la supervisión de las variables y proporcionándole el telecontrol de la distribución de la energía eléctrica.
- De acuerdo al levantamiento de información se determinó que es viable implementar una red de fibra óptica para conectar las cámaras de transformación al switch de borde ubicado en cada una de las subestaciones más cercanas, y así enlazar al anillo de fibra óptica con la arquitectura ya existente.
- Se implementó una red de reconectores mediante radio enlaces que poseen diferentes esquemas de conexión en algunas subestaciones pues no se tenía línea de vista por la ubicación geográfica y el desarrollo urbanístico en el que se encuentran ubicados los reconectores, los mismos que fueron aprobados acorde a los estudios de factibilidad y costos requeridos por la EEQ.
- Mediante pruebas previas y de integración del concentrador de datos de reconectores con el sistema SCADA de la EEQ se concluye que los tiempos de reposición del servicio eléctrico ante un fallo en su red de distribución fueron reducidos mediante el flujo de trabajo en el que interviene la lógica establecida en los concentradores de datos para aislar la zona donde se produjo la falla en respuesta a una acción de control enviada por el SCADA luego de analizar las variables en tiempo real.

- La arquitectura de la red implementada es escalable puesto que proyecta a futuro la integración de nuevos equipos que se integrarán a la automatización de reconectores, para ello se establecieron nodos suscriptores que permiten la interconexión de los reconectores por medio de un nodo master ubicado en las subestaciones más cercanas.
- La secuencia de acciones lógicas proporciona inteligencia al concentrador de datos que debe ubicar la zona afectada de la red por una falla para posteriormente realizar una reconfiguración de las conexiones considerando restricciones como trabajos de personal técnico en las líneas antes de restaurar el servicio eléctrico.
- Los concentradores de datos disminuyen la carga de procesamiento de información al SCADA al evitar que se solicite la información a todos los equipos que integran la red de automatización puesto que llega compactada por este elemento. El concentrador gestiona los datos convirtiéndose en maestro frente a los equipos de campo y al mismo tiempo enviando la información hacia el SCADA llegando a ser un esclavo de la red.

6.14.2. Recomendaciones

- Se recomienda el mantenimiento de equipos instalados después de un periodo definido, teniendo en cuenta que se debe solicitar el traspaso de telecontrol a control local con el fin de evitar cualquier daño en el personal técnico.
- Es indispensable mantener un monitoreo constante de la red de comunicaciones de reconectores y cámaras de transformación, ya que los equipos de telecomunicaciones están expuestos a las inclemencias de la naturaleza.
- En la instalación de nuevo equipamiento eléctrico, como son reconectores y celdas de seccionamiento o transformación, es necesario considerar la implementación de la infraestructura necesaria de telecomunicaciones para poder incorporarlos a la red telecontrolada de la EEQ.
- La asignación de direcciones DNP3 y las direcciones 104 deben ser verificadas antes de ser levantadas, ya que se podrían ingresar direcciones asignadas a equipos que ya están operativos y al momento de operar, por ejemplo, se podría abrir o cerrar equipos equivocados y dejar sin energía a un determinado sector.

Bibliografía

- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2001). *CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION*. . Obtenido de Regulación-No.-CONELEC-004-01:
<http://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>
- Aissa, S. (2014). *Wireless Powered Communications: Fundamentals and Challenges*.
- Aquilino, R. (2007). *Sistemas Escada 2a Edición*. Obtenido de http://www.marcombo.com/Sistemas-scada_2-ed__isbn9788426714503.html
- Bailey, S., & Wright, E. (2003). *Practical SCADA for Industry*. Elsevier Science. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/B978-075065805-8/50004-0>
- Bastos, M., & Machado, M. (2013). Visual , Real-time Monitoring System for Remote Operation of Electrical Substations.
- Bechet, P., Miclus, S., Miclus, A., & Balint, C. (2016). *Experimental Analysis of Noise Level and Channels Availability for High Frequency OFDM Data Transmission in NVIS Propagation Conditions*. (C), 844–849.
- Berlin, A. (2016). Smart Power Quality Measurement With M V Reclosers.
- Budka, K. (2014). *Communication Networks for Smart Grids*.
- Cassin, , M. (s.f.). *Implementation Of An Active Demand Management Procedure Through Of Automatic Load Control And Management Of Prosumers Developed Under The Concept Of Smart Grids*. 5, 3–6.
- Ciancamerla, E., Fresilli, B., Minichino, M., & Patriarca , T. (2014). An electrical grid and its SCADA under cyber attacks Modelling versus a Hybrid Test Bed.
- Cifuentes, J. ((December) de 2015). Ingeniería de Control. pág. 792.
- CIM, I. (2015). *Autómatas Conceptos Y Fundamentos*.

- Cobo, R. (2007). *ELECTRO INDUSTRIA*. Obtenido de <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=764&edi=43&xit=opc-el-estandar-para-comunicaciones-entre-dispositivos-y-sistemas-de-control-de-procesos>
- Cordova, J., & Faruque, M. (2014). *Fault Location Identification in Smart Distribution Networks with Distributed Generation*.
- Das, D., Member, S., & Kumar, C. (2017). *Operation and Control of Smart Transformer Based Distribution Grid in a Microgrid System*. 135–140.
- Dias, R., Moreira, E., Ribeiro, I., & Costa, M. (2017). Novel Magnetic Readout For Hybrid Spintronic MemS Devices.
- Echeverría, D., & Cepeda, J. (2014). El Rol Del Control De Emergencia En Tiempo Real Ante Problemas De Inestabilidad Transitoria En El Sistema Ecuatoriano. *Congreso Iberoamericano de Energía*, (pág. Sistema De Protección Sistémica Y Perspectivas De La Tecnología Wams.).
- Eckford, A., Furubayashi, T., Nakano, T., & Science, C. (2016). *RNA as a Nanoscale Data Transmission Medium : Error Analysis*. (1), 224–227.
- Fernández Romero, Y. (11(1), 11. de 2012). *Patrón Modelo-Vista-Controlador*. Obtenido de Revista Telemática: <http://revistatelematica.cujae.edu.cu/index.php/tele/article/view/15/10>
- Fombuena Escudero, J., & Rodríguez, J. (2014). *Telecontrol de redes eléctricas*.
- Friedrichskova, k., Horak, B., & Vala, D. (2015). *Accumulation system of electric vehicle and its secondary exploitation. IYCE 2015 - Proceedings: 2015 5th International Youth Conference on Energy*,. Obtenido de <https://doi.org/10.1109/IYCE.2015.7180755>
- García Moreno, E. (2012). *Automatización De Procesos Industriales Robótica Y Automática*.
- Gascó, M. (2014). *Integración de energías renovables en redes eléctricas inteligentes*.

- González, M. (2011). Obtenido de xataka: <https://www.xatakamovil.com/conectividad/protocolo-smtp-como-se-envian-y-reciben-los-emails-a-traves-de-internet>
- Guo, Y., Pan, Y., & Cai, L. (2016). *(OPNET-based Analysis of MTU Impact on Application Performance)*. 231, 3–7.
- Hameed, A., & Mian, A. (2016). *Towards Better Traffic Localization of Virtual LANs Using Genetic Algorithm*. Obtenido de <https://doi.org/10.1093/comjnl/bxv088>
- Hataway, G., Warren, T., & Laboratories, S. ((n.d.)). *Implementation of a High-Speed Distribution Network Reconfiguration Scheme*. 440–446.
- HFGBDG. (XDFBG de GBGFB de XNBGXB). *BXD*. Obtenido de BDXBG.
- Higgs, M. (2015). *Electrical SCADA Systems from the Operators perspective*. (463), 21–23.
- Ichenko, M., Artemenko, M., & Berkman, L. (2017). *Intellegence Administration System of the Up-To-Date Telecommunication Network Based on the Up Level OSI-Model*.
- Jin , C., Zhao, X., & Zhu, Y. (2016). *Some Aspects of Digital Data Processing vs . Analogue Signal Analysis*. 1668–1669.
- Lee, Y., Meliopoulos, A., & Lee, J. (2015). *New Feeder Automation Scheme using VIT Reclosers and VIT Sectionalizers*.
- Lee, Y., Paredes, J., & Lee, S. (2012). *Las redes inteligentes de energía y su implementación en ciudades sostenibles*.
- Li, G. (26-27 de May de 2017). *High-order iterative learning control for nonlinear systems*. *Data Driven Control and Learning Systems (DDCLS)*.
- Lupin, S., Nay, K., Lin, Z., Tun, H., Thike, A., & Linn , H. (2018). *Data Structure for GIS Based Firefighting Stations Simulations*. 1545–1548.
- Lutlisky, I., & Ivić, M. (2016). *Influence of OTT Service Providers on Croatian Telecommunication Market*.

- Magdy, G., Shabib, G., Elbase, A., & Qudaih, Y. (2017). *Upgrading Power System In Egypt Towards Smart Grid*, 3.
- Martín, R. (2009). *Cosas de Tecnología*. Obtenido de <https://www.tecnocosas.es/el-correo-electronico-origen-y-funcionamiento/>
- Micheloud, O., & Vicini, R. (2014). *Smart grid Fundamentos, tecnologías y aplicaciones*.
- Molière, R., Delaveau, F., Ngassa, C. L. K., C., Lemenager, C., Mazloun, T., & Sibille, A. (2015). *Tag Signals for Early Authentication and Secret Key Generation in Wireless Public Networks*. 108–112.
- Montoya, F., & Manzano-Agugliaro, L. (2012). *Power Quality Research Techniques : Advantages And Disadvantages*. 66–74.
- Networks, C. (2016). *Improve Performance of Successive Ratio for Virtual Private Network*. Obtenido de <https://doi.org/10.1109/CICN.2016.26>
- Otorongo, M. (2014). *Red De Comunicaciones Y La Relación En La Gestión Operativa De Reconectores A Través De Un Sistema Scada*.
- P, O. R. (2016). *Implementation Site Diversity Method On Ka-Band Satellite To Reduce The Impact Of Rain Attenuation In The Tropics Area*.
- Pais, G., Portas, G., & Estefan, C. (2013). *Automatización en redes de distribución*.
- Palacky, P., Baresova, K., Sobek, M., & Havel, A. (2016). *The control system of electrical energy accumulation*. 346–349.
- Panchal, P., Mahesuria, G., Panchal, R., & Patel, R. (2016). *Upgradation in SCADA and PLC of existing LN2 control system for SST-1. Fusion Engineering and Design*, 1–5. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.fusengdes.2016.05.043>
- Pathak, S., Electric, S., Care, C., & Erp, I. ((n.d.)). *Leveraging GIS Mapping and Smart Metering for Improved OMS and SAIDI for Smart City*. 1–5.
- Pellicer, P. (2015). *emagister*. Obtenido de <https://www.emagister.com/blog/ques-el-net-para-que-sirve/>

- Peralta, A., & Amaya, F. (2013). EVOLUTION OF THE ELECTRICITY NETWORKS TOWARDS SMART GRID IN THE ANDEAN REGION COUNTRIES.
- Pramod, , T., & Sunitha, , N. (2015). *Polynomial Based Scheme for Secure SCADA Operations. Procedia Technology*. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.protcy.2015.10.027>
- Ramirez, L. (2013). *Sistemas de Comunicación de Datos*.
- Rrushi, J. (2017). *Defending Electrical Substations against 0-day Malware through Decoy I / O in Protective Relays*. Obtenido de <https://doi.org/10.1109/DASC-PICom-DataCom-CyberSciTec.2017.92>
- Soete, N., Claeys, A., Hoedt, S., Mahy, B., & Cott. (2015). *Towards Mixed Reality in SCADA Applications. IFAC-PapersOnLine*. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2015.06.450>
- Strezoski, L., Strezoski, V., Prica, M., & Loparo , K. ((n.d.)). *The Need for Advanced Modeling and Calculation of Basic EMS and DMS Applications for Electronically Coupled Energy Resources*.
- Top, P., Banks, E., Barnes, P., Bromberger, S., Kelley, B., Soto, R., & Latform, I. (2015). *Simulation of a RTU Cyber Attack on a Transformer Bank*.
- Turc, T. (2015). *SCADA Systems Management based on WEB Services. Procedia Economics and Finance*. Obtenido de [https://doi.org/10.1016/S2212-5671\(15\)01419-7](https://doi.org/10.1016/S2212-5671(15)01419-7)
- Voinov, A. (2015). *Automatic Generation of Function Block Systems Implementing HMI for Energy Distribution Automation*.
- Wang, x. (2015). *Automatic analysis of Pole Mounted Auto-Recloser data for fault diagnosis and prognosis*. 0–5.
- XplorE, I. ((1987)). *IEE Standard definition, specification , and analysis of systems used for supervisory control , data acquisition , and automatic control*.

- Yang, Z., Gu, Y., Wu, Z., Zhao, N., & Wang, X. (2017). *An Energy-efficient Routing Protocol for Cognitive Radio Enabled AMI Networks in Smart Grid.*
- Yildirim, Ö. (2016). *An Online Electric Power Quality Disturbance Detection System.*
- Zaretti,, L., & Zanin,, S. (2015). *SecureRTU: security on RTU configuration management by Digital Signatures.*
- Zhang, C., Xu, H., Liu, L., Niu, Z., Wang, P., & Tia. (2016). *Kuijia : Traf c Rescaling in Data Center WANs.* 142–147.

ANEXOS

A. LISTADOS DE SUBESTACIONES

Número de S/E	Subestación
1	Olímpico
2	Luluncoto
3	Barrio Nuevo
4	Chimbacalle
5	Chilibulo
6	Escuela Sucre
7	San Roque
8	La Marín
9	Miraflores
10	Diez Vieja
11	Belisario Quevedo
12	La Floresta
13	Granda Centeno
14	Gualo
15	El Bosque
16	Río Coca
17	Andalucía
18	Cristianía
19	Cotocollao
20	Sur
21	Epilcachima
22	San Antonio
23	Conocoto
24	Carolina
26	Alangasí
27	San Rafael
28	Iñaquito
29	Cumbayá
30	Plataforma Financiera
31	Tababela
32	Diez Nueva
33	Aereopuerto
34	Machachi
36	Tumbaco

37	Santa Rosa
38	Norte
39	Vicentina 48kV
41	Selva Alegre
42	Papallacta
45	Móvil Eugenio Espejo
49	Los Bancos
53	Perez Guerrero
55	Sangolquí
57	Pomasqui
58	El Quinche
59	Eugenio Espejo
70	Móvil Santa Rosa
81	Estación Terrena CNT
82	Guangopolo Térmica
84	Guangopolo Hidráulica

B. IPS DE RECONECTADORES

Identificación	Dirección IP
R0442	172.16.50.53
R0433	172.16.50.54
R0428	172.16.50.55
R0430	172.16.50.56
R0439	172.16.50.58
R0429	172.16.50.59
R0449	172.16.51.77
R0420	172.16.50.80
R0422	172.16.50.81
R0423	172.16.50.82
R0393	172.16.50.83
R0354	172.16.50.84
R0421	172.16.50.85
R0400	172.16.50.86
R0419	172.16.50.30
R0396	172.16.50.28
R0432	172.16.50.27
R0410	172.16.50.183
R0495	172.16.50.190
R0454	172.16.51.221
R0461	172.16.50.188
R0412	172.16.50.187
R0411	172.16.50.186
R0408	172.16.50.185
R0383	172.16.50.150
R0391	172.16.50.181
R0377	172.16.50.180
R0384	172.16.50.179
R0636	172.16.50.178
R0435	172.16.51.78
R0468	172.16.51.62
R0466	172.16.51.61
R0478	172.16.51.60
R0470	172.16.51.59
R0491	172.16.50.212
R0440	172.16.50.210
R0463	172.16.51.56
R0379	172.16.50.214
R0381	172.16.50.211

R0457	172.16.51.53
R0378	172.16.51.52
R0458	172.16.51.51
R0490	172.16.51.50
R0452	172.16.49.254
R0526	172.16.49.253
R0487	172.16.49.252
R0409	172.16.49.250
R0555	172.16.49.249
R0395	172.16.49.248
R0606	172.16.49.251
R0486	172.16.51.126
R0473	172.16.51.125
R0456	172.16.51.124
R0434	172.16.51.123
R0451	172.16.51.122
R0554	172.16.49.242
R0455	172.16.49.243
R0489	172.16.49.244
R0576	172.16.51.230
R0417	172.16.51.228
R0416	172.16.51.227
R0426	172.16.50.123
R0492	172.16.51.224
R0431	172.16.51.229
R0553	172.16.51.226
R0550	172.16.50.120
R0459	172.16.50.119
R0460	172.16.51.222
R0380	172.16.50.254
R0271	172.16.50.253
R0488	172.16.50.204
R0563	172.16.50.251
R0382	172.16.49.247
R0577	172.16.49.246
R0573	172.16.49.245
R0572	172.16.49.239
R0579	172.16.49.240
R0471	172.16.51.223
R0621	172.16.51.134
R0493	172.16.51.136
R0552	172.16.51.225

C. DIRECCIONAMIENTO DNP3 RECONECTADORES

DNP3 Binary inputs	DNP3 Entradas Binarias	Direcciones DNP3
Remote Control	Local/Remoto	0
Mechanically Locked	Enclavamiento	1
Pickup P(PhA)	Arranque Fase A	2
Pickup P(PhB)	Arranque Fase B	3
Pickup P(PhC)	Arranque Fase C	4
Open(Any)	Abierto	5
Open(OC1+)	Disparo 51	6
Open(OC3+)	Disparo 50	7
Open(EF1+)	Disparo 51N	8
Open(EF3+)	Disparo 50N	9
Open(PhA)	Disparo Fase A	10
Open(PhB)	Disparo Fase B	11
Open(PhC)	Disparo Fase C	12
Closed(Any)	Cerrado	13
Group 1 On	Grupo 1 Activo	14
Group 2 On	Grupo 2 Activo	15
Battery Status Abnormal	Estado de la Batería	16
AC Off (On Battery Supply)	Alimentación AC de las Baterías	17
Prot On	Protección ON	18
Pickup P(PhN)	Arranque Neutro	19
LI On	Línea Viva	20

DNP3 Binary outputs	DNP3 Salidas Binarias	Direcciones DNP3
Control Trip/Close	Abrir/Cerrar	0
Group 1 On	Activar Grupo 1	1
Group 2 On	Activar Grupo 2	2
Prot On	Protección ON	3

DNP3 Analogue inputs	DNP3 Entradas Analógicas	Direcciones DNP3
Ia	Corriente Fase A	0
Ib	Corriente Fase B	1
Ic	Corriente Fase C	2
In	Corriente Neutro	3
Uab	Voltaje Fases AB	4
Ubc	Voltaje Fases BC	5
Uca	Voltaje Fases CA	6
Ia max	Corto Circuito Fase A	7
Ib max	Corto Circuito Fase B	8
Ic max	Corto Circuito Fase C	9
In max	Corto Circuito Fase Neutro	10
Urs	Voltaje Fases RS	11
Ust	Voltaje Fases ST	12
Utr	Voltaje Fases TR	13
Cbt	Ciclo de cierre-apertura	14

D. INFORME DE RED INALÁMBRICA

Se procedió a validar la ubicación de los equipos para establecer conexiones óptimas entre los repetidores y los suscriptores. Mediante las pruebas en campo para validar los sitios exactos de las ubicaciones donde se instalarán las antenas para lo cual se utilizó equipos de pruebas de laboratorio para tener un lugar exacto con conexión óptima.

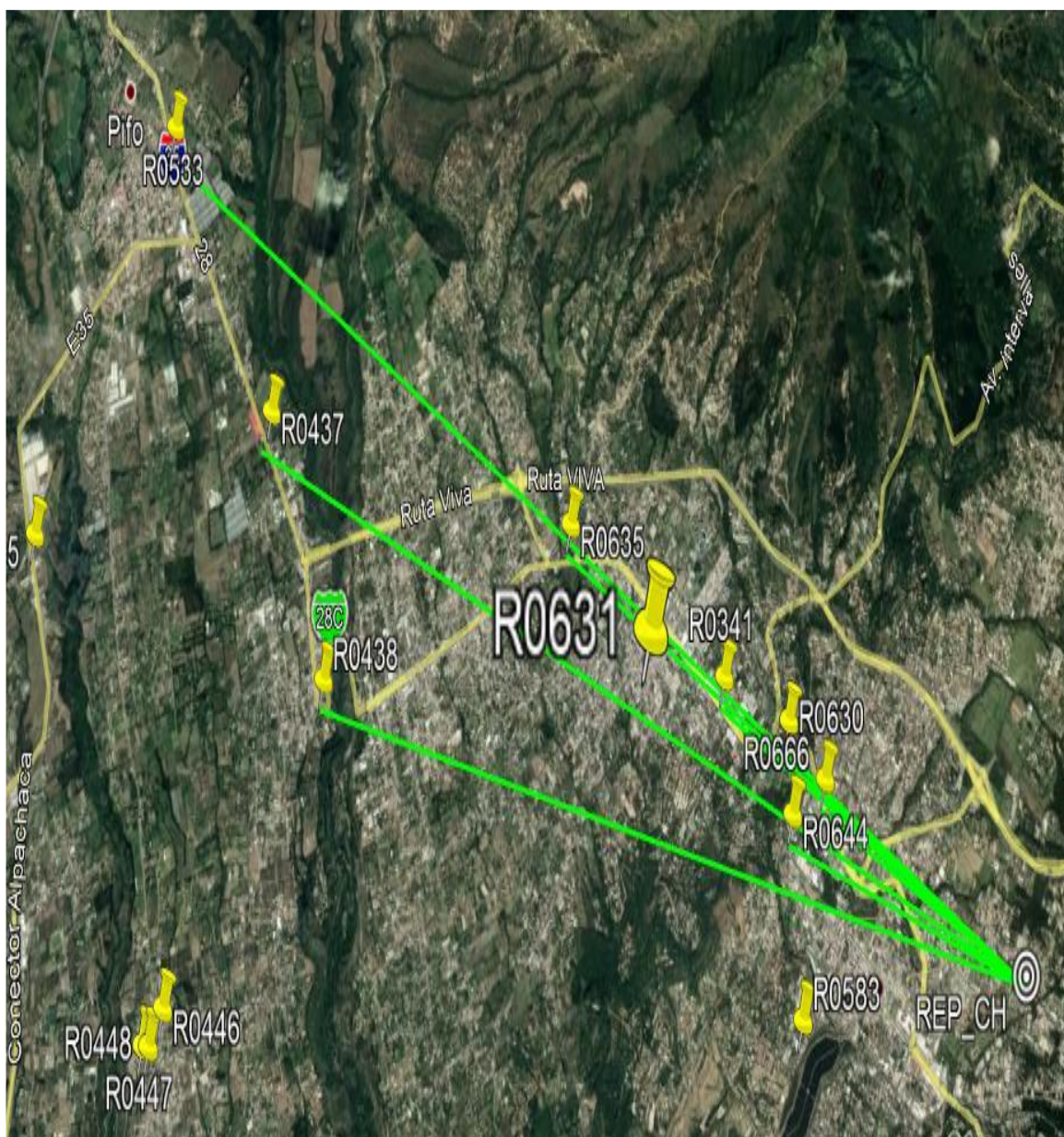


Imágenes de equipos de laboratorio

PRUEBAS REPETIDORA CHOLANES

Se realizan pruebas de enlace desde la repetidora Cholanes, hasta los siguientes repetidores que se detalla en la imagen que se muestra a continuación:

DIAGRAMA REP-CH



INSTALACIÓN REPETIDORA CHOLANES



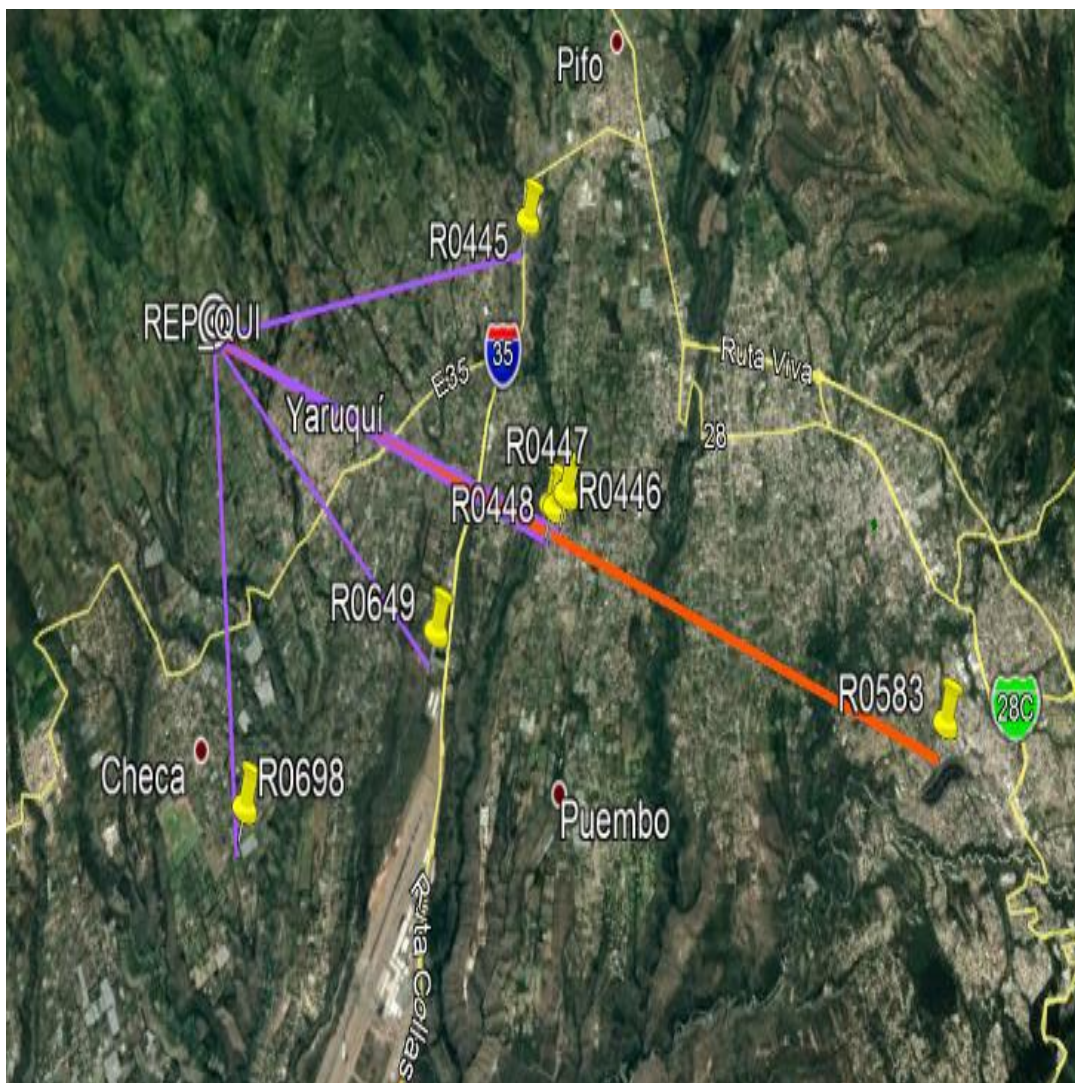
Dentro de las pruebas de campo realizadas a nivel de la repetidora Cholanes se realizó pruebas de ubicación donde se instalarán los suscriptores, dentro de las pruebas realizadas se obtuvieron valores de potenciales referenciales de -65 a -70db.

PRUEBAS EN CAMPO PARA VALIDACIÓN DE SITIO



REPETIDORA QUINTANA

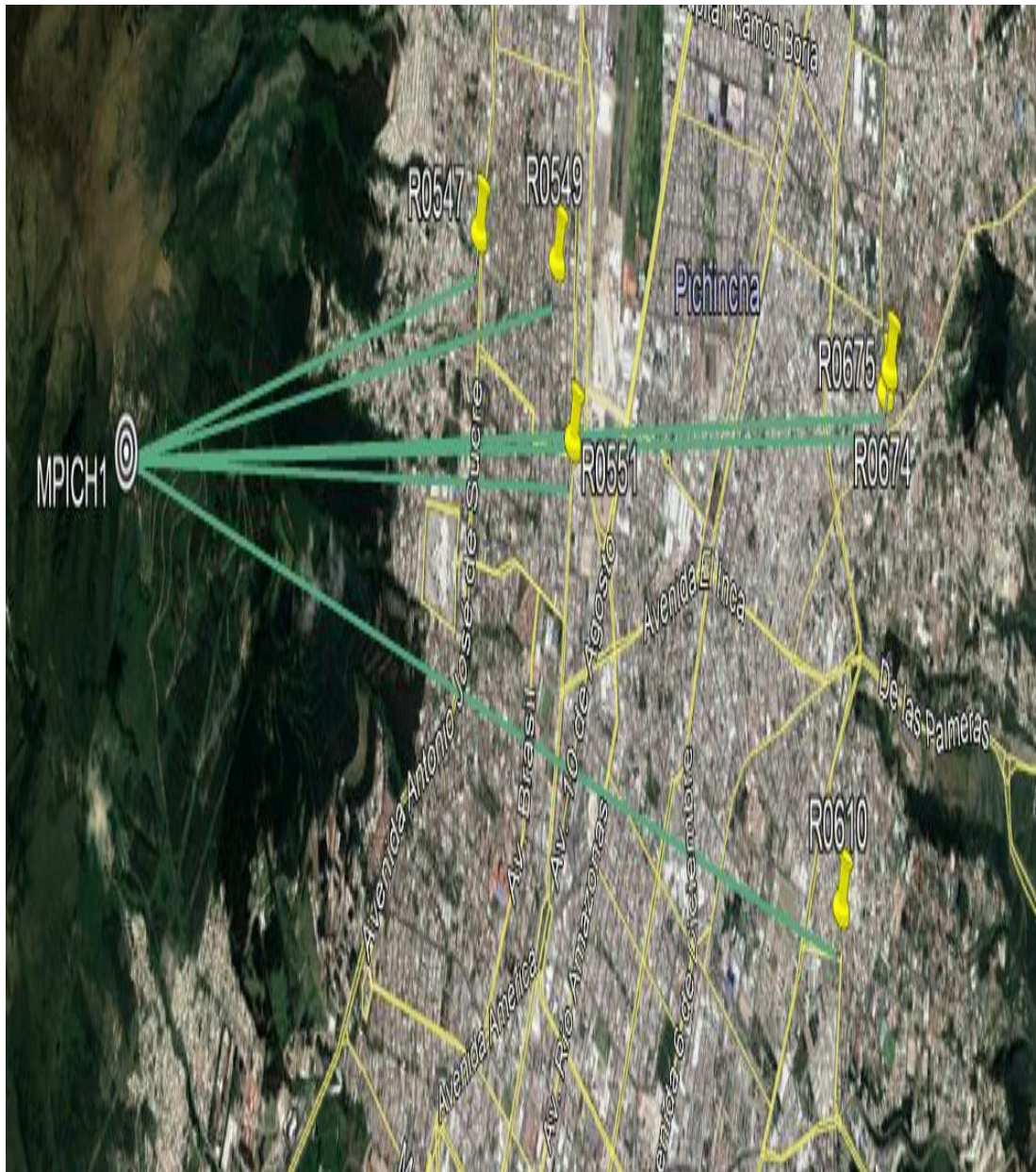
En la repetidora Quintana se realizaron pruebas en campo, validando las ubicaciones exactas de los sitios, y sus respectivos materiales.



Para la Repetidora Quintana se tiene siete enlaces multipunto, teniendo línea de vista optima a los reconectores planteados en el diseño.

REPETIDORA PICHINCHA

En el repetidor Pichincha consta de 6 enlaces multipunto, con línea de vista directa hacia los reconectores.



Los enlaces para este repetidor cuentan con un nivel de apuntamiento de hasta -70 dbm de potencia.

EQUIPOS INSTALADOS EN EL CERRO PICHINCHA





Ubicación de Antena – Cerro Pichincha

E. MANUAL DEL RECONECTADOR

NOJA POWER®

OSM

GUÍA DE PRODUCTO

RECONECTADOR AUTOMÁTICO OSM
MODELOS 15KV, 27KV Y 38KV



INTRODUCCIÓN

Los re conectadores automáticos OSM 15, OSM27 y OSM38 están diseñados para uso en líneas de distribución aéreas y en aplicaciones de subestaciones con voltajes de 15kV, 27kV y 38kV respectivamente.

Los tanques OSM se fabrican en acero inoxidable y son recubiertos con pintura al polvo de color gris claro.

El producto se proporciona completo, con un control RC y cubículo de comunicaciones. El cubículo de control RC proporciona todas las funciones de protección, registro de datos y comunicaciones en un único dispositivo. El OSM ha sido diseñado para usarse como un equipo independiente que es fácilmente integrado dentro de esquemas de control remoto y distribución automatizada usando la capacidad de comunicaciones ya incorporada.

El producto ha sido probado extensamente en laboratorios independientes para asegurar una vida útil prolongada y confiabilidad bajo las condiciones ambientales más severas. El re conectador automático OSM es el único equipo de aislación dieléctrica sólido que proporciona el control y ventilación de una falla al arco y las pruebas independientes avalan el cumplimiento de esta importante característica de seguridad.

El producto usa tecnología desarrollada y perfeccionada durante la última década.

La funcionalidad incorporada de distribución automatizada es configurable por el usuario y puede ser usada con o sin un sistema de comunicaciones, reduciendo los



Reconector OSM y Control RC y Cubículo de Comunicaciones

tiempos de desconexiones e incrementando el rendimiento de la red.



Reconector Automático
OSM15



Reconector Automático
OSM27



Reconector Automático
OSM38



Reconector Automático
Monofásico OSM38

ASPECTOS GENERALES

Los reconectores automáticos OSM15, OSM27 y OSM38 incorporan interruptores al vacío en de polos aislados por un dieléctrico sólido que está alojado dentro del tanque de acero inoxidable diseñado para la disipación de arco eléctrico. Esto garantiza una máxima confiabilidad y vida útil con una disposición completamente aislada dentro de la carcasa de larga durabilidad.

El voltaje es medido en los seis (6) bushings para los dispositivos de trifásicos o en dos (2) bushings para el dispositivo monofásico. La corriente es medida en las (3) fases o en una sola usando transformadores de corriente.

Cada fase del mecanismo del reconector es operado por un actuador magnético individual. En la operación trifásica los actuadores magnéticos son enclavados mecánicamente para garantizar la correcta operación. El dispositivo es bloqueado en posición cerrada mediante un seguro magnético y cada actuador magnético usa una única bobina.

El reconector puede ser operado mecánicamente usando el anillo amarillo de trip mecánico que actúa como palanca ubicada en la base del tanque. La indicación de Abierto/Cerrado del equipo ubicada también en la base del tanque, usa un 'O' verde para designar que los contactos están abiertos y un 'I' rojo para designar que los contactos están cerrados.

El estado del reconector también se refleja mediante un microswitch conectado a la parte electrónica del control. La placa

del circuito electrónico en donde el microswitch es fijado no tiene elementos activos lo que mejora considerablemente la inmunidad frente a impulsos.

Los bushings del circuito principal están hechos de polímero estable frente a rayos UV y tienen una cubierta de goma silicona que proporciona una alta distancia de fuga en la extensión del bushing de silicona que se complementa con los accesorios terminales opcionales.

Los actuadores magnéticos son operados desde condensadores cargados con energía almacenada, ubicados en el cubículo de control RC10. Se dispone de una placa con las características nominales localizada en la base del tanque, que indica detalles en concordancia con los requerimientos de la norma ANSI C37.60. Hay un punto de conexión a tierra que se encuentra en la parte lateral del tanque.

El equipo OSM es suministrado con conectores de latón estañados en cada bushing. Los conectores del cable pueden ser proporcionados en forma de terminales cilíndricos para cables de hasta 260mm² o conectores tipo NEMA de 2 orificios.

Los diagramas de sección transversal de abajo detallan la configuración del tanque OSM y sus componentes principales.

1. Interruptor de Vacío
2. Vástago Aislado
3. Actuador Magnético
4. Carcasa de Resina Epoxi Aromática
5. Extensión del Bushing de Goma Silicona
6. Conector del Cable

7. Tanque de Acero Inoxidable
8. Switches Auxiliares
9. Transformador de Corriente (varía la posición con el modelo)
10. Sensor de Voltaje Capacitivo

11. Resorte de Apertura
12. Respirador Cerámico
13. Anillo de Trip Mecánico

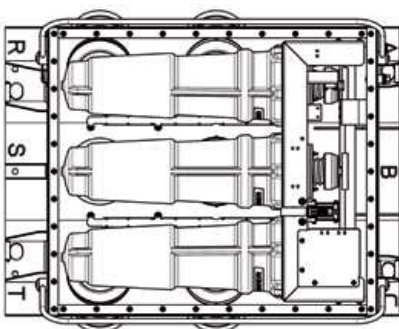
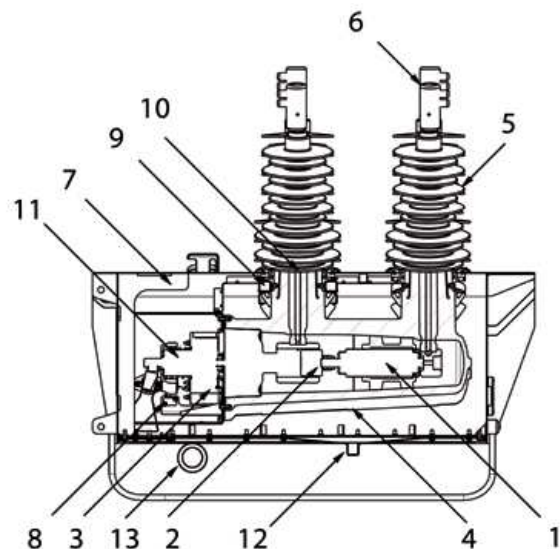


Diagrama de sección transversal del OSM



CUBÍCULO DE CONTROL Y COMUNICACIONES RC10

El cubículo de control y comunicaciones RC10 contiene un relé con funcionalidades de protección de sobrecorriente direccional, falla de tierra y falla de tierra sensible, reconexión automática, medición instantánea, registro de eventos, registro de demandas y unidad de terminal remota (RTU) para el control remoto, en un solo equipo.

El panel de control del operador posee un gran display de cristal líquido (LCD) retroiluminado y un teclado que proporciona funciones de navegación rápida y control local.

Los menús del panel son presentados en textos descriptivos que proporcionan un fácil uso para los operadores, reduciendo los tiempos de aprendizaje.

El cubículo de control tiene tres (3) módulos principales:

- El módulo del panel de control del operador que provee la interfaz Hombre máquina (HMI).
- El módulo de interfaz de interruptores (Switchgear Interface Module, SIM)) que proporciona el cargador de la batería de alimentación e incorpora los condensadores que le suministran la energía de disparo y cierre al tanque OSM.
- El módulo de relé, que incluye el microprocesador principal y la funcionalidad DSP.

La carga flotante de batería sellada de plomo-ácido localizada en el cubículo de control RC10 es compensada por temperatura.

Dentro del cubículo de control hay provisto un espacio para instalar cualquier equipo de comunicaciones que sea conectado a la RTU incorporada o al módulo de entrada y salida I/O.

El equipo ha sido diseñado para que el cubículo de control RC10 opere bajo condiciones de temperatura de -40 a +55°C dentro del gabinete sellado IP66.

El cubículo está hecho de acero inoxidable recubierto con un



Cubículo de control y comunicaciones RC10

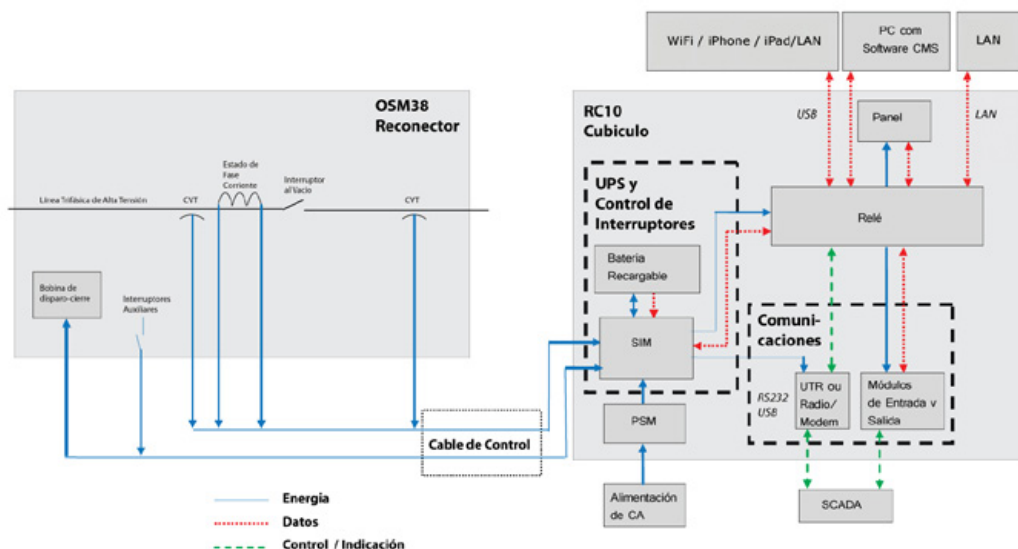
Carcasa anti vandalismo de cables IP 65/NEMA 4



pulverizado de pintura para una vida útil prolongada y de libre de mantenimiento.

La parte superior del cubículo está cubierta de un aislante con base de cerámica que proporciona una reducción de 16°C en la temperatura interna cuando se expone el cubículo a 1,1kW de radiación solar.

El punto de entrada del cable de control está alojado en una caja a prueba de vandalismo y la puerta del cubículo tiene un mecanismo de traba con una manija de tres puntos que hace que resulte extremadamente difícil intervenir.



PROTECCIÓN

- 4 Grupos de Protección Independientes (Cada grupo contiene ajustes de protección independientes para cada dirección)
 - Protección de sobrecorriente y fallas de tierra direccional
 - Intervalo del parámetro de corriente: 3-1280 A
 - Resolución del parámetro: 1A
 - Protección de Tiempo Inverso
 - Selección de curvas independientes para las direcciones hacia adelante y reversa
 - 4 x curvas IEC255
 - 8 x curvas ANSI
 - Curvas Definidas por el Usuario
 - 42 x Curvas Personalizadas
 - Protección de tiempo definido
 - 0-120 segundos
 - Resolución temporal: 0,01 segundos
 - Elemento Instantáneo de alta corriente
 - Protección de Falla a Tierra Sensible Direccional
 - Rango de corriente 1-80 A
 - Opción de 1-80 A disponible
 - Resolución del parámetro 1 A
 - Tiempo definido: 0-120 segundos
 - Resolución temporal: 0,01 segundos
 - Elemento de protección de voltaje
 - Elemento equilibrado de bajo voltaje de fase (UV1)
 - Desconexión de carga de 3 fases
 - Intervalo de parámetro del multiplicador: 0,6-1 del voltaje del sistema
 - Resolución del parámetro del multiplicador: 0,01
 - Rango de tiempo de disparo: 0-180 seg.
 - Resolución del ajuste tiempo de disparo: 0,01 seg.
 - Elemento Bajo Voltaje de fase a fase (UV2)
 - Rango de parámetro del multiplicador: 0,6-1 de el voltaje del sistema
 - Resolución del ajuste del multiplicador: 0,01
 - Rango de tiempo de disparo: 0-180 seg.
 - Resolución del ajuste tiempo de disparo: 0,01 seg.
 - Pérdida de alimentación (UV3)
 - Rango de tiempo de disparo: 0-180 seg.
 - Resolución del ajuste tiempo de disparo: 0,01 seg.
 - Protección caída de voltaje (UV4 Caída)
 - Rango de tiempo de disparo: 1-180 seg.
 - Resolución del ajuste tiempo de disparo: 0,01 seg.
 - Multiplicador Mínimo: 0.01 - 0.8
 - Multiplicador Máximo: 0.5 - 1.0
 - Multiplicador Medio: 0.5 - 1.0
 - Sobre Voltaje de fase (OV1) y de línea a línea (OV2)
 - Rango de tiempo de disparo: 0-180s
 - Rango de parámetro del multiplicador: 1,00-1,20
 - Elemento de Protección de Frecuencia
 - Rango Pickup de Baja frecuencia: 46-50 Hz (sistema de 50 Hz), 55-60 Hz (sistema de 60 Hz)
 - Rango Pickup de Sobre frecuencia: 50-55 Hz (sistema de 50 Hz), 60-65 Hz (sistema de 60 Hz)
 - Resolución ajuste de frecuencia: 0,01 Hz
 - Rango tiempo de disparo: 0-120 seg.
 - Resolución ajuste tiempo de disparo: 0,01 seg.
 - Control de reconexión por voltaje con restauración automática que proporciona la función de anillo automatizado.



Panel de control local

- Coordinación de Secuencia de Zona
- Pickup de Carga en Frío
 - Inicio del tiempo de carga en frío: 1-400 min.
 - Finalización del tiempo de carga en frío: 0-60 min.
 - Resolución temporal de la carga en frío: 1 min.
 - Multiplicador de la carga en frío: 1-5 veces la corriente Pickup
 - Resolución del multiplicador de carga en frío: 0,1
- Restricción de Inrush
 - Tiempo de Inrush: 0,01-10 seg.
 - Resolución del tiempo de Inrush: 0,01 seg.
 - Multiplicador de Inrush: 1-20
 - Resolución del multiplicador de Inrush: 0,1
- Tiempo Adicional Provisorio
 - Proporciona una demora escalonada para aislar automáticamente secciones con fallas en un alimentador o corregir la graduación de los dispositivos en serie.
- Ciclo de Trabajo
 - 0-0,1 seg.-CO-1 seg.-CO--1 seg.- CO-60 seg. de tiempo de recuperación
- Tiempos de reconexión
 - 1er intervalo de tiempo de reconexión 0,1 -180 segundos
 - 2do intervalo de tiempo de reconexión 1 -180 segundos
 - 3er intervalo de tiempo de reconexión 1 -180 segundos
 - Ajuste de resolución 0.01 segundos
- Reconexión Automática
 - Configurable por el usuario 1-4 disparos para bloqueo, ajustable independientemente para falla de tierra por sobrecorriente, falla de tierra sensible y protección de voltaje.
- Función de Línea Viva y Función de Hot Line Tag
- Secuencia de Fase Negativa
- Protección de Armónicos
- Automatización Avanzada
- Lógica Programable

MEDICIONES

El voltaje es medido en cada bushing y la corriente es medida en cada fase del reconectador OSM usando transformadores de corriente y sensores de voltaje de acoplamiento capacitivo.

Voltaje de fase a tierra:

Rango 0.3 – 22.0kV, Precisión $\pm 1\%$ or $\pm 0.1kV$

Voltaje de fase a fase: Rango 0.5 – 38.0kV,

Precisión $\pm 2\%$ or $\pm 0.1kV$

Corriente de fase: Rango 0 – 800A,

Precisión $\pm 1\%$ or $\pm 4A$

Corriente residual: Rango 0 – 100A,

Precisión $\pm 5\%$ or $\pm 0.5A$

Potencia Activa, Reactiva y Total:

Rango 40 – 800A, 4.5 – 38kV, Precisión $\pm 2\%$

Energía Activa y Reactiva:

Rango 40 – 800A, 4.5 – 38kV, Precisión $\pm 2\%$

Frecuencia: Rango 46–55Hz, 55–65Hz

Precisión en $dF/dT < 0.2Hz/s$: $\pm 0.025Hz$

Rango 46–55Hz, 55–65Hz

Precisión en $dF/dT < 0.5Hz/s$: $\pm 0.05Hz$

Factor de Potencia: Rango 0–1, Precisión ± 0.02

CALIDAD DE ENERGÍA

Oscilografía

Captura de forma de onda de múltiples canales de voltaje y corriente. 1600 muestras por segundo. Los datos del evento ocurrido son guardados en memoria.

Armónicos

Hasta 15° Armónica (750Hz) disponible. Corriente medida de hasta 1000A. La información del armónico es promediada sobre los 64 ciclos y esto se hace posible cada 32 ciclos.

Interrupciones

Recolecta la información de interrupciones largas y cortas para calcular SAIDI, SAIFI y MAIFI

Incrementos y Descensos (Sags, Swells)

Información de los Incrementos y Descensos del voltaje de salida configurado por el usuario en el periodo de tiempo fijado.

Los datos capturados pueden ser guardados en una memoria flash interna o una unidad USB externa.

Los archivos Oscilográficos capturados son guardados en el sistema de archivo con el estándar IEEE C37.111-1999 Comtrade binario.

La información de armónicos, duración de las interrupciones largas y cortas y los registros de Sags/Swell pueden ser transferidos a un USB en IEE P1159.3 PQDIF.

REGISTRO DE EVENTOS

El control RC10 proporciona dos métodos para acceder al registro de eventos con estampa de fecha y hora con una resolución de 0,001 seg.

El primer método es desde la pantalla de LCD del RC, ésta proporciona datos de operación crítica para los linieros e incluye operaciones de cierre/apertura, tipos de fallas, fase y nivel máximo de la corriente de falla.

El segundo método es por descarga mediante PC usando el CMS. Éste proporciona un registro completo del historial de funcionamiento incluyendo los cambios en los parámetros, las operaciones y el historial de fallas. Los registros de falla incluyen 50 ciclos de histórico anterior al disparo para permitir el análisis de la propagación de la falla.

CONTROL REMOTO

Se incluye una interfaz USB en el panel frontal para conectar directamente un PC al RC10 y acceder con el software. Además los sistemas de control remoto pueden conectarse al RC10 usando una variedad de puertos, tales como: RS232, USB y puerto Ethernet. Los puertos seriales poseen un rango de 300–115200bps y ambos con opciones de modos half y full dúplex. Los puertos USB pueden ser configurados para una conexión Serial, Wi-fi y LAN. El puerto Ethernet proporciona conexión para redes de 10/100BaseT.

Se dispone de la aplicación de comunicación de NOJA Power para iPhone y Ipad que está disponible en la tienda app de Apple y permite un control completo local y remoto de todos los equipos conectados con el cubículo de comunicaciones y control RC10.

Se incluyen como estándar en el equipo los protocolos de comunicación DNP3, IEC60870-5-101 y 104, junto con la capacidad de desarrollo de nuevos protocolos para cumplir requerimientos específicos de nuestros clientes.

El cubículo de control tiene espacio para montar una radio o un módem. Se incluye una fuente de alimentación incorporada específica para el radio con una potencia nominal de 12V 20W promedio sobre una ventana móvil de 60 segundos.

Como opcional para el control RC10 se puede solicitar hasta 2 módulos de entrada/salida I/O, cada uno con ocho (8) entradas y (8) salidas configurables por el usuario, pudiendo extender la capacidad a dieciséis entradas y dieciséis salidas.

Se incluyen Expresiones Lógicas Construidas por el Usuario proporcionando funciones personalizadas por el usuario. Las expresiones lógicas de valor (verdadero/falso) pueden iniciar acciones, activar puntos SCADA, encender o apagar salidas de relé I/O y/o controlar otras expresiones adicionales. Se incluyen como estándar tres (3) entradas digitales de relé configurables por el usuario.

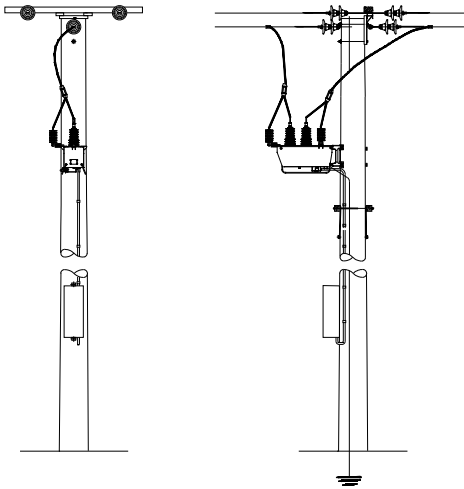
REGISTRO DE PERFIL DE CARGA

El perfil de carga se registra con un período de integración configurado por el usuario de 1, 5, 10, 15, 30, 60 y 120 minutos.

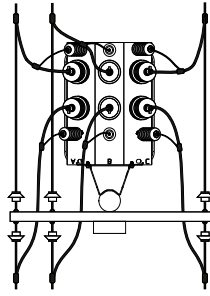
En la memoria se pueden almacenar hasta 10000 eventos, lo que corresponde a un período de 417 días con integración cada 60 minutos.

Es posible usar CMS para cargar y graficar los datos.

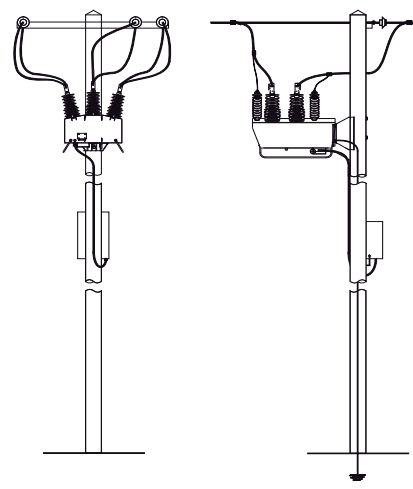




Disposición Típica monofásica para montaje en poste

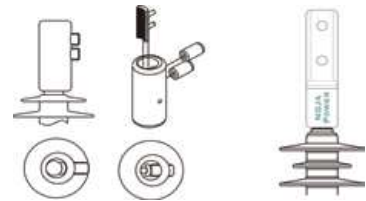


Conectores Terminales



Disposición típica trifásica para montaje en poste

- La conexión a tierra debe realizarse según el manual técnico. Se requiere una unión principal a tierra desde el tanque y del cubículo de control RC10. Debe usarse como mínimo un cable a tierra de 35 mm²

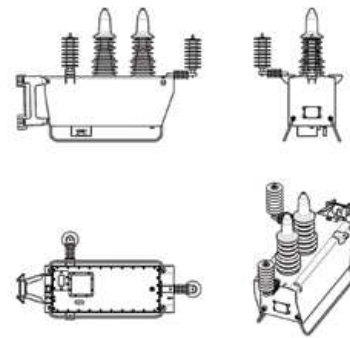


Conector Túnel

Opción de conector NEMA de dos orificios

- Cada terminal de alto voltaje de los OSM tiene un conector de latón revestido de estaño en el extremo con opciones para la conexión de cables de la siguiente manera:

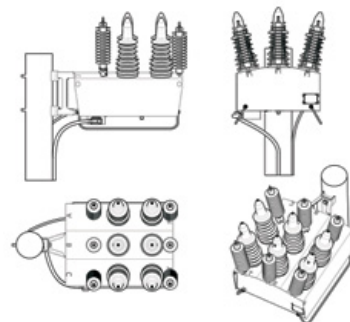
- Una disposición de terminal cilíndrica apta para cables de 40mm² a 260mm². Los cables se fijan al conector con dos tornillos de cabeza hexagonal.
- Conector opcional tipo NEMA de dos orificios. Los conectores de cables se proporcionan con (2) pernos de acero inoxidable M12 x 25 mm con opción de panel que incluyen arandelas planas y de resorte.



Reconector monofásico

- Se incluyen como estándar el soporte para montaje en poste y soportes para los supresores de transientes (pararrayos).

- En el manual técnico se proporcionan los detalles de instalación completos, este diagrama se proporciona sólo para mostrar una disposición típica



Reconector trifásico

CONTENCIÓN DE FALLA POR ARCO

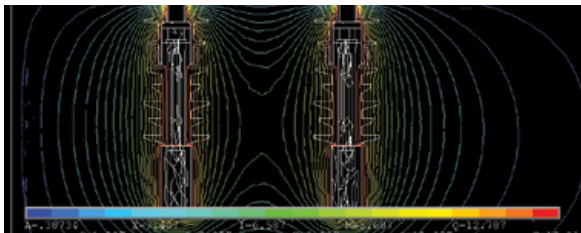
El reconector Automático de NOJA Power cumple con la contención de falla por arco de acuerdo a sus estándares. Si una falla ocurre, el arco interno es contenido y cualquier gas generado es disipado de forma segura.

El diseño de contención y disipación de la falla por Arco Patentado de NOJA Power está en concordancia con los requerimientos de la norma IEC62271-200 Clausula 6.106 y Anexo A.

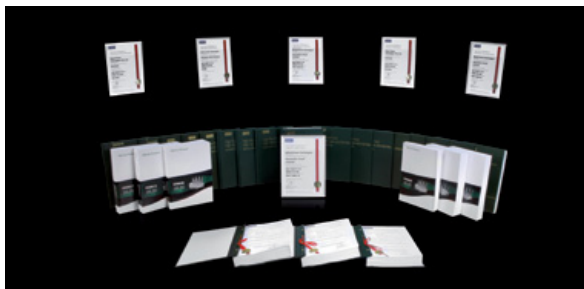
Los reconvertadores OSM de NOJA Power han pasado satisfactoriamente las pruebas tipo de contención de falla por arco y han cumplido las especificaciones. El Análisis de Elemento Finito (FEA) en los sistemas de aislación es realizado mediante ANSYS para optimizar y minimizar el esfuerzo eléctrico dentro del material dieléctrico sólido sobre la superficie de aislación en el aire.

El análisis FEA aborda los siguientes temas:

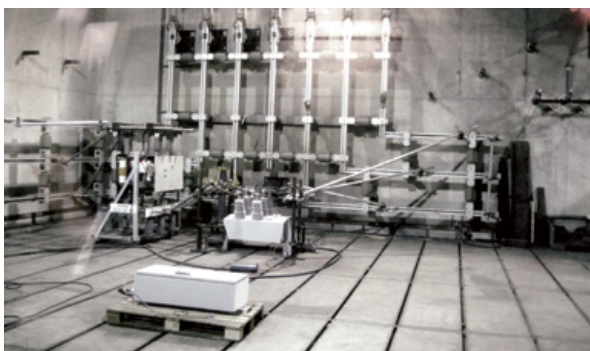
- Descarga parcial
- Resistencia al impulso.
- Durabilidad de acuerdo a la degradación de superficie.



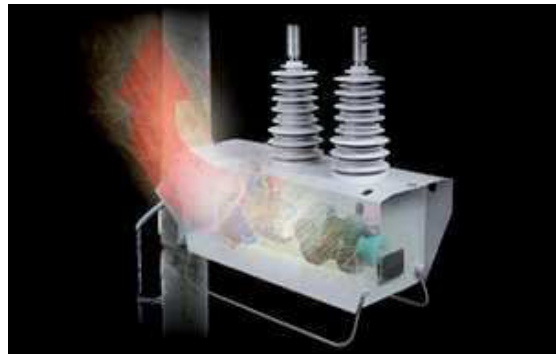
ANÁLISIS DE ELEMENTOS FINITOS



CERTIFICACIÓN PRUEBAS TIPO KEMA



LABORATORIO DE PRUEBA KEMA PARA ALTA CORRIENTE



DISEÑO DE CONTENCIÓN Y DISIPACIÓN DE FALLA POR ARCO



PRUEBA DE CONTENCIÓN DE FALLA POR ARCO

CALIDAD Y MEDIO AMBIENTE CERTIFICADA

NOJA Power es única entre las compañías comparables con logros de acreditación AS/NZS ISO 14001 y AS/NZS 4801. El Reconector Automático de NOJA Power libre de SF6 es una iniciativa clave para el medio ambiente usando aislación dieléctrica sólida para reducir la huella medio ambiental. Interruptores de carga con gas SF6 tienen un potente potencial de calentamiento global de 23,900 veces más que el CO2, entonces la selección de los Reconvertadores de NOJA Power libres de SF6, permitirían a las empresas eléctricas reducir la huella medio ambiental.

Los reconvertadores OSM de NOJA Power han sido sometidos a completas pruebas tipo en laboratorios de prueba independientes DNV KEMA. El reconvertador OSM38, por ejemplo, fue probado para el rendimiento eléctrico incluyendo la interrupción del ciclo de trabajo en 12.5 KA, interrupción de carga en 630 A, carga en el cable, carga en la línea, capacidad de resistencia del dieléctrico incluyendo 170 kV de BIL entre la posición de apertura y 195 kV de BIL de fase a fase y fase a tierra, tensión de descarga en seco y húmeda, aumento de temperatura y pruebas de operaciones mecánicas.

SEGURIDAD EN TERRENO

El reconector Automático de NOJA Power incluye una aplicación de software App sin costo que mejora la seguridad de los trabajos en terreno al habilitar la capacidad de control remoto inalámbrica.

La App del Reconector NOJA Power, disponible desde la tienda App de Apple se utiliza con equipos de Apple, incluyendo iPhone y iPad. Éstos se comunican vía un enlace Wi-Fi con el Reconector Automático permitiendo a los ingenieros de campo controlar e interrogar el reconector sin tener que subir el poste.

El uso de esta aplicación mejora la seguridad debido a que los operadores de terreno ya no tienen que subir el poste, siendo esto un peligro constante que empeora en climas adversos, altitud del piso y cercanía a los cables que conducen miles de voltios.

Ejecutándose en un Apple iPhone®, iPod touch®, iPad® o iPad mini®, la App del Reconector se comunica con el cubículo de control y comunicaciones RC10 de NOJA Power vía una conexión TCP/IP.

La aplicación es capaz de configurar y retener la dirección IP fija y el número de puerto para cada reconector, que es entonces guardada en una lista de dispositivos que identifica cada unidad con un nombre o código. Los operadores pueden entonces seleccionar, configurar, controlar e interrogar cualquier reconector de la lista proporcionando conexiones vía una línea fija, GPRS, WiMax o Wi-Fi.

Los operadores podrán leer la corriente de las tres fases y el voltaje de fase (voltaje en los seis bushings), frecuencia, potencia, factor de potencia, dirección del flujo de potencia y mediciones de energía.

Además, la aplicación permite también controlar funciones del Reconector tales como Apertura/Cierre, Local/Remoto, Grupo de Protección Activo On/Off, Auto Reconexión On/Off, Línea Viva On/Off y Falla a Tierra On/Off entre otras.



APLICACIÓN REMOTA DEL RECONECTOR DE NOJA POWER



APLICACIÓN REMOTA DEL RECONECTOR NOJA POWER



PANTALLAS DE LA APLICACIÓN REMOTA DEL RECONECTOR NOJA POWER

INTEROPERABILIDAD

El cubículo de control RC10 de NOJA Power proporciona opciones de comunicación flexible. El reconector OSM es suministrado con un Cubículo de Control RC10. El módulo de Relé dentro del RC10 tiene 3 puertos USB y un puerto RS232 disponible para las conexiones de comunicaciones.

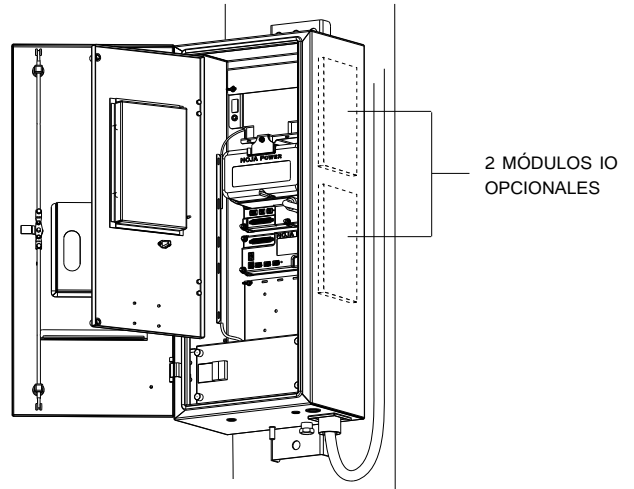
Los puertos USB pueden ser usados con accesorios de comunicaciones aprobados por NOJA Power. Los accesorios pueden ser usados para proporcionar un amplio rango de puertos de interfaces tales como RS485, RS232, Ethernet, WiFi, GSM y módems GPRS.

Los accesorios de comunicaciones USB pueden también ser usados para conectar remotamente el software de configuración CMS para el acceso de ingeniería a través de los enlaces serial, módem y Ethernet.

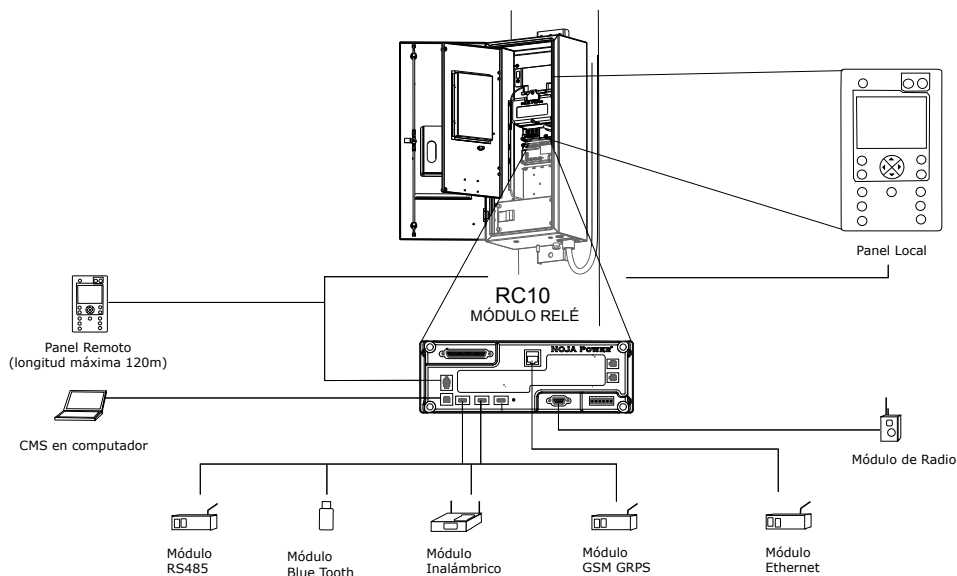
Los accesorios proporcionan un amplio rango de opciones flexibles para SCADA y acceso de ingeniería para el cubículo de control RC10. Todos los accesorios aprobados son diseñados para trabajar con el RC10 en un rango de temperatura específico de -40°C a $+55^{\circ}\text{C}$.

Hasta dos módulos de Entradas y Salidas de Propósito General (GPIO) pueden ser suministrados como una opción con el cubículo RC. Cada módulo I/O tiene ocho entradas opto-acopladas y ocho salidas de contacto libre de potencial con contactos normalmente abierto y normalmente cerrado. Los módulos pueden ser usados para controlar y monitorear equipamiento externo, funcionalidad de la automatización implementada por el usuario y proporcionar I/O remotas cuando no está integrada el uso la funcionalidad SCADA.

El software de configuración CMS es usado para programar los módulos. Cualquier señal de control disponible puede ser programada para cada entrada y cualquier combinación de indicaciones disponibles puede ser programada para cada salida.



2 X MÓDULOS IO OPCIONALES



SOFTWARE DE CALIDAD DE ENERGÍA

El Software de Calidad de Energía (PQS) de NOJA Power automatiza el análisis de la información capturada por los Reconectores Automáticos (ACR) OSM de NOJA Power y los controles RC10, permitiendo a los ingenieros reaccionar rápidamente a los problemas de la red.

PQS permite monitorear armónicos causados por:

- Sistemas de microgeneración tales como paneles foto voltaicos (PV) instalados en techos domiciliarios
- Carga de vehículos eléctricos
- Motores eléctricos
- Equipos de clientes basados en semiconductores.

PQS permite a las empresas eléctricas monitorear la Calidad de Energía y cumplir los estándares de regulación evitando penalidades y protegiendo la infraestructura en el evento de que los armónicos excedan un umbral predeterminado. El software es también una valiosa herramienta para compañías que quieren revisar que sus operaciones internas no estén inyectando de regreso armónicos en la red desde sus instalaciones ni arriesgándose al daño por armónicos para sus propios recursos eléctricos.

Información Oscilográfica

El RC-10 puede capturar un oscilograma de la forma de onda cuando un evento específico ocurre tal como una apertura o un cierre. La cantidad de forma de onda capturada previa a la activación puede ser configurada por el usuario. Estos rangos van desde 0 a 80% de la captura previa al punto de activación. La información puede ser usada para analizar las fluctuaciones de la calidad de energía.

Armónicos

Los Armónicos son ondas que tienen múltiples frecuencias de la frecuencia fundamental. El RC-10 mide la Distorsión Armónica Total (THD), Distorsión Total de Demanda (TDD) y Armónicos de Voltajes y Corrientes hasta el 15° armónico.

15° Armónico (750Hz) disponible. Medición de corriente hasta 1000A. La información del armónico es promediada por los 64 ciclos y está hecha con disponibilidad cada 32 ciclos.

Interrupción de Larga y Corta Duración

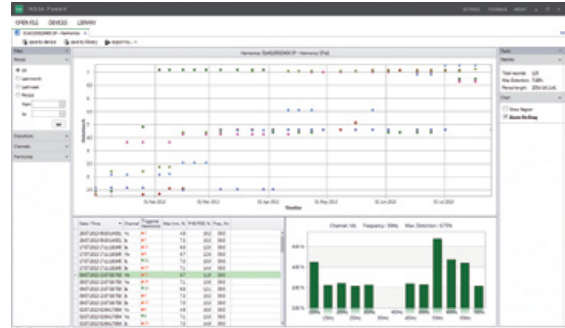
El RC-10 guarda información relacionada con interrupciones de larga y corta duración. Esta información es usada para el cálculo de SAIDI (Índice de Duración Promedio del Sistema) y MAIFI (Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio Momentáneo). Ambas interrupciones larga y corta están basadas en la Detección de Pérdida de Suministro (LSD).

Se recolecta información de la interrupción de larga o corta para el cálculo de SAIDI, SAIFI y MAIFI.

Incrementos y Descensos (Sag y Swell)

El RC-10 graba las variaciones de voltaje (Incrementos y Descensos) que ocurren afuera del periodo de tiempo ajustado por el usuario. Los Incrementos y Descensos en los voltajes están basados en los voltajes de fase a tierra. La información capturada puede ser guardada en una memoria flash interna o en una unidad USB externa.

Los archivos de la Oscilografía capturada son guardados



REGISTRO DE ARMÓNICOS PQS

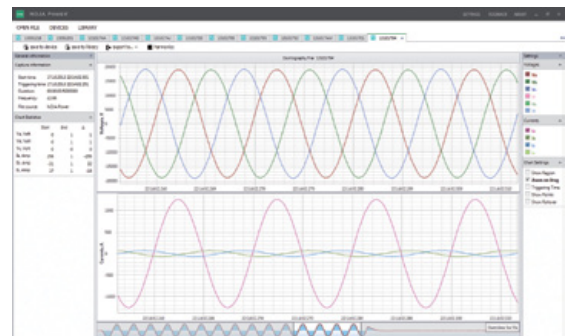


GRÁFICO DE SOBRE CORRIENTE PQS

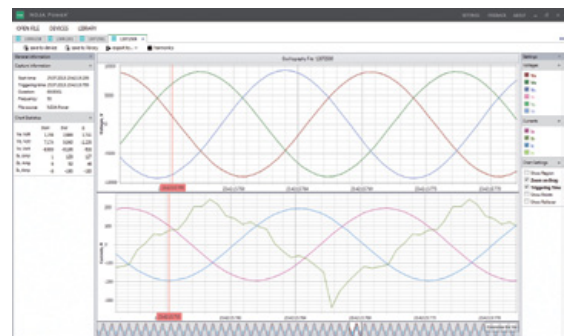


GRÁFICO DE ARMÓNICOS DE CORRIENTE PQS

en el archivo de sistema en el estándar IEEE C37.111-1999 Comtrade binario.

La información armónica, interrupciones de larga y corta duración y registros de Incrementos/Descensos pueden ser transferidos a un USB en IEEE P1159.3 PQDIF.

El PQS está disponible para descarga sin costo para todos los clientes usuarios de equipos OSM de NOJA POWER.

NOJA POWER®

Número de parte	OSM15-16-630	OSM27-12-630	OSM38-12-630	OSM38-12-800-301
Medición corriente	3 Transformadores	3 Transformadores	3 Transformadores	1 x Transf. de Corriente
Medición de voltaje	6 Sensores de Voltaje	6 Sensores de Voltaje	6 Sensores de Voltaje	2 x Sensores de Voltaje
Tipo de control	RC10	RC10	RC10	RC10
Voltaje máximo calificado	15.5kV	27kV	38kV	38kV
Corriente nominal continuada	800A	800A	800A	800A
Capacidad de Falla (RMS)	16kA	12.5kA	12.5kA	12.5kA
Capacidad máxima de Falla (peak)	40kA	31.5kA	31.5kA	31.5kA
Capacidad de ruptura	16kA	12.5kA	12.5kA	12.5kA
Operaciones mecánicas	30,000	30,000	30,000	30,000
Operaciones a plena carga	30,000	30,000	30,000	30,000
Operaciones a capacidad de Falla (peak)	200	200	70	70
Corriente de falla de corta duración	16kA/4 seg.	12.5kA/4 seg.	12.5kA/3 seg.	12.5kA/3segs
Capacidad de ruptura activa principal	800A	800A	800A	800A
Corriente de carga del cable	25A	25A	40A	40A
Corriente de carga de la línea	10A	5A	5A	5A
Resistencia al impulso fase a tierra, fase a fase	110kV	125kV (150kV opcional)	195kV	195kV
Impulso a través del interruptor	110kV	125kV (150kV opcional)	170kV	170kV
Tensión de descarga en seco fase a tierra, fase a fase y a través del interruptor	50kV	60kV	70kV	70kV
Temperatura ambiente	-40°C to +55°C	-40°C to +55°C	-40°C to +55°C	-40 C to +55 C
Humedad	0-100%	0-100%	0-100%	0-100%
Altitud [§]	3000M	3000M	3000M	3000M
Peso	105kg	112kg	140kg	75kg

§ Las altitudes por encima de los 1000 m deben calificarse según ANSI C37.60-2003

NOJA POWER AUSTRALIA OFICINA CORPORATIVA & FABRICA

NOJA Power Switchgear Pty Ltd
16 Archimedes Place, Murarrie
Brisbane Qld 4172, Australia

Telefónico: +61 (7) 3907 8777
Fax: +61 (7) 3399 6777
Email: sales@nojapower.com.au
Web: www.nojapower.com.au

NOJA POWER BRAZIL OFICINA & FABRICA

NOJA Power do Brasil Ltda
Avenida Pierre Simon de Laplace, 764
Techno Park - Campinas - SP
CEP 13069-301, Brasil

Telefónico: +55 (19) 3283 0041
Fax: +55 (19) 3283 0041
Email: vendas@nojapower.com.br
Web: www.nojapower.com.br

NOJA POWER CHILE OFICINA COMERCIAL

NOJA Power SpA
Av 11 de septiembre 1881, Of 1415
Providencia, Santiago
Chile

Telefónico: +56 (2) 8979649
Email: sales@nojapower.cl
Web: www.nojapower.cl

NOJA POWER UK OFICINA COMERCIAL

NOJA Power Limited
4 Stalyhill Drive, Stalybridge
Cheshire SK 15 2TR
United Kingdom

Telefónico: +44 (01865) 58 9499
Fax: +44 (01865) 58 9400
Email: sales@nojapower.co.uk
Web: www.nojapower.co.uk

NOJA POWER USA OFICINA COMERCIAL

NOJA Power, LLC
3611 SW Humphrey Blvd
Portland OR 97221
United States of America

Móvil: +1 (971) 404-9039
Email: sales@nojapower.com
Web: www.nojapower.com



Escanear para
ir al sitio web
de NOJA Power

Distribuidor: