

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y

MECÁNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**“PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA
MEDIANTE EL SISTEMA DE CONTROL DE SUPERVISIÓN Y ADQUISICIÓN DE
DATOS – SISTEMA ELÉCTRICO CUSCO”**

Tesis presentada por:

Jacqueline Cecilia Horqqe Chacón

Leonard Gonzalo Mancco Nina

Para Optar al Título de:

Ingeniero Electricista

Asesor:

M. Sc. Wilbert Julio Loaiza Cuba

Cusco – Perú

2019

PRESENTACIÓN

Señor:

Decano de la Facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica.

En cumplimiento con las disposiciones del reglamento de grados y títulos vigentes, con la finalidad de optar al título de ingeniero electricista, presentamos a vuestra consideración la tesis intitulada:

“PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA MEDIANTE EL SISTEMA DE CONTROL DE SUPERVISIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS – SISTEMA ELÉCTRICO CUSCO”.

Br. Jacqueline Cecilia Horque Chacón

Br. Leonard Gonzalo Mancco Nina

DEDICATORIA

A mis padres, Hector Horqqe y Yolanda Chacón, quienes me han dado la vida y en ella la capacidad de superarme y desear lo mejor en cada paso por este camino difícil y arduo de la vida. Gracias por ser como son, porque su presencia y persona han ayudado a construir y forjar la persona que ahora soy.

A mis hermanos y demás familiares, que gracias a sus consejos y enseñanzas me hicieron perseverante en el logro de mis objetivos.

Jacqueline Cecilia Horqqe Chacón

A mis padres, María Mercedes Nina Quispitupa y Dionicio Mancco Huaman, por ser mi mejor motivación y la razón de mi vida, quienes gracias a sus valores, esfuerzo y amor incondicional me impulsaron a ser mejor persona, así como mostrar perseverancia para el logro de todos mis objetivos, y muestra de ello es la culminación satisfactoria de mi Tesis. Quedare eternamente agradecido con ustedes.

A mis hermanos y familiares, Que son la fortaleza moral de mi vida, lo que permitió mantenerme firme y orientado en el desarrollo de esta etapa.

Leonard Gonzalo Mancco Nina

AGRADECIMIENTOS

Primero y como más importante, a Dios por darnos salud, fortaleza y perseverancia para mantenernos firmes y consecuentes para el logro de nuestros objetivos.

A nuestras familias por su apoyo incondicional durante nuestra formación personal y académica.

A nuestro asesor de Tesis, M. Sc. Wilbert Julio Loaiza Cuba, por su esfuerzo y dedicación. Sus conocimientos, sus orientaciones, su manera de trabajar, su persistencia, su paciencia y su motivación han sido fundamentales para nuestra formación. Él ha inculcado en nosotros un sentido de seriedad, responsabilidad y rigor académico sin los cuales no podríamos tener una formación completa. A su manera, ha sido capaz de ganarse mi lealtad y admiración.

A nuestros compañeros de trabajo de la empresa Electro Sur Este S.AA., por brindarnos la información requerida para el desarrollo de nuestra Tesis.

A todos los profesionales, docentes y estudiantes que nos brindaron su ayuda en el desarrollo de nuestra Tesis.

INTRODUCCIÓN

El crecimiento de demanda de energía eléctrica y la importancia de estos conlleva algunas deficiencias en la operación de los sistemas de distribución, y más aún si estos no están automatizados.

La operación de los equipos de protección y maniobra son realizados físicamente en campo, ocasionando demoras en la reposición del sistema, riesgos en la operación de los equipos de protección y maniobra para los trabajadores, y a su vez pérdidas económicas.

La necesidad de una inmediata atención y reposición del sistema luego de una interrupción programada o no programada es un tema que determina la calidad de suministro eléctrico en las empresas de distribución eléctrica, por lo cual nosotros como bachilleres de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, mediante el presente estudio, realizaremos un análisis para la optimización de los equipos de protección y maniobra en las redes de Distribución Eléctrica Cusco de la empresa Electro Sur Este a partir de su integración a su sistema SCADA, ya existente a nivel de SSEE, lo cual nos permitirá demostrar su efectividad a través de los indicadores de calidad de suministro Eléctrico.

RESUMEN

La presente tesis de investigación se desarrolla a causa de la problemática en cuanto a la operación de los equipos de protección y maniobra del sector típico 2, a concesión de la empresa Distribuidora Electro Sur Este S.A.A.; a este sector típico geográficamente pertenece la ciudad del Cusco, donde se encuentran cargas de mayor importancia como son hospitales, industrias, y demás empresas a las que una ausencia del servicio eléctrico causaría pérdidas económicas considerables.

La calidad de suministro es evaluada por el fiscalizador OSINERGMIN, mediante los indicadores de performance de las empresas, que son el SAIDI y el SAIFI. En el año 2015, los valores de éstos indicadores a nivel de distribución para el sistema eléctrico Cusco fueron altos en relación a la meta establecida por el fiscalizador, debido a tiempos extensos de reposición del servicio frente a la ocurrencia de las interrupciones siendo este un total de 732.32 Hrs; se realizó el cálculo de los indicadores, obteniendo los valores de 5.951 para el SAIFI y 7.350 para el SAIDI.

Evidenciando así, deficiencias en la operación de los equipos de protección y maniobra, por lo que se propone la integración de los equipos de protección y maniobra al sistema SCADA, con el que ya cuenta implementada la empresa Electro Sur este a nivel subestaciones, lo cual optimizara la operación, reduciendo el tiempo total de reposición del servicio a 634.32hrs, ocasionando la mejora de los indicadores de calidad de suministro, para el caso del SAIDI, este ha disminuido en 2.559. Así mismo para el caso del SAIFI, este ha reducido en 4.172.

Confirmando así que la automatización de los equipos de protección y maniobra, nos ayudara a mejorar los indicadores de calidad de suministro y reducir el tiempo de reposición del servicio.

ABSTRACT

This thesis develops research because of the problems regarding the operation of protective equipment and handling of the typical sector 2, to grant distributor Electro Sur Este SAA; this typical sector belongs geographically city of Cusco, where loads are more important such as hospitals, industries, and other companies that an absence of electricity would cause considerable economic losses.

Supply quality is evaluated by the auditor OSINERGMIN by performance indicators of companies, which are the SAIDI and SAIFI. In 2015, the values of these indicators at the distribution level for Cusco electrical system were high relative to the target set by the auditor, due to extensive time service restoration against the occurrence of interruptions and this total Hrs of 732.32; the calculation of the indicators was performed, obtaining values of 5.951 and 7.350 for SAIFI SAIDI for.

Thus showing, deficiencies in the operation of protective equipment and maneuver, so the integration of protective equipment and maneuver the SCADA system is proposed, which already has implemented the Electro Sur Este to substation level, which optimize the operation, reducing the total time restoring service to 634.32hrs, resulting in improved supply quality indicators, in the case of SAIDI, this has decreased by 2,559. Also in the case of SAIFI, this has been reduced by 4,172.

So Confirming automation protection and control equipment, we will help improve supply quality indicators and reduce service restoration time.

ÍNDICE GENERAL

PRESENTACIÓN.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
INTRODUCCIÓN.....	v
RESUMEN.....	vi
ABSTRACT.....	vii
ÍNDICE GENERAL.....	viii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xv
ÍNDICE DE ABREVIATURAS.....	xvi
CAPÍTULO I.....	1
GENERALIDADES.....	1
1.1. INTRODUCCION.....	1
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.3. FORMULACION DEL PROBLEMA.....	3
1.3.1. Problema General.....	3
1.3.2. Problemas Específicos.....	3
1.4. OBJETIVOS DEL ESTUDIO.....	4
1.4.1. Objetivo General.....	4
1.4.2. Objetivos Específicos.....	4
1.5. JUSTIFICACION DEL ESTUDIO.....	4
1.6. DELIMITACION ESPACIAL Y TEMPORAL.....	5
1.7. LIMITACIONES.....	5
1.8. HIPOTESIS.....	6
1.8.1. Hipótesis General.....	6
1.8.2. Hipótesis Específicas.....	6
1.9. VARIABLES E INDICADORES.....	7
1.10. METODOLOGIA DE LA INVESTIGACION.....	7
1.10.1. Población y Muestra.....	7
1.10.2. Enfoque de la Investigación.....	8
1.10.3. Alcance de la Investigación.....	8
1.10.4. Diseño de la Investigación.....	8

1.10.5. Técnica de recolección de datos	8
1.10.6. Análisis de datos	9
CAPITULO II	11
MARCO TEÓRICO	11
2.1. INTRODUCCIÓN	11
2.2 ANTECEDENTES	12
2.3. SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN	13
2.3.1. Regulación por empresa modelo en el Perú.....	14
2.4. EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA.....	16
2.4.1. Equipos de protección.....	17
2.4.2. Equipos de maniobra	18
2.5. CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO.....	26
2.5.1 Norma Técnica De La Calidad De Los Servicios Eléctricos (NTCSE) D. S. N° 020-97-EM .	26
2.5.1.1 Calidad de Suministro	28
2.6. AUTOMATIZACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS	35
2.6.1. Niveles de automatización	35
2.6.2. Sistema SCADA	40
2.6.2.1. Prestaciones de un SCADA	46
2.6.2.2. Criterios de selección de un SCADA	47
2.6.2.3. Hardware de un SCADA	48
2.6.2.4. Topologías de un SCADA.....	48
2.6.2.5. Seguridad en redes SCADA	50
2.6.2.6. Driver o controlador	51
2.6.3. Sistema de información operativo	53
2.7. MARCO NORMATIVO	57
2.7.1. Normatividad Nacional.....	57
2.7.2. Normatividad Internacional.....	57
CAPITULO III.....	58
DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL	58
3.1. INTRODUCCIÓN	58
3.2. EQUIPOS DE PROTECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	58
3.2.1. Equipos de Protección y Maniobra Instalados en el Sistema Eléctrico Cusco.	60
3.3. SCADA ELSE.....	65

3.3.1. Descripción del equipamiento existente del sistema SCADA	65
3.3.2. Descripción del Software de Interfaz Grafica	68
3.4. INTERRUPCIONES	71
3.4.2. Atención de Emergencias	71
3.5. ANALISIS DE INDICADORES Y VARIABLES	73
3.5.1. Información remitida mediante el ANEXO 01	73
3.5.2. Análisis de las causas de las interrupciones	79
3.5.3. Análisis de las interrupciones	79
CAPITULO IV	87
PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN	87
4.1. INTRODUCCIÓN	87
4.2. CONSTRUCCIÓN DE LA PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN	87
4.2.1. Propuesta de conexiones físicas	87
4.2.1.1. Ubicación del Modem y Cableado	88
4.2.1.2. Conexionado y Puertos.	88
4.2.1.3. Instalación de Antena.	90
4.2.1.4. Elemento de suministro de energía	93
4.2.1.5. Transformador de tensión	94
4.2.2. Configuración del módulo del panel de control	94
4.2.3. Configuración del modem	103
4.2.4. Arquitectura SCADA	105
4.2.4.1. Arquitectura del Software	105
4.2.4.2. Arquitectura del Hardware	106
4.2.5. Protocolo de comunicación DNP V3.00	107
4.2.6. Integración de los equipos al SCADA	108
4.2.6.1. Integración del módulo de EPM al SCADA	112
4.2.7. Operación interfaz grafica	125
4.2.7.1. Procedimiento para la operación de interfaz grafica	125
4.3. EJEMPLO APLICATIVO	137
CAPITULO V	140
ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE LA PROPUESTA	140
5.1. ANÁLISIS DEL TIEMPO DE REPOSICIÓN DEL SERVICIO	140
5.1.1. Interrupciones temporales	140

5.1.2. Interrupciones permanentes	141
CAPITULO VI	146
ANALISIS DE RESULTADOS	146
CONCLUSIONES	148
RECOMENDACIONES	150
BIBLIOGRAFÍA	151
ANEXOS	153

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1:</i> Esquema de Transporte de Energía Eléctrica.	14
<i>Figura 2:</i> Seccionado bajo carga.	19
<i>Figura 3:</i> Estructura interna de un recloser	22
<i>Figura 4:</i> Niveles del sistema automatizado.....	36
<i>Figura 5:</i> Esquema de ubicación de equipos de protección.	37
<i>Figura 6:</i> Esquema nivel de control.	38
<i>Figura 7:</i> Esquema nivel 02 – Adquisición de datos.....	39
<i>Figura 8:</i> Esquema de operación en tiempo real realizada por le COES y las empresas generadoras y transmisoras.	40
<i>Figura 9:</i> Esquema proceso.	41
<i>Figura 10:</i> Esquema control de procesos.	42
<i>Figura 11:</i> Esquema control supervisado.	42
<i>Figura 12:</i> Esquema Interface Hombre-Máquina.....	43
<i>Figura 13:</i> Esquema Adquisición de datos.....	44
<i>Figura 14:</i> Esquema Adquisición Distribuida de datos.....	44
<i>Figura 15:</i> Esquema Manufactura Integrada computarizada.....	45
<i>Figura 16:</i> Hardware de un SCADA.....	48
<i>Figura 17:</i> Topología de un SCADA	49
<i>Figura 18:</i> Seguridad en redes SCADA	50
<i>Figura 19:</i> Esquema de funciones controlador SCADA gestión y SCADA PC.	53
<i>Figura 20:</i> Plano de ubicación de los EPM del sector eléctrico Cusco	59
<i>Figura 21:</i> Arquitectura del SCADA centro de control ELSE.....	69
<i>Figura 22:</i> Interfaz gráfica del SCADA - centro de control ELSE fuente: CC ELSE	70
<i>Figura 23:</i> Interfaz gráfica del SCADA - centro de control ELSE	70
<i>Figura 24:</i> Esquema de atención de emergencias.....	72
<i>Figura 25:</i> Esquema general de un sistema eléctrico.	74
<i>Figura 26:</i> Gráfico de la cantidad de interrupciones por causal – Sistema eléctrico Cusco, durante los años 2015, 2016 y 2017	83

<i>Figura 27:</i> Gráfico de la duración de las interrupciones por causal – Sistema eléctrico Cusco, durante el 2015	85
<i>Figura 28:</i> Ubicación del modem y cableado.....	88
<i>Figura 29:</i> Conexión del puerto serial y alimentación del modem.	89
<i>Figura 30:</i> Conexión de la antena, fuente: Manual.	90
<i>Figura 31:</i> Conexiones del modem	91
<i>Figura 32:</i> Ubicación de la antena.....	92
<i>Figura 33:</i> Alimentación eléctrica del modem a 12 VDC	92
<i>Figura 34:</i> Sujeción de la antena	93
<i>Figura 35:</i> Vista frontal del módulo del panel de control y su entrada serial.....	95
<i>Figura 36:</i> Vista de la pantalla de inicio del software AcSELerator – QUICK SET,	95
<i>Figura 37:</i> Pestaña de configuración de parámetros de comunicación	96
<i>Figura 38:</i> Vista de la pestaña para habilitar la alimentación del modem.....	97
<i>Figura 39:</i> Vista de la pestaña para asignar el protocolo de comunicación	98
<i>Figura 40:</i> Vista de la pestaña para asignar el DNPADR DNP Address	99
<i>Figura 41:</i> Vista de la pestaña para asignar el PREDLY-UNSOL-PUNSOL y REPADR DNP address to report to,.....	100
<i>Figura 42:</i> Ventana para agregar la dirección de la señal analógica	101
<i>Figura 43:</i> Ventana para agregar la dirección de la señal binaria	102
<i>Figura 44:</i> Ventana para agregar los bits de seteo y reseteo	103
<i>Figura 45:</i> Ventana para configurar el APN	104
<i>Figura 46:</i> Ventana para ingresar el IP del modem.....	104
<i>Figura 47:</i> Ventana para ingresar el IP del maestro	105
<i>Figura 48:</i> Propuesta de arquitectura para cada EPM	109
<i>Figura 49:</i> Árbol de la base de datos del SCADA Explorer	112
<i>Figura 50:</i> Vista de la carpeta de estaciones y EPM,	114
<i>Figura 51:</i> Vista de la carpeta de la línea de comunicación de EPM,.....	114
<i>Figura 52:</i> Vista de la pestaña para la creación de una estación	115
<i>Figura 53:</i> Vista de la pestaña para la creación del seudo punto para la línea de comunicación para la estación	116
<i>Figura 54:</i> Vista de la pestaña para la creación del seudo punto de la línea de comunicación para el RTU	118

<i>Figura 55:</i> Vista de la pestaña para la creación del RTU	119
<i>Figura 56:</i> Vista de la pestaña de creación de la línea de comunicación del EPM	121
<i>Figura 57:</i> Pestaña para llenado de IP y puerto del modem	122
<i>Figura 58:</i> Vista del árbol de base de datos que muestra la confirmación de conexión de la línea de comunicación	122
<i>Figura 59:</i> Vista de la pestaña de datos digitales del Relé	123
<i>Figura 60:</i> Vista de la pestaña de datos analógicos del Relé.....	123
<i>Figura 61:</i> Vista de la pestaña de estado de datos analógicos del tablero del relé.	124
<i>Figura 62:</i> Vista de la pestaña de estado de datos digitales del tablero del relé.....	124
<i>Figura 63:</i> Vista de la pantalla el interfaz HMI de CC ELSE	126
<i>Figura 64:</i> Vista de pestaña de selección del diagrama de RC.....	126
<i>Figura 65:</i> Vista 2 de pestaña de selección del diagrama de RC	127
<i>Figura 66:</i> Vista del estado del EPM.....	128
<i>Figura 67:</i> Vista del tablero del rele del HMI	129
<i>Figura 68:</i> Vista en HMI para apertura y cierre del RC	130
<i>Figura 69:</i> Vista en HMI en estado cerrado del RC	131
<i>Figura 70:</i> Vista de la pestaña emergente del estado del RC	132
<i>Figura 71:</i> Vista en HMI en estado abierto del RC	132
<i>Figura 72:</i> Vista de la pestaña en la base de datos para operar el RC	133
<i>Figura 73:</i> Arquitectura de comunicación del SCADA para la propuesta	134
<i>Figura 74:</i> Esquema de atención de emergencias propuesto.....	135
<i>Figura 75:</i> Diagrama unifilar de alimentadores DO01, DO03 y CA03, secciones de línea donde se suscitó el evento.....	139
<i>Figura 76:</i> Esquema del tiempo de reposición del servicio Interrupciones Temporales.....	141
<i>Figura 77:</i> Esquema de tiempo de reposición del servicio Interrupciones permanentes.....	142

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 <i>Variables, indicadores e instrumentos</i>	7
Tabla 2 <i>Matriz de consistencia</i>	10
Tabla 3 <i>Ejemplo de sistemas eléctricos representativos por sector Típico</i>	15
Tabla 4 <i>Ejemplo de sistemas eléctricos representativos por sector Típico</i>	16
Tabla 5 <i>Equipos instalados en el Sistema Eléctrico Cusco</i>	60
Tabla 6 <i>Descripción de los Equipos de Protección y Maniobra Instalados</i>	61
Tabla 7 <i>Campos a llenar para el informe del ANEXO 01: información Enero – 2015, Sector Eléctrico Cusco.</i>	75
Tabla 8 <i>Campos a llenar para el informe del ANEXO 02: información enero – 2015, todos los sectores eléctricos.</i>	76
Tabla 9 <i>SAIDI Y SAIFI Distribución 2015</i>	77
Tabla 10 <i>SAIDI Y SAIFI Distribución – A nivel Empresarial</i>	78
Tabla 11 <i>Detalle de interrupciones por causal – Sistema eléctrico Cusco, durante el 2015</i>	80
Tabla 12 <i>Detalle de interrupciones por causal – Sistema eléctrico Cusco, durante el 2016</i>	81
Tabla 13 <i>Detalle de interrupciones por causal – Sistema eléctrico Cusco, durante el 2017</i>	82
Tabla 14 <i>Calculo de los Indicadores SAIDI Y SAIFI para las causas más comunes de Interrupción – Sistema eléctrico Cusco, durante el 2017</i>	84
Tabla 15 <i>Secuencia de eventos y maniobras</i>	137
Tabla 16 <i>Detalle de Interrupciones permanentes suscitadas durante el año 2015</i>	143
Tabla 17 <i>Cuadro comparativo de valores obtenidos del SAIDI y SAIFI antes y después de la automatización.</i>	144
Tabla 18 <i>Cuadro resumen de valores obtenidos del SAIDI y SAIFI antes y después de la automatización.</i>	144

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

SCADA	Supervisority Control And Data Adquisición.
ELSE	Electro Sur Este.
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (Duración Media de Interrupción por Usuario)
SAIFI	System Average Interruption Frecuency Index (Frecuencia Media de Interrupción por Usuario)
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
COES	Comité de Operación Económica del Sistema
EPM	Equipo de protección y maniobra
SBC	Seccionador bajo carga
RC	Reconectador
SER	Sistema eléctrico rural
CNE	Código Nacional de Electricidad.
LCE	Ley de Concesiones Eléctricas.
SSEE	Sub estación de transformación.
LAN	Local Área Network (Red de área local)

IED	Intelligent Electronic Device (Dispositivo Electrónico Inteligente)
HMI	Human Machine Interface
GUI	Graphic User Interface (Interfaz Gráfica de Usuario)
CIM	Manufactura Integrada Computarizada
PC	Personal Computer (Computadora personal)
PLC	Programmable Logic Controller (Controlador Lógico Programable)
AMI	Advantage Medition Infrastructure (Infraestructura de medición avanzada)
NTCSE	Norma técnica de calidad de servicios eléctricos.
RTU	Remote Transfer Unit (Unidad remota de transferencia)
MTU	Master Terminal Unit (Unidad terminal maestra)
IP	Ingress Protection (Protección de ingreso)
DTE	Data Terminal Equipment (Equipo terminal de datos)
GPRS	General Packet Radio Service (Servicio general de paquete de datos)
APN	Access Point Name (Nombre del punto de acceso)
ACR	Automatic Circuit Recloser (Reconectador Automático para Redes)
ADVC	Advanced Controller (Controlador Avanzado)
AT/MT	Alta tensión/Media tensión
MT/BT	Media tensión/Baja tensión

SMA	SubMiniature version A
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
DNP	Distributed Network Protocol (Protocolo distribuido de comunicación)
LCU	Local Control Unit (Unidades de control locales)
SCI	Serial Communications Interface
AVL	Localización Vehicular Automatizada
UPS	Uninterruptible Power Supply (Suministro ininterrumpible de energía)
PSE	Power Supply Element (Elemento de suministro de energía)

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCION

Los sistemas eléctricos de distribución se encuentran expuestos a perturbaciones y fallas que no pueden ser predichas además de ser los que cuentan con mayores porcentajes de fallas es por eso que un sistema eléctrico de distribución debe contar con una buena implementación de la protección de los sistemas de distribución acompañada de un óptimo sistema SCADA, estas deberán ser enfocadas en una buena selección de equipos, metodología, procedimientos y crear una nueva cultura sobre protección de equipos.

En este capítulo abordaremos lo que comprende al planteamiento del problema, la descripción del mismo, la formulación de los objetivos propuestos, la justificación, alcances, limitaciones, hipótesis, variables e indicadores y la metodología de investigación utilizada para el desarrollo de la tesis.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El incremento de la demanda conlleva a su vez la expansión de las redes de distribución lo cual desafía a una mejor operación de sus instalaciones. Para mejorar ésta función de forma óptima, es necesario integrar tecnología novedosa y considerar las nuevas técnicas para operar los equipos de protección y maniobra. Ambas consideraciones son vistas en la automatización de los equipos de protección y maniobra, de manera tal, que se reduce la probabilidad de maniobras deficientes y se simplifica su operación.

Debido a las consideraciones previas, se plantea incrementar la aplicación de equipo automatizado, reemplazando los dispositivos antes usados por tecnologías clásicas.

Para ello se estudia la incorporación de mecanismos nuevos en la automatización de los EPM mediante la selección de sus equipos y el análisis de su funcionamiento.

Así, esta propuesta puede establecer una integración al SCADA para realizar maniobras más inmediatas para una pronta recuperación del sistema. Esto también ayudara a una mejor organización en las interrupciones programadas.

La Empresa de Distribución a Concesión Electro Sur Este, administra las redes de Cusco, Apurímac y Madre de Dios, Cayarani por el lado de Arequipa y Sucre por el lado de Ayacucho; cuenta con un centro de control desde donde se realizan las tareas de operación y control, siendo en tiempo real solo a nivel de Subestaciones, lo cual crea deficiencias en la operación de redes de distribución, estas deficiencias hacen que los tiempos de interrupción sean mayores y aumentando así los costos de compensación al usuario, ya que para su operación es necesario disponer de personal que se dirija al punto de maniobra, poniendo así en riesgo la seguridad y la salud del técnico operario, quien no podría realizar ninguna maniobra en caso

de que se presente una tormenta eléctrica que es muy usual en nuestra ciudad, situaciones que en la actualidad es controlado en su mayoría con las medidas de protección pertinentes, para lo cual el presente trabajo también estará considerado como un control de ingeniería ubicado en el primer lugar de la jerarquía de control de riesgo.

Por otro lado la ciudad del Cusco está considerada como sector típico 2 (urbano de media densidad, este sector de distribución típico representa a los sistemas eléctricos que suministran energía a las zonas urbanas), y debido a la importancia de carga que se tiene debemos garantizar la continuidad del servicio.

1.3. FORMULACION DEL PROBLEMA

1.3.1. Problema General

¿Es posible mejorar los indicadores de calidad de suministro mediante la automatización los equipos de protección y maniobra?

1.3.2. Problemas Específicos

1. ¿Cómo son las características de operación del Sistema Eléctrico Cusco?
2. ¿Cómo se realizara la integración de los equipos de protección y maniobra al SCADA?
3. ¿En qué medida mejoraran los indicadores de calidad de suministro luego de la integración de los equipos de protección y maniobra al SCADA?

1.4. OBJETIVOS DEL ESTUDIO

1.4.1. Objetivo General

Plantear una propuesta para la automatización de los equipos de protección y maniobra de las redes de distribución Cusco, mediante el Sistema de control de Supervisión y adquisición de datos SCADA*, para mejorar la operación y los indicadores de calidad de suministro.

1.4.2. Objetivos Específicos

1. Determinar las características de operación del Sistema Eléctrico Cusco antes de la automatización de sus equipos de protección y maniobra.
2. Describir el proceso de Integración de los equipos de protección y maniobra al SCADA (Equipamiento adicional, red LAN, software, interfaz gráfica).
3. Describir las características de operación del Sistema Eléctrico después de la automatización de sus equipos de protección y maniobra.

1.5. JUSTIFICACION DEL ESTUDIO

Teniendo en consideración que el objetivo del sistema eléctrico es proveer energía a los clientes, manteniendo la calidad de los parámetros, con la mayor continuidad Posible y habiéndose observado algunas deficiencias en el control, operación y mantenimiento, se vio por conveniente desarrollar una propuesta para la automatización los equipos de protección de las redes de distribución que integran la concesión de ELSE.

En la actualidad se observa el aumento de la conciencia relacionada con el buen manejo de nuestro sistema eléctrico. Si bien algunos de los sistemas que se usan actualmente pueden

tener más de ocho años de antigüedad (que, en términos de tecnología, es mucho tiempo), las principales compañías de transmisión y distribución así como los grandes consumidores, están realizando importantes inversiones en modernización o adquisición de nuevos sistemas SCADA.

Por lo cual este estudio nos llevara a realizar un análisis detallado de los beneficios técnicos, económicos y calidad de suministros, obtenidos con esta implementación, generando una matriz de estos, la misma que servirá de línea base para posteriores proyectos de automatización.

1.6. DELIMITACION ESPACIAL Y TEMPORAL

El presente estudio, tendrá como escenario de análisis las redes de distribución del sistema eléctrico Cusco Sector Típico 2, en la Provincia del Cusco.

Para lo cual el periodo de tiempo de los hechos de análisis será de un año (segundo semestre 2015 – primer semestre 2016).

1.7. LIMITACIONES

Se tendrá como limitación el acceso a la red LAN privada de comunicaciones con que cuenta la empresa Electro Sur Este S.A.A.

El acceso al software de integración al SCADA es confidencial con respecto al uso por personas ajenas a la empresa.

1.8. HIPOTESIS

1.8.1. Hipótesis General

La automatización de los equipos de protección y maniobra de las redes de distribución Cusco, mediante el Sistema de control de Supervisión y adquisición de datos SCADA, mejorará los indicadores de calidad de suministro.

1.8.2. Hipótesis Específicas

1. Las características de operación del Sistema Eléctrico Cusco antes de la automatización de sus equipos de protección y maniobra son deficientes.
2. La integración de los equipos de protección y maniobra al SCADA, nos permitirá optimizar la operación del sistema eléctrico Cusco.
3. Los indicadores de calidad de suministro luego de la automatización mejorarán.

1.9. VARIABLES E INDICADORES

Tabla 1

Variables, indicadores e instrumentos

MATRIZ DE OPERACIONALIDAD DE VARIABLES

PROBLEMA	HIPOTESIS	VARIABLES	INDICADORES	INSTRUMENTOS
Deficiencias en la operación de los equipos de protección y maniobra del Sistema Eléctrico Cusco, lo cual genera un incremento en los indicadores de Calidad de Suministro	Dado que existen deficiencias en la operación de los equipos de protección y maniobra, por lo cual con una acertada PROPUESTA DE AUTOMATIZACION DE EQUIPOS DE PROTECCION Y MANIOBRA, se pretende MEJORAR LOS INDICADORES DE CALIDAD DE SUMINISTRO	Automatización de los equipos de protección y maniobra	Deficiencia en la operación de equipos de protección y maniobra	Reportes Datos estadísticos
		Calidad de Suministro	Operacionalización de Equipos de Protección y Maniobra en sistemas de distribución SAIDI Y SAIFI	Reportes Plataforma SCADA Simulación Reportes Datos estadísticos Simulación

Fuente: Elaboración propia

1.10. METODOLOGIA DE LA INVESTIGACION

1.10.1. Población y Muestra

Las redes de Distribución Eléctrica de la Empresa concesionaria Electro Sur Este.

La muestra del presente trabajo será las Redes de Distribución del Sector Eléctrico

Cusco Sector Típico 2.

1.10.2. Enfoque de la Investigación

Esta tesis tiene un enfoque CUANTITATIVO, ya que busca medir y cuantificar las variables a través de equipos de medición, se hace un análisis de causa efecto (Automatización de los equipos de protección – Calidad de suministro), usa la recolección de datos para probar la hipótesis con base en la medición numérica y el análisis estadístico, para establecer patrones de comportamiento y probar teorías.

1.10.3. Alcance de la Investigación

El presente trabajo tiene un alcance DESCRIPTIVO y CORRELACIONAL. Es descriptivo, ya que se analizarán los indicadores de la calidad de suministro, y explicativo, porque pretende explicar las causas de interrupción, y tiempos de reposición del servicio.

1.10.4. Diseño de la Investigación

El diseño de la investigación que se utiliza es EXPERIMENTAL, ya que se manipula la variable independiente ejerciendo un máximo control.

Además, la investigación es de carácter TRANSVERSAL ya que la recolección de datos se realizará en un único periodo.

1.10.5. Técnica de recolección de datos

Las técnicas de recolección de datos son la del análisis y simulación. Se usa la técnica del análisis, ya que se estudian los datos de cálculo de los indicadores SAIDI Y SAIFI Y mediante los tiempos de reposición del servicio, lo cual se denomina análisis de

contenidos; y la técnica de simulación permite obtener cálculos supuestos, luego de la automatización de los equipos de protección y maniobra.

1.10.6. Análisis de datos

El análisis de datos permite hallar la información que tienen los datos, sus variaciones y las relaciones existentes entre las variables, siendo este análisis:

- Multivariable, porque se analizan varias variables en el estudio (tiempos de interrupción, tipos de interrupción)
- Confirmatorio, ya que se pretende confirmar las hipótesis planteadas.
- Cuantitativo, ya que el estudio de los indicadores de la calidad de suministro.

Tabla 2

Matriz de consistencia

MATRIZ DE CONSISTENCIA				
PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPOTESIS	VARIABLES E INDICADORES	CONCLUSIONES
<p>Problema General ¿Es posible mejorar los indicadores de calidad de servicio mediante la automatización los equipos de protección y maniobra?</p> <p>Problemas Específicos</p> <ul style="list-style-type: none"> • ¿Cómo son las características de operación del Sistema Eléctrico Cusco? • ¿Cómo se realizara la integración de los equipos de protección y maniobra al SCADA? • ¿En qué medida mejoraran los indicadores de calidad de suministro luego de la integración de los equipos de protección y maniobra al SCADA? 	<p>Objetivo General Plantear una propuesta para la automatización de los equipos de protección y maniobra de las redes de distribución Cusco, mediante el Sistema de control de Supervisión y adquisición de datos SCADA, para mejorar la operación y los indicadores de calidad de servicio.</p> <p>Objetivos Específicos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Determinar las características de operación del Sistema Eléctrico Cusco antes de la automatización de sus equipos de protección y maniobra. • Describir el proceso de Integración de los equipos de protección y maniobra al SCADA (Equipamiento adicional, red LAN, software, interfaz gráfica). • Describir las características de operación del Sistema Eléctrico después de la automatización de sus equipos de protección y maniobra. 	<p>Hipótesis General La automatización de los equipos de protección y maniobra de las redes de distribución Cusco, mediante el Sistema de control de Supervisión y adquisición de datos SCADA, mejorará los indicadores de calidad de suministro.</p> <p>Hipótesis Específicas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Las características de operación del Sistema Eléctrico Cusco antes de la automatización de sus equipos de protección y maniobra son deficientes. • La integración de los equipos de protección y maniobra al SCADA, nos permitirá optimizar la operación del sistema eléctrico Cusco. • Los indicadores de calidad de suministro luego de la automatización mejorarán. 	<p>Independiente: Automatización de equipos</p> <p>* Tiempo de Duración de la Interrupción.</p> <p>Dependiente: Calidad de Suministro</p> <p>* SAIDI (System Average Interruption Duration Index, o Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario en un periodo determinado).</p> <p>* SAIFI (System Average Interruption Frequency Index, o Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado).</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se hizo un análisis de la duración de las interrupciones por su naturaleza identificando aquellas con tiempo de reposición del servicio más prolongado, para verificar la incidencia de estos, en el cálculo de SAIDI Y SAIFI a nivel Sistema Eléctrico. Verificando que aquellas de con duración mayores a 1.5 hrs. Son: Por mantenimiento, Por expansión, Contacto de red con árbol, Contacto entre conductores, Cometas e Impacto vehicular. 2. Mediante los resultados obtenidos luego de realizado el cálculo, se verifico que la automatización de los equipos de protección y maniobra han optimizado el tiempo de reposición del servicio frente a las interrupciones presentadas. 3. Se comprueba que la empresa Electro Sur Este SAA, mejorara su performance de calidad mediante el cumplimiento de las metas planteadas por Osinergmin, evitando al mismo tiempo sanciones por parte del ente fiscalizador

Fuente: Elaboración propia

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. INTRODUCCIÓN

Un sistema eléctrico es la composición de diferentes elementos y/o dispositivos eléctricos que hacen posible la distribución de la energía eléctrica además de garantizar el suministro continuo de la energía dentro de su área de aplicación y lo debe hacer asegurando el abastecimiento al mínimo costo y con el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, al mismo tiempo, debe cumplir con los niveles de calidad establecidos.

Debido al creciente desarrollo de la tecnología de los sistemas eléctricos y la necesidad del control, monitoreo y adquisición de datos de los parámetros eléctricos en tiempo real en las instalaciones de las redes eléctricas de distribución, surgen alternativas tecnológicas que permitan mejorar la sostenibilidad del sistema mediante la automatización de los elementos y/o dispositivos que conforman la red eléctrica.

Los equipos de protección, interruptores automáticos, interruptores, reconectores, seccionadores, seccionadores de potencia y fusibles, los que son utilizados con debida atención a sus valores nominales de tensión asignados y a las corrientes continuas y momentáneas. Los dispositivos destinados a interrumpir la corriente de falla deberán tener la capacidad suficiente, para controlar y soportar de manera segura la máxima corriente de cortocircuito para la que están proyectados interrumpir, en las condiciones para las cuales ha sido diseñada su operación. La capacidad de interrupción deberá ser verificada antes de cada cambio importante del sistema. Debido a la fundamental tarea de los equipos de protección se planteara una implementación automatizada de estos equipos para hacer un sistema eléctrico más sostenible.

2.2 ANTECEDENTES

“SCADA ELECTRO SUR ESTE A NIVEL SUBESTACIONES”

En el año 2004 la empresa Electro Sur Este opta por automatizar sus 16 SE de AT/MT y 23 Subestaciones de MT/BT en la Región Cusco, con el propósito de contar con una herramienta que permita la operación de estas instalaciones con la máxima flexibilidad en su supervisión, control y mando, bajo estándares vigentes en la Industria Eléctrica. Asimismo el equipamiento fue instalado con miras a futuras ampliaciones, así como asumir funciones que la nueva tecnología tenga disponible para la optimización de la operación de las mismas. A finales del año 2005, se realiza un estudio a cargo de personal Directo de la Empresa el cual comprueba la eficiencia de esta automatización.

A finales del año 2014 e inicios del 2015, la empresa opta por conveniente realizar la adquisición de equipos de protección los cuales fueron ubicados estratégicamente posterior a un estudio de protección, a lo largo de las redes de Distribución Eléctrica de la concesión Cusco, Apurímac y Madre de Dios, los cuales serán materia de estudio para el presente proyecto.

“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA PILOTO PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADORES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”, Tesis elaborada por Carlos Emilio Landázuri Paredes (Cuenca - Ecuador), Febrero – 2016.

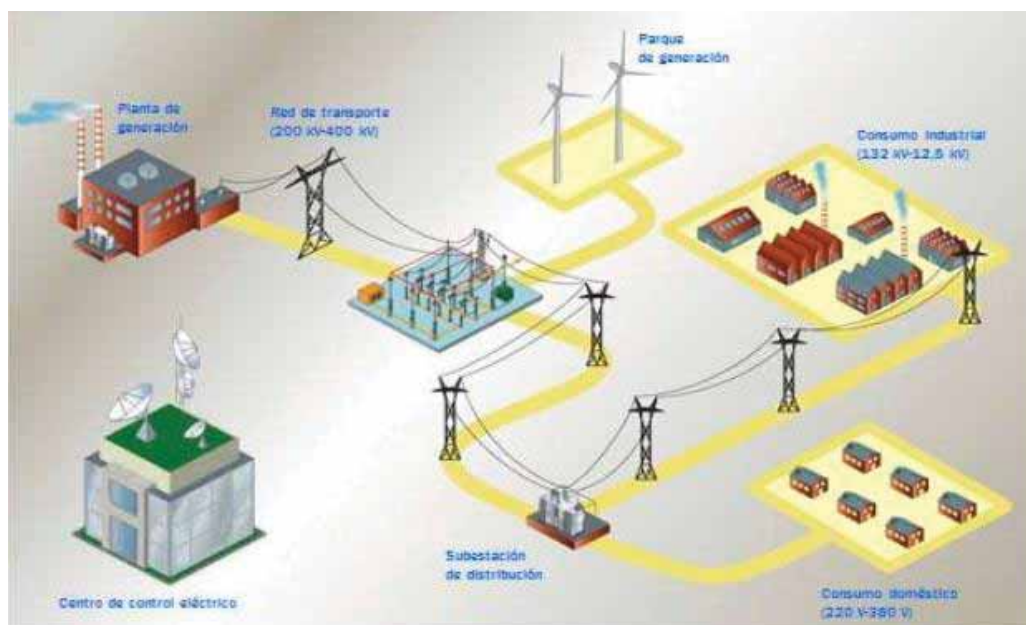
Desde el punto de vista conceptual, este trabajo de tesis incorporó la capacidad de “control remoto automático” de la red de distribución, convirtiéndose en la primera incursión en la Automatización Avanzada de la Distribución en el país. Consideramos que este trabajo no solo expande la habilidad de monitoreo y control remoto de la distribución, sino que principalmente transforma la concepción de la operación del Sistema Eléctrico de Potencia, pasando de una operación manual a una automática, sin intervención humana. Esto los encamina hacia un sistema distribución inteligente, más confiable y eficiente. El objetivo final, será el suministro de energía eléctrica de alta calidad, acorde con los nuevos y exigentes requerimientos energéticos de la sociedad actual.

2.3. SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN

La actividad de distribución eléctrica tiene la función de llevar el suministro de energía eléctrica desde el sistema de transmisión hacia cada uno de los usuarios finales del servicio eléctrico. Las redes que conforman el sistema de distribución deben diseñarse de tal forma que

exista un equilibrio entre la seguridad del suministro, en el sentido de tener la capacidad de seguir funcionando ante posibles fallas o desperfectos en algunas instalaciones, y la eficiencia, en el sentido de la minimización de costos. Como resultado de lo anterior, el diseño de las redes de distribución toma gran importancia. (José Lizana, 2018, p. 15)

Figura 1: Esquema de Transporte de Energía Eléctrica.



Fuente: <https://es.slideshare.net/joselizana58/sistemas-de-generacion-y-transmision-electrica>

2.3.1. Regulación por empresa modelo en el Perú

Normalmente no es apropiado establecer un valor promedio de distribución para todo el país, pues existen varias empresas regionales con características diferentes. ¿Cómo tratar, pues, las diferencias en los costos de distribución? Una forma de resolver este problema, como se hace en el caso del Perú, es dividir las áreas de distribución en sectores típicos. Por ejemplo, se pueden considerar cinco sectores: urbano de alta densidad, urbano de media densidad, urbano de baja densidad, urbano rural y rural.

Dados los sectores típicos, se identifica un sistema de distribución representativo en cada sector típico y, a partir de este, se estiman los costos de una empresa modelo eficiente (ver tabla 3.). Para obtener esta empresa modelo se selecciona un sistema eléctrico en cada sector típico y se construye la empresa modelo para abastecer la demanda sobre la base de consideraciones de eficiencia, teniendo en cuenta su dispersión geográfica y niveles esperados de consumo. (Resolución Directoral N° 154-2012-EM/DGE)

Tabla 3

Ejemplo de sistemas eléctricos representativos por sector Típico

Sector típico		Sistema de distribución eléctrica (empresa modelo)	Empresa de distribución eléctrica responsable
1	Urbano de alta densidad	Lima Sur	Luz del Sur
2	Urbano de media densidad	Huancayo	Electrocentro
3	Urbano de baja densidad	Caraz-Carhuaz-Huaraz	Hidrandina
4	Urbano-rural	Chulucanas	Electronoroeste
5	Rural	Valle Sagrado (Calca, Urubamba y Písac)	Electro Sur Este
Especial	Sistema de distribución eléctrica de Villacurí*	Villacurí	Coelvisa

* Este es un sistema agrícola con niveles de carga y configuración particulares
Fuente: OSINERGMIN 2005

A partir de ello, según La Resolución Directoral N° 154-2012-EM/DGE, en su Artículo 1°, establece los sectores típicos.

Tabla 4

Ejemplo de sistemas eléctricos representativos por sector Típico

Sector de Distribución Típico	Descripción
1	Urbano de alta densidad
2	Urbano de media densidad
3	Urbano de baja densidad
4	Urbano rural
5	Rural de Media Densidad
6	Rural de Baja Densidad
Sistemas Eléctricos Rurales (SER)	SER calificados según la Ley General de Electrificación Rural
Especial	Coelvisac (Villacurí)

Fuente: Osinergmin

2.4. EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA

Para un mejor funcionamiento de un sistema de distribución es necesario poder establecer o interrumpir la corriente en los circuitos.

Un dispositivo de conexión es el destinado a establecer o a interrumpir la corriente en uno o más circuitos eléctricos; si se cumple esta función por medio de contactos separables se lo llama aparato mecánico de conexión.

Estos aparatos tienen una posición de cerrados en la cual se asegura la continuidad del circuito principal, y una posición de abiertos en la cual se asegura mediante una distancia predeterminada la aislación entre contactos del circuito principal.

El pasaje de los contactos móviles de una posición a otra se denomina operación o maniobra, y se la distingue, cuando es necesario, en maniobra eléctrica (establecimiento o interrupción de corriente) y maniobra mecánica (cierre o apertura).

Podemos mencionar algunos equipos de conexión o desconexión de un Circuito (Interruptor de Potencia, Seccionador de Potencia, Seccionadores, Cut Out's, Fusibles Primarios, etc.). (Samuel Ramirez Castaño, 2015, p. 35)

2.4.1. Equipos de protección

Son dispositivos que actúan en circunstancias anormales de la red ya sea por sobretensión o sobre corriente, aumento de temperatura o alguna anomalía física de la red, entre los cuales podemos mencionar: Relé térmico, fusibles primarios, interruptores magnéticos, pararrayos. (Samuel Ramirez Castaño, 2015, p. 37)

Elementos de protección contra sobre corriente.

Sobre corriente o sobre intensidad es toda corriente superior a la admisible.

Sobrecarga

Cuando por una línea circula más intensidad de corriente que la nominal durante un largo tiempo. Proviene de un mal dimensionamiento de la instalación lo cual genera aumento de temperatura y pérdidas. Están más presentes en transformadores y motores. (Samuel Ramirez Castaño, 2015, p. 37)

Fusibles

Dispositivos instalados para la protección de la instalación por efecto joule (fusión por efecto de joule de un hilo o lamina intercalada en la línea como punto débil).

Interruptor

Tiene como función abrir o cerrar un circuito eléctrico bajo carga, capaz de desconectar una carga o parte del sistema eléctrico en condiciones de normales o corto circuito el control puede ser accionado de manera manual o mediante un relé. (Samuel Ramirez Castaño, 2015, p. 38)

Seccionador

Dispositivos mecánicos que conectan y desconectan diversas partes del sistema eléctrico para efectuar maniobras de Operación y mantenimiento estos se operan sin carga. Capaces de soportar corrientes nominales, sobre intensidades y corrientes de corto circuito durante un tiempo especificado. (Samuel Ramirez Castaño, 2015, p. 39).

2.4.2. Equipos de maniobra

Tienen como función establecer o interrumpir la corriente pudiendo conectar o desconectar a los clientes en situación de carga o en vacío entre estos tenemos seccionadores, interruptores, contactores y reconectores.

Seccionador bajo carga

El seccionador bajo carga es un equipo de maniobra, cuyo diseño es conceptualizado para poder realizar aperturas o cierres de circuitos bajo carga y a su vez tenga la capacidad de poder trabajar en forma conjunta con los reconectores o interruptores aguas arriba realizando conteos de operación para realizar su apertura.

Figura 2: Seccionado bajo carga.



Fuente: Fuente: <http://www.resead.com.pe>

Componentes y principio de funcionamiento

Mando Motorizado.

El Seccionador Sectos NXA utiliza un sistema de operación simple y confiable de mando motorizado mediante un engranaje de acople directamente al eje de operación del ruptor que puede realizar las 5000 operaciones de abrir y cerrar confiablemente. Dicho mecanismo utiliza la de presión por resortes que tiene el ruptor ubicándolo en posición abierto o cerrado según se requiera.

Ruptor / Gas SF₆.

La tecnología de switch es un sistema usado para poder cerrar o abrir circuitos en carga, utilizando un mecanismo de resortes a compresión de alta velocidad, permitiendo en el gas SF₆ extinguir el arco eléctrico. Para garantizar la operación en condiciones normales del seccionador se recomienda verificar el estado del gas. De fábrica sale instalado un indicador de presión de gas el cual nos permite verificar su estado para efectos de operación y/o mantenimiento. El contacto de alarma debe ser conectado para sistemas de control remoto, de tal manera de asegurar las operaciones a distancia en caso se active por una pérdida de presión, debe verificarse con el indicador instalado en el tanque antes de realizar una operación.

Aisladores

Los Aisladores bushing de cada fase del Seccionador son del modelo extraíbles e intercambiables, están fabricados de material composite compuestos de fibra de vidrio y resina epóxica, brindando mayor resistencia mecánica e ideal para ambientes corrosivos, ya que los mismos están encauchados con una manga de silicona brindándoles mayor protección contra rayos UV, propiedades hidrofóbicas y larga línea de fuga; siendo estos ideales para zonas de alta contaminación, con larga línea de fuga mayor a 35 mm/kV ideal para zonas de alta contaminación.

Siendo el caucho de silicona el material que mejor rendimiento aislante para el uso exterior debido a su propiedad intrínseca de Hidrofobicidad, teniendo clase HC01.

Transformador de Corriente

El transformador de Corriente, es un bobinado de cobre en núcleo toroidal de Acero al Silicio encapsulado en Resina epóxica cicloalifática y recubierto de caucho de silicona, ubicados en la salida de los aisladores del Seccionador.

Las salidas secundarias del transformador están encapsuladas y bajan hacia el gabinete de control externamente mediante cables flexibles vulcanizados por la parte lateral del chasis, los mismos que son de relación 250 / 1 A (otra relación a solicitud del cliente).

Tanque de Seccionador

El tanque del Seccionador está fabricado de plancha de Acero Inoxidable de 3mm que garantizan su funcionamiento en zonas de alta contaminación y de corrosión salina o ambiente hostil a la intemperie. En el chasis se contiene el mando motorizado, contómetro, finales de carrera con el mecanismo de accionamiento mecánico y de transferencia al ruptor instalado en la parte lateral del seccionador.

Gabinete de Control

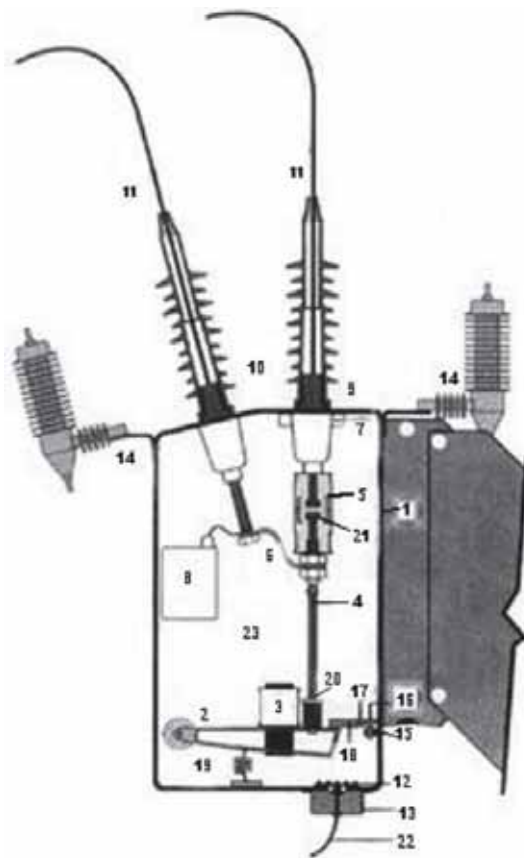
Gabinete metálico de Acero Inoxidable de 2.0mm, acorde con el tanque los cuales en su conjunto pueden trabajar en ambientes de alta corrosión para uso intemperie, dicho gabinete es a prueba de agua contiene doble puerta de protección y agujeros en la parte inferior para conexión de cables a la señal del Seccionador. En su interior contiene un circuito de control en 24 VDC que se encargan de habilitar el funcionamiento local o remoto del actuador, un contómetro que verifica las operaciones realizadas por el equipo, un selector de fuente de baterías en banco de 24 VDC para alimentación del circuito de control. El encargado de controlar la operación del Seccionador SECTOS NXA así como de monitorear y proteger la red es el relé de protección de sistemas de

distribución marca SEL751A, permitiendo tener control desde las botoneras en forma manual o a través de una PC o en forma automática luego de su programación. Para mayor información ver manual SEL751A, con el detalle de operaciones y configuración del relé.

Recloser o Reconectador

El recloser es un dispositivo de interrupción, de carga eléctrica, con posibilidad de recierre automático autoajustable, monitoreo y operación teledemanda, está compuesto básicamente por:

Figura 3: Estructura interna de un recloser



Fuente: Fuente: <http://www.tuveras.com/lineas/cortocircuito/cortocircuito.htm>

- 01 Tanque
- 02 Placa del mecanismo
- 03 Solenoide de cierre
- 04 Barra impulsora de contacto
- 05 Interruptor de vacío
- 06 Conexión Flexible
- 07 Bushings aislantes de EPDM/Goma siliconada
- 08 Transformador de tensión (opcional)
- 09 Bushings aislantes según normas DIN 47 636-630
- 10 Transformador de corriente
- 11 Cables protegidos
- 12 Solenoide de apertura
- 13 Módulo de entrada del cable de comunicación (SCEM)
- 14 Soporte para la instalación de los descargadores
- 15 Entrada del cable de comunicación
- 16 Resorte de apertura
- 17 Barra de apertura
- 18 Enganche
- 19 Resorte de contacto
- 20 Contactos
- 21 Cable al gabinete de control
- 22 Armadura de la barra de apertura
- 23 Gas de Hexafluoruro de azufre (SF6)

Principio de Funcionamiento

- El Reconectador posee interruptores de vacío (5) contenidos en un tanque de acero inoxidable grado marino 316, totalmente soldado y sellado (1), especialmente diseñado para el montaje sobre poste. Dicho tanque está lleno de gas de hexafluoruro de azufre (SF₆) (23), el cual tiene excelentes propiedades de aislación eléctrica, lo cual da por resultado un equipo compacto y con un mínimo de mantenimiento.
- El gabinete de control, el cual se instala a poca altura para facilitar el acceso, es el que aloja al Panel de Control del operador y a la unidad de microelectrónica. Dicho gabinete cumple con las funciones de protección y controla y monitorea al reconectador. Se conecta al reconectador mediante un cable umbilical enchufable (22).
- El reconectador junto con el gabinete de control constituyen un equipo de monitoreo y control a distancia. El reconectador se cierra mediante un impulso de corriente controlada que proviene de un capacitor que se encuentra en el gabinete de control y que se transmite a través del solenoide de cierre (3) éste atrae la placa (2), la cual, a su vez, cierra los contactos (21) en el interruptor de vacío (5) mediante las barras impulsoras (4).
- Los contactos, a su vez, se mantienen en posición cerrada por medio de las lengüetas del enganche (18) que se apoyan en la barra de apertura (17). La apertura de los contactos se logra mediante la liberación de un impulso de corriente controlada desde un capacitor y a través de la bobina de apertura (15).

- Dicho impulso atrae a la armadura de la barra de apertura (16) que hace girar a esta última (17) y libera el enganche (18). El resorte de apertura (19) y los resortes de contacto (20) aceleran esta apertura de los contactos (21).
- La presencia de la conexión flexible (6) está destinada a permitir que ocurra el movimiento de dichos contactos. Asimismo, los bushings aislantes (9) sirven para aislar el tanque (1) de los conductores, y proporcionan un doble sello para el tanque.
- Dichos bushings brindan la aislación necesaria, y sirven de soporte para los sensores de tensión, que están encapsulados, y para los transformadores de corriente (7). Estos bushings cumplen con la norma DIN 47 636-630 (opción roscada), lo cual permite otro tipo de conexión de cables si se lo deseara.
- Los bushings de material polimérico (10) y los 3 metros de cable de aluminio de 185 mm² para 400 A con aislación al agua (11), se proveen en forma standard para realizar el montaje en sitio.
- Esta disposición de los elementos permite tener un reconectador de dimensiones compactas, pero que, al mismo tiempo, se puede conectar a un sistema conductor ya sea aislado o desnudo, según sean las necesidades. Este sistema de conexiones totalmente aisladas permite que el equipo esté a salvo de fallas provocadas por los pájaros y otras especies de vida silvestre.
- El soporte para el montaje de los descargadores (14) brinda mayor comodidad y practicidad a la instalación, (también se puede proveer el reconectador para montaje en subestación).

- Se requiere una fuente de alimentación de tensión auxiliar de 110, 220, 240 ó 415 V para alimentar la unidad. Si ésta no fuera conveniente, existe la opción de compra de un transformador interno de tensión (8). El gabinete de control se conecta mediante un cable umbilical (22) a la parte inferior del tanque del Reconectador a través de un dispositivo cubierto (12 y 13).
- Un indicador de tamaño adecuado y de conexión directa al mecanismo del equipo muestra la posición de los contactos (Abierto/Cerrado) de un modo confiable, y es fácilmente visible desde el piso a 100 m de distancia. El reconectador se puede abrir desde el piso mediante el uso de una pértiga.
- Posteriormente, dicho reconectador se puede bloquear aislando las bobinas de apertura y de cierre desde el Panel de Control del Operador. (Jaime Vázquez P, 2018)

2.5. CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO

La calidad de servicio es el conjunto de características, técnicas y comerciales, inherentes al suministro eléctrico exigible en las normas técnicas y legales para el cumplimiento de las empresas eléctricas. En ese sentido, para asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos, el Ministerio de Energía y Minas dictó normas para el desarrollo de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica, con la finalidad de garantizar a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno.

2.5.1 Norma Técnica De La Calidad De Los Servicios Eléctricos (NTCSE) D. S. N° 020-97-EM

El objetivo de la presente Norma es establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluido el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas de electricidad y los Clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844. Así mismo fue emitida por el Ministerio de Energía y Minas, vigente desde el año 1997 y designa a OSINERGMIN para la fiscalización de su cumplimiento a través de una Base Metodológica.

En la presente norma, se establecen los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la Calidad del Servicio de la Electricidad. Se especifica la cantidad mínima de puntos y condiciones de medición. Se fijan las tolerancias y las respectivas compensaciones y/o multas por incumplimiento. Asimismo, se establecen las obligaciones de las entidades involucradas directa o indirectamente en la prestación y uso de este servicio en lo que se refiere al control de la calidad.

El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

a) Calidad de Producto:

- Tensión
- Frecuencia
- Perturbaciones (Flícker y Tensiones Armónicas).

b) Calidad de Suministro:

- Interrupciones

c) Calidad de Servicio Comercial:

- Trato al Cliente

- Medios de Atención
- Precisión de Medida.

d) Calidad de Alumbrado Público:

- Deficiencias del Alumbrado.

2.5.1.1 Calidad de Suministro

2.5.1.1.1 Interrupciones

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El Período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas; lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente.

Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.

Las interrupciones pueden ser de dos tipos programadas o imprevistas, como veremos a continuación.

a) Interrupciones Programadas

Las interrupciones programadas son aquellas en las cuales la empresa distribuidora genera una interrupción en el suministro eléctrico del cual tiene consciencia el cliente. La empresa programa el día, la hora y el tipo de trabajo a realizar, y comunica mediante publicaciones en periódicos (La República y Expreso) y mediante volantes entregados en los domicilios a los usuarios afectados la hora de inicio y término de la interrupción (ver Anexo N° 02).

Por Mantenimiento

Las interrupciones programadas por mantenimiento requieren del corte de energía eléctrica para llevar a cabo labores de mantenimiento en el área seccionada.

Por Expansión

Las interrupciones programadas por obras o expansión requieren también del corte de suministro eléctrico para la incorporación de nuevas instalaciones en el sistema eléctrico de baja tensión.

b) Interrupciones Imprevistas

Las interrupciones no programadas o imprevistas son aquellas fallas que ocurren inesperadas en el sistema eléctrico. Las interrupciones imprevistas pueden ser clasificadas como se mostrará a continuación:

Fallas Propias

Las fallas propias son aquellas originadas por la empresa distribuidora. Muchas de ellas están relacionadas a los temas de mantenimiento, calidad de los equipos, obsolescencia de los mismos o maniobras erróneas en las operaciones de campo por parte del personal técnico.

Ambientales

Son fallas originadas por la naturaleza. Las fallas pueden darse en las redes de distribución o en las subestaciones de distribución.

Terceros

Son fallas que no involucran las dos primeras arriba mencionadas ni al cliente. Estas fallas interfieren en el suministro continuo de energía y el equipamiento eléctrico.

Hurto

Es el robo del equipamiento eléctrico o de las redes de distribución por terceros.

Clientes

Son interrupciones imprevistas originadas por los propios clientes de la empresa.

En la clasificación de las fallas anteriores solo se han considerado las fallas que ocurren en el sector distribución descartando, por el enfoque de la investigación, las fallas que puedan originarse en los sectores generación y transmisión.

2.5.1.1.2 Indicadores de la Calidad de Suministro

La Calidad de Suministro se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para Períodos de Control de un semestre.

a) Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$N =$ Número de Interrupciones; (expresada en: interrupciones/semestre).

El número de interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50%).

b) Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$D = \sum (K_i \cdot d_i)$; (expresada en: horas).

Dónde:

d_i : Es la duración individual de la interrupción i .

K_i : Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento: $K_i = 0.25$
- Interrupciones programadas* por mantenimiento: $K_i = 0.50$
- Otras : $K_i = 1.00$

*El término “Interrupciones programadas” se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes; o, mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente, sustentadas ante la Autoridad y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos.”

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D) se considera, para dicha diferencia de tiempo (Δ):

$K_i = 0$; si la duración real es menor a la programada

$K_i = 1$; si la duración real es mayor a la programada

No se considerará para el cálculo de los indicadores N y D, las Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia.

Texto del numeral según D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17

2.5.1.1.3 Tolerancias

Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para Clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

Número de Interrupciones por Cliente (N')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 02 Interrupciones/semestre
- Clientes en Media Tensión : 04 Interrupciones/semestre
- Clientes en Baja Tensión : 06 Interrupciones/semestre

Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 04 horas/semestre
- Clientes en Media Tensión : 07 horas/semestre
- Clientes en Baja Tensión : 10 horas/semestre

Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 modifica el artículo 4° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11, de acuerdo a lo siguiente: “Incrementar en un factor de treinta por ciento (30%) las tolerancias de los indicadores siguientes: Número de Interrupciones por Cliente (N') y Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D') establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para el Sector de Distribución Típico 2. A partir de la Tercera Etapa, durante el primer semestre, el factor incrementador será de setenta por ciento (70%), durante el segundo y tercer semestre será de cincuenta por ciento (50%) y a partir del cuarto semestre el factor incrementador será el treinta por ciento (30%) ya establecido en el párrafo anterior. Tales incrementos se redondean al entero

superior y son aplicables única y exclusivamente a la actividad eléctrica de distribución del mercado regulado. Toda cadena de pago se iniciará cuando se hayan transgredido las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro que la Norma establece para el cliente final durante el semestre de control, considerando los incrementos a los cuales hacen referencia los párrafos anteriores. Asimismo, las respectivas compensaciones se efectúan culminado el semestre de control, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones.”

2.5.1.1.4 Compensaciones por mala calidad de suministro.-

Las empresas distribuidoras de electricidad están obligadas a compensar automáticamente a sus clientes sin la necesidad de realizar trámite alguno, cuando se produzcan interrupciones o suspensiones no autorizadas en el suministro.

Según la nueva legislación eléctrica, corresponde la compensación a los usuarios cuando las deficiencias de calidad y continuidad del servicio por parte de una distribuidora hayan superado los límites establecidos contemplados en la RCD N° 616-2008-OS/CD.

Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del servicio no satisface los estándares fijados en el numeral 3.1.1.3.

2.6. AUTOMATIZACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

El proceso de automatización consiste en un proceso enfocado a la correcta operación y funcionamiento de los equipos que conforman el sistema eléctrico de distribución.

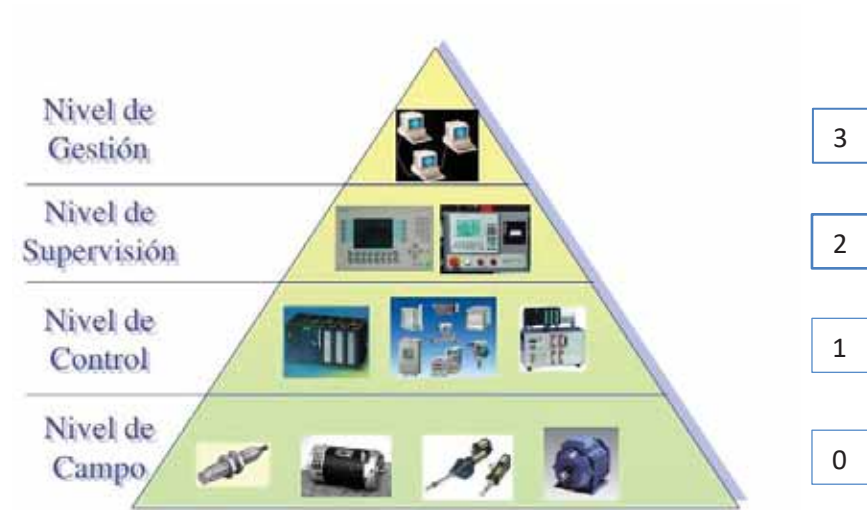
La automatización en la actividad eléctrica podría definirse como el proceso de implementación de diferentes dispositivos eléctricos y electrónicos para lograr interfaces máquina-hombre, con el fin de aprovechar la capacidad de las máquinas en la realización de determinadas tareas que eran efectuadas históricamente por los seres humanos, así como para controlar la secuencia de dichas operaciones sin intervención humana. Pero el empleo de la automatización eléctrica no se limita solamente a la producción industrial, sino que ésta se utiliza en cualquier otro sector en que se requiera el funcionamiento independiente o semi independiente de algún dispositivo.

2.6.1. Niveles de automatización

El término “nivel de automatización” podría ser sinónimo, aunque no necesariamente, de “nivel de tecnología”. El nivel de automatización denota la proporción hombre-máquina en las tareas, o la transferencia de las tareas humanas a las tareas de máquinas, basándose así en la interacción hombre-máquina. El nivel de tecnología describe la sofisticación en los procesos donde el proceso sofisticado puede ser totalmente automatizado o parcialmente automatizado. El nivel de automatización es claro en la medida en la medida en que se proporcione la interacción (involucramiento) hombre-máquina. De otro lado, el nivel de tecnología solo da una perspectiva del software y el hardware que está normalmente asociado con los procesos tecnológicos

Se puede representar de manera gráfica los niveles de las instalaciones de los equipos y/o elementos que conforman sistema automatizado.

Figura 4: Niveles del sistema automatizado.



Fuente: <http://www.aresproyectos.es/blog/Ingenieria-de-Sistemas-de-Control-Industrial-Parte-II.html>

La estructura de la automatización esta categorizada por los siguientes niveles:

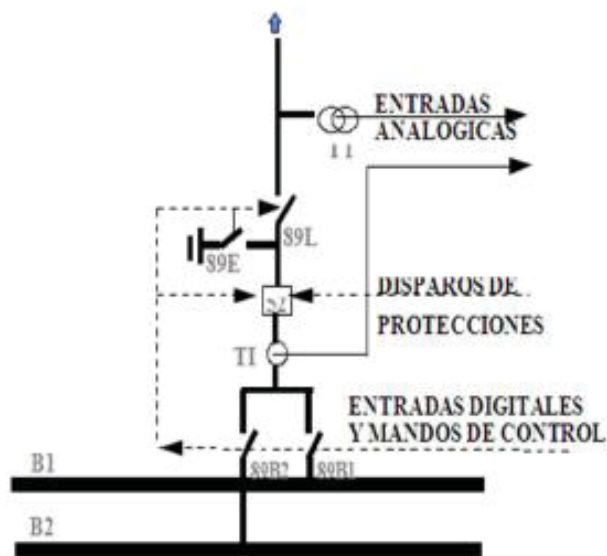
a) Nivel 0

También conocido como nivel de campo en el cual se encuentran los equipos de campo como lo son seccionadores bajo carga, recloser, interruptores y seccionadores (cut out). Estos equipos por lo general poseen el mando del control en cada uno de ellos. El control de la operación de este nivel se puede realizar desde cada uno de los equipos o desde los circuitos de cada una de las celdas, de acuerdo a la lógica de control y enclavamientos que posea cada circuito. Las maniobras en el nivel 0 son:

- Equipo: Interruptores.

- Ubicación: Campo.
- Posición: Cambiar a modo local
- Maniobra: Se pueden maniobrar los SBC, RC, interruptores y seccionadores por medio de los botones de close/trip.
- Los seccionadores tienen mando mecánico, sentido horario para el cierre y anti horario para la apertura.

Figura 5: Esquema de ubicación de equipos de protección.



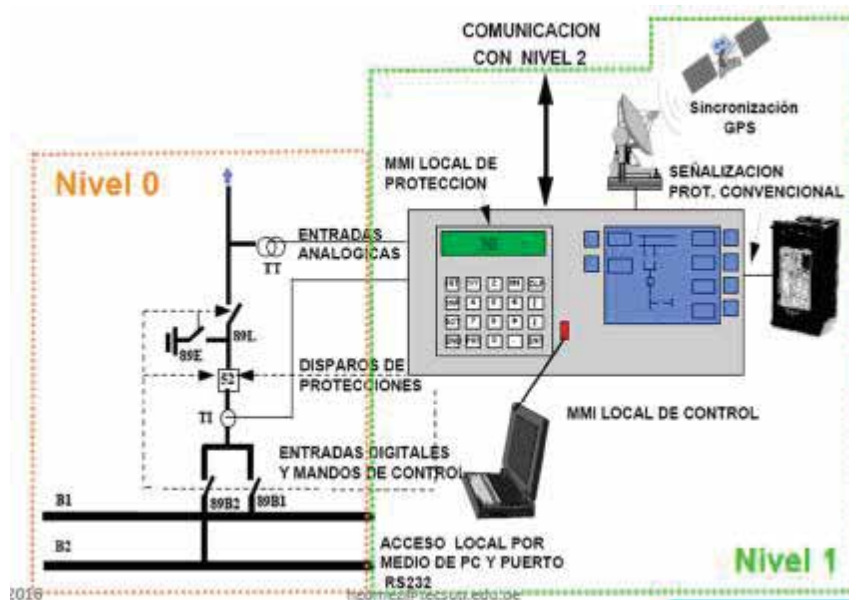
Fuente: Curso de Extensión SCADA de Sistemas Eléctricos TECSUP 2017.

b) Nivel 1

También conocido como nivel de control, es el nivel de Subestación, Tableros, pupitres, etc. Los- IED's, están conformados por equipos especializados en controlar y proteger la operación de los equipos de campo. En este nivel se poseen equipos con características diversas incluso con funciones de integración de varias IED's en una sola.

En este nivel el control de la operación es dada desde el propio IED o desde los tableros en los cuales se encuentre instalado el IED, en dichos tableros se poseen pulsadores, botones y relés auxiliares que en conjunto realizan las funciones de control, enclavamientos, regulación, protección y medición de las señales de campo.

Figura 6: Esquema nivel de control.



Fuente: <http://www.aresproyectos.es/blog/Ingenieria-de-Sistemas-de-Control-Industrial-Parte-II.html>

c) Nivel 2

Es el nivel de Subestación, desde un Sistema SCADA -HMI, se realizan las funciones de control, supervisión y adquisición de datos de toda la Subestación.

En este nivel se cuenta con un desarrollo de ingeniería para la integración de todos los IED's en un solo sistema SCADA - HMI.

El control de la operación se realiza desde el Software SCADA implementado, el control y la seguridad de las maniobras a efectuarse es resguardada por cada uno de los operadores y supervisores del Sistema SCADA.

Figura 7: Esquema nivel 02 – Adquisición de datos.



Fuente: Curso de Extensión SCADA de Sistemas Eléctricos TECSUP 2017.

d) Nivel 3

Es el nivel de Centro de Control – SCADA, en este nivel se concentra la información de los Sistemas SCADA - HMI implementados en el tercer nivel. En este nivel es primordial el medio de comunicación establecido entre el Centro de Control SCADA con los Sistemas SCADA - HMI de cada Subestación, pues la confiabilidad del sistema será controlada y supervisada desde este nivel.

IED: -Intelligent Electronic Device; SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition; HMI: Human Machine Interface

Este nivel es el principal y más importante, desde el Centro de Control SCADA se puede desarrollar, supervisar, controlar y adquirir la información importante, todo esto de manera directa “on-line”.

Centro de control del nivel 3

Las operaciones en tiempo real del sistema de una empresa y/o clientes son efectuadas, en forma coordinada con el COES y con las empresas generadoras y transmisoras.

Figura 8: Esquema de operación en tiempo real realizada por le COES y las empresas generadoras y transmisoras.



Las herramientas tecnológicas para la operación en tiempo real son:

- Sistema SCADA
- Sistema de información operativo

2.6.2. Sistema SCADA

Es un sistema de control y supervisión de procesos que consiste en una o más unidades de control y monitoreo de campo comunicándose con un computador central.

El control puede ser automático o iniciados por el operador.

Proporciona control global y procesamiento de datos de grandes áreas dentro de una planta o plantas enteras.

Normalmente proporciona una visión global y datos históricos, usualmente tiene funciones más avanzadas que el HMI.

El sistema SCADA nos ayuda a centralizar el mando del sistema, utilizando protocolos abiertos estandarizados para inter operar en múltiples plataformas. Además de:

- Gestionar las comunicaciones,
- Recopilar datos de las RTU,
- Enviar información,
- Se comunica con los operadores,
- Permite el análisis de los datos,
- Visualiza e imprime datos.
- Control de Proceso

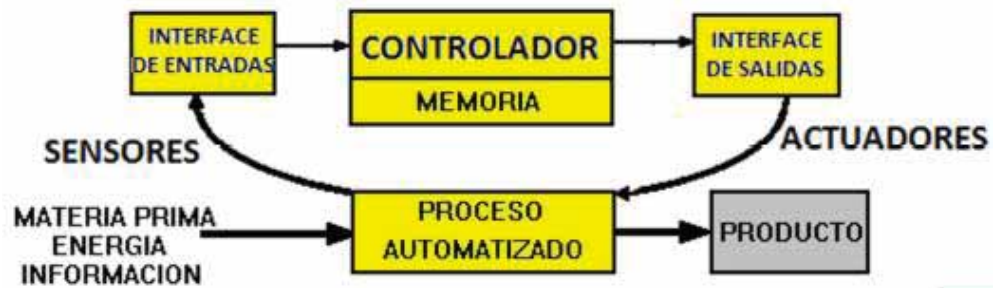
Proceso: Es todo conjunto de sucesos o acontecimientos de un sistema de producción, a través del cual la materia, energía o la información se convierten, transportan o almacenan.

Figura 9: Esquema proceso.



Control de procesos: Técnicas utilizadas en la medición y manipulación de las variables de un proceso con fines de optimización y gestión económica de la producción.

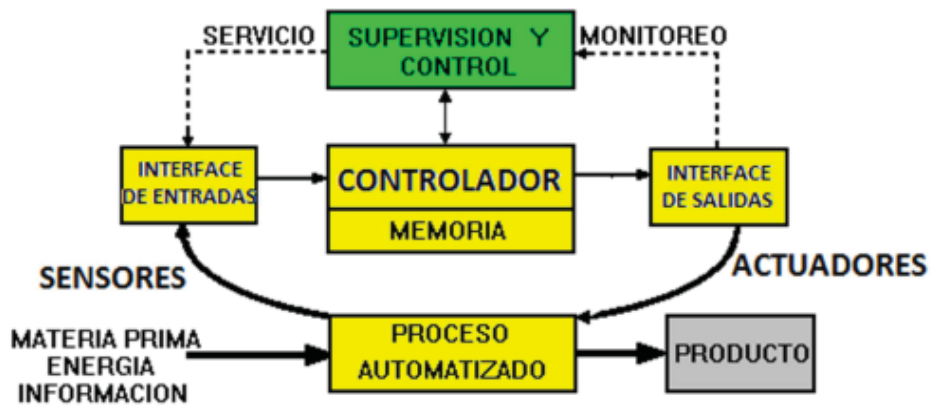
Figura 10: Esquema control de procesos.



Fuente: Curso de Extensión SCADA de Sistemas Eléctricos TECSUP 2017.

Control supervisado: Técnicas de monitorización interactiva de los procesos de producción en tiempo real, que se hacen a través de computadoras que actúan como HMI o paneles de visualización, utilizando sistemas de adquisición de datos.

Figura 11: Esquema control supervisado.



Fuente: Curso de Extensión SCADA de Sistemas Eléctricos TECSUP 2017.

Interface hombre maquina (HMI)

Interface Gráfica de Usuario (GUI) al nivel de máquina que proporciona control y visualización de datos en máquinas simples o de pequeñas áreas.

Paneles de visualización que muestran en forma gráfica el estado de un proceso productivo u operativo.

Hacen las funciones de una consola de mando que permite interactuar con el proceso.

Figura 12: Esquema Interface Hombre-Máquina.



Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

Adquisición de datos (DAQ)

Es el proceso de adquirir señales de fenómenos del mundo real, digitalizar las señales además de analizar, presentar y salvar los datos en una PC.

Figura 13: Esquema Adquisición de datos.



Fuente: Curso de Extensión SCADA de Sistemas Eléctricos TECSUP 2017.

Adquisición distribuida de datos

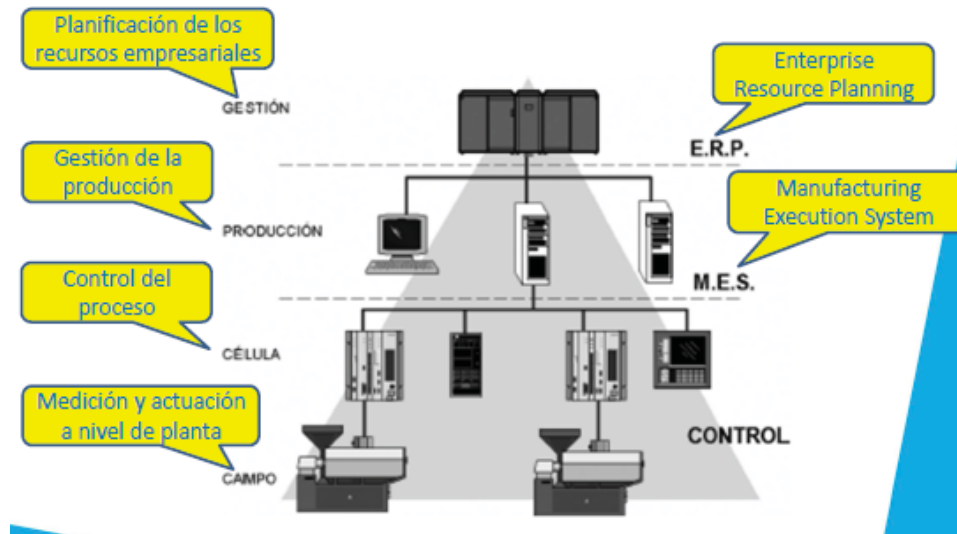
Figura 14: Esquema Adquisición Distribuida de datos



Fuente: <http://sine.ni.com/cs/app/doc/p/id/cs-12644>

Manufactura integrada computarizada (CIM)

Figura 15: Esquema Manufactura Integrada computarizada



Fuente: <http://sine.ni.com/cs/app/doc/p/id/cs-12644>

Survalent Technology Corporation

Herramienta informática considerado un proveedor de primer nivel de Sistemas SCADA desde 1964. La confiabilidad, funcionalidad y seguridad de la plataforma SCADA ha sido demostrada con sistemas implementados. Entre sus principales características son:

- Arquitectura completamente abierta y fácilmente escalable, preparada para crecer modularmente sobre el mismo software desde un sistema con un solo servidor hasta un sistema cuádruple redundante.
- Poderosa Interfaz Gráfica
- Edición en línea de la Base de Datos de Tiempo Real. No necesita re arranques pues se puede extender el sistema sin comprometer su funcionamiento.
- Integra RTUs, PLCs, medidores, relés de protección de cualquier fabricante

- Manejo de un básico de 200,000 puntos con capacidad de llegar al 1'000,000, lo que asegura la integración completa de todas las instalaciones del cliente.

Características de un sistema SCADA

Economía.- Debe ser económico reduciendo el costo operativo debido al menor costo de operación y mantenimiento

Accesibilidad.- La información debe ser accesible para determinados niveles de la empresa.

Mantenimiento.-El SCADA facilita el mantenimiento de los equipos.

Ergonomía.- Debe ser de un entorno cómodo con los operadores.

Gestión.-El SCADA deberá tener la gestión de comunicación y mando de los diferentes procesos.

Flexibilidad.-Deberá ser adaptable a futuras ampliaciones del sistema.

Conectividad.- Deberá contar con una comunicación ininterrumpida, con otras aplicaciones y bases de datos, locales o distribuidas en redes de comunicación.

2.6.2.1. Prestaciones de un SCADA

Un paquete SCADA debe de ofrecer las siguientes prestaciones:

- Mando, el mando puede ser local o remoto según la operación específica.
- Supervisión, para observar desde un monitor la evolución de las variables de control

- Seguridad de datos, deberá contar con un alto nivel de seguridad para proteger y controlar la información.
- Posibilidad de crear paneles de alarma, que exigen la presencia del operador para reconocer una parada o situación de alarma, con registro de incidencias.
- Generación de históricos de señal de planta, que pueden ser volcados para su proceso sobre una hoja de cálculo.
- Ejecución de programas, que modifican la ley de control, o incluso el programa total sobre el autómeta, bajo ciertas condiciones.
- Posibilidad de programación numérica, que permite realizar cálculos aritméticos de elevada resolución sobre la CPU del ordenador, y no sobre la del autómeta, menos especializado, etc.

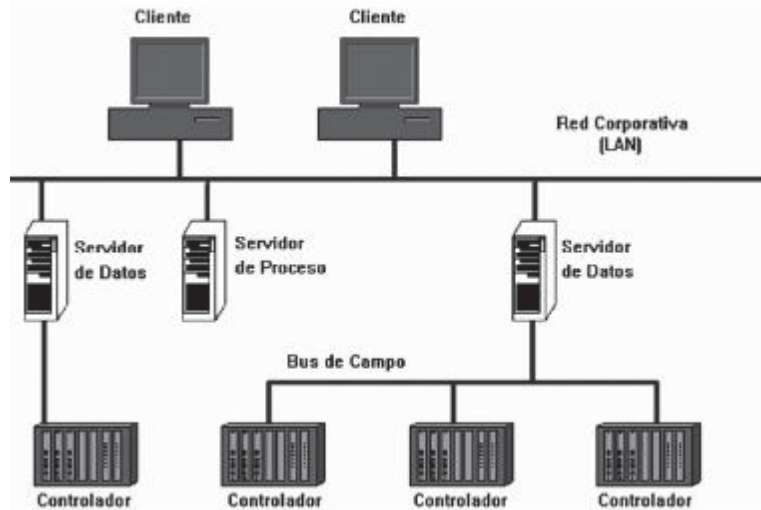
2.6.2.2. Criterios de selección de un SCADA

Algunos criterios de selección para un SCADA se mencionan a continuación:

- Disponibilidad.- Se basa en el concepto de redundancia, no debería haber pérdidas de comunicaciones en caso de fallas.
- Robustez
- Seguridad
- Prestaciones
- Mantenibilidad
- Escalabilidad

2.6.2.3. Hardware de un SCADA

Figura 16: Hardware de un SCADA



Fuente: <https://www.automation.com/library/articles-white-papers/hmi-and-scada-software-technologies/scadabusiness-network-separation-securing-an-integrated-scada-system>

2.6.2.4. Topologías de un SCADA

Así como en un sistema eléctrico y sus diferentes topologías de red, en un SCADA se cuenta con topologías determinadas para funciones específicas, como se muestran en la figura 17.

1) Punto a punto: la relación es del tipo maestro-esclavo. Un solo elemento remoto (RTU) está conectado al sistema de control (MTU) mediante una línea de comunicación (dibujo 1 de la figura 17).

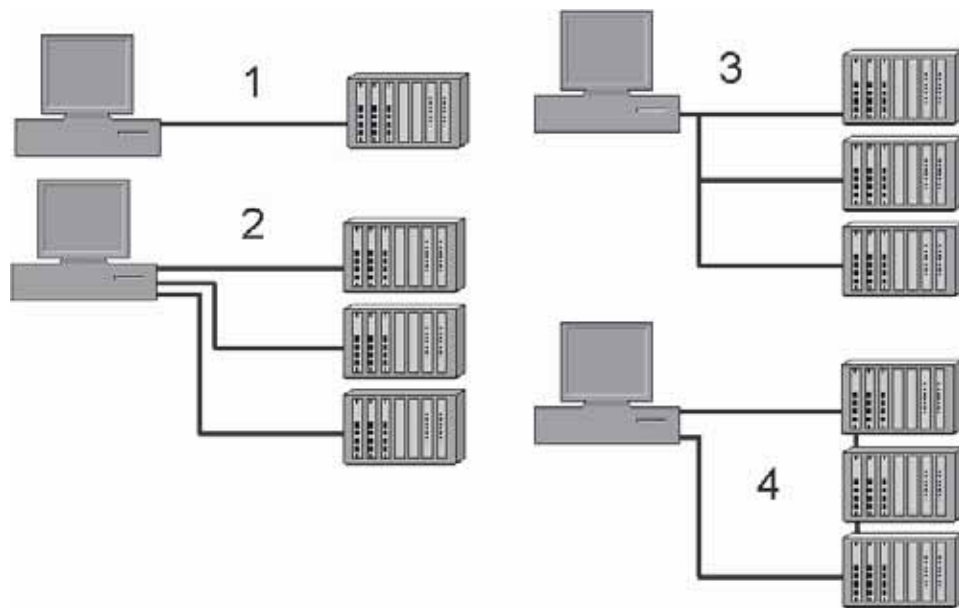
2) Multipunto dedicado: una variante del modelo anterior. Un solo sistema de control conectado a varias estaciones remotas mediante enlaces directos permanentes (Dibujo 2 de la figura 17). Esta configuración es delicada, pues

todo el tráfico de la red se centra en un solo punto, la Unidad Central, que debe poder gestionar todo el tráfico generado por el resto de elementos.

3) Multipunto compartido estrella: tipo maestro-esclavo. Esta configuración en estrella utiliza un solo puerto de comunicaciones, realizándose el intercambio de datos por turnos. Esto es posible debido a que las estaciones remotas tienen identificadores únicos (Dibujo 3 de la figura 17).

4) Multipunto compartido en anillo: es la estructura del dibujo número 4. Más robusta al proporcionar dos caminos para la información. En caso de fallo de un nodo el tráfico no se interrumpe.

Figura 17: Topología de un SCADA

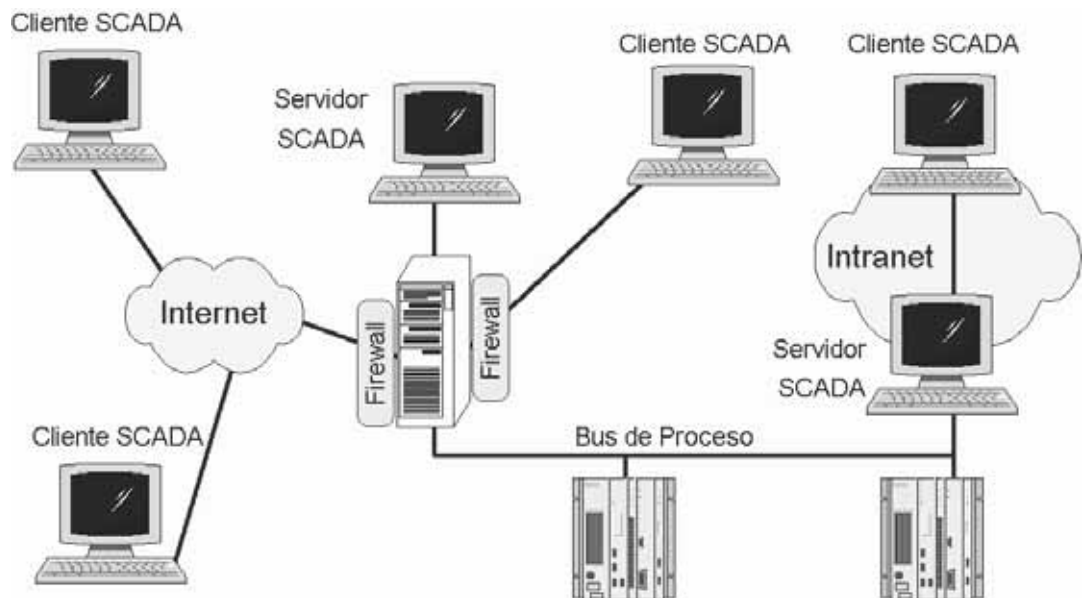


Fuente: <https://pt.slideshare.net/TeclanaT/sistemas-supervisios-scada-systems>

2.6.2.5. Seguridad en redes SCADA

La aplicación de estándares a las comunicaciones permite una mayor integración y flexibilidad en las configuraciones. No hay que olvidar que el uso de estándares acarrea un problema, las carencias que estos estándares tienen. Por ejemplo, la implantación del sistema operativo Windows como un estándar de facto en los sistemas de visualización, o la adopción de las tecnologías Web, traen consigo problemas relacionados con la seguridad en los accesos (Hacking), los virus informáticos, la integridad de los datos o los problemas de comunicaciones.

Figura 18: Seguridad en redes SCADA



Fuente: <https://pt.slideshare.net/TeclanaT/sistemas-supervisrios-scada-systems>

Gracias a Robert Morris Junior, el 2 de noviembre de 1988 aparece la primera referencia a uno de los problemas más graves de Internet: los gusanos. Son

programas que se copian a sí mismos, acaparan los recursos de la red y la saturan.

En la figura 18, se puede observar una red con dos servidores SCADA conectados al bus de Proceso. Los datos del servidor SCADA principal (en el centro) se hallan replicados en otro servidor que da servicio a la Intranet Corporativa. En el servidor SCADA principal se han implementado dos firewall que protegen el sistema de accesos externos no deseados, desde Internet o desde una intranet.

2.6.2.6. Driver o controlador

Un programa del tipo HMI se ejecuta en un ordenador o terminal gráfico y unos programas específicos le permiten comunicarse con los dispositivos de control de planta (hacia abajo) y los elementos de gestión (hacia arriba). Estos programas son lo que denominamos controladores (o driver) de comunicaciones.

Una parte del paquete (propia o de terceros) contiene todos los controladores de comunicación entre nuestra aplicación y el exterior, ocupándose de gestionar los enlaces de comunicación, tratamiento de la información a transferir y protocolos de comunicación. Por lo general son programas de pago y conseguir la licencia para poder utilizarlos.

El driver realiza la función de traducción entre el lenguaje del programa SCADA y el del Autómata (hacia abajo), o entre el SCADA y la red de gestión de la empresa (hacia arriba, con Ethernet, por ejemplo). Generalmente la

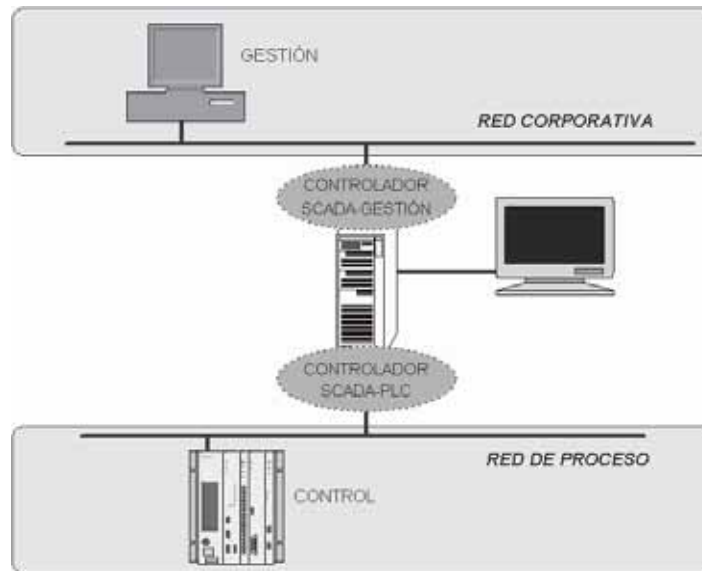
configuración del controlador de comunicaciones se realiza durante la instalación del software principal o como programa de acceso externo al ejecutar la aplicación principal.

Según la importancia del sistema, es posible especializar componentes, realizando tareas exclusivas dentro del sistema de control (servidores de datos, de alarmas, de históricos, de interfaz hombre-máquina, etc.). Una vez los datos de planta se han procesado, pueden transferirse a otras aplicaciones de software, tales como hojas de cálculo o bases de datos. Esto es lo que podríamos denominar gestión de datos, que nos permite analizar eventos, alarmas, emergencias, etc., ocurridos durante la operación del sistema.

En un programa SCADA tendremos dos bloques bien diferenciados: el programa de Desarrollo y el programa de ejecución o Run-time.

- El programa de Desarrollo engloba las utilidades relacionadas con la creación y edición de las diferentes ventanas de la aplicación, así como sus características (textos, dibujos, colores, propiedades de los objetos, programas, etc.)
- El programa Run-time permite ejecutar la aplicación creada con el programa de desarrollo (en Industria se entrega, como producto acabado, el Run-time y la aplicación).

Figura 19: Esquema de funciones controlador SCADA gestión y SCADA PC.



Fuente: <https://pt.slideshare.net/TeclanaT/sistemas-supervisrios-scada-systems>

2.6.3. Sistema de información operativo

Router.- Dispositivo que proporciona conectividad a nivel de red. Su función principal consiste en enviar o encaminar paquetes de datos de una red a otra, es decir, interconectar subredes, entendiendo por subred un conjunto de máquinas IP que se pueden comunicar sin la intervención de un encaminador (mediante puentes de red).

RTU (Remote Terminal Unit).- Traducido al español; unidad terminal remota, se encargan de recopilar los datos de los elementos de campo (Autómatas reguladores) y transmitirlos hacia la Unidad Central, a la vez enviar los comandos de control a éstos. También cumplen las funciones de recogida y proceso de datos, así como de seguridad ante accesos sin autorización o situaciones anómalas que puedan perjudicar al funcionamiento de la estación y provocar daños en sus componentes.

DTE (Data Terminal Equipment).- Equipos que son la fuente y destino de los datos, comprenden equipos de computación (Host, Microcomputadores, Relés y Terminales).

Cable de Fibra Óptica.- La fibra óptica es una delgada hebra de vidrio o silicio fundido que conduce la luz. Se requieren dos filamentos para una comunicación bi-direccional: TX y RX, quiere decir que TX vendría a ser la señal transmisora y RX la señal receptora.

En el cable de fibra óptica las señales que se transportan son señales digitales de datos en forma de pulsos modulados de luz. Esta es una forma relativamente segura de enviar datos en comparación con cables de cobre que llevan los datos en forma de señales electrónicas, los cables de fibra óptica transportan impulsos no eléctricos. Esto significa que el cable de fibra óptica no se puede pinchar y sus datos no se pueden robar.

Red Fija.- Red de telecomunicaciones que permite la transferencia de datos entre el centro de control principal y estaciones remotas del sistema SCADA a partir de una red móvil. En Perú se tiene varios operadores como Claro, Movistar, Bitel, etc

Red Móvil.- Red de telecomunicaciones que permite la transferencia de datos entre la centro de control principal y estaciones remotas del sistema SCADA se caracteriza por transferir datos inalámbricamente. En Perú se tiene varios operadores como Claro, Movistar, Bitel, etc

Estaciones Remotas.- Estas unidades se conectan mediante circuitos alambrados o inalámbricos a varios dispositivos del campo a ser supervisados o controlados, esto incluye entradas de estado, entradas analógicas, salidas de control.

Modem GPRS.- Supervisa y controla remotamente los equipos (recloser y/o seccionadores).

Se caracteriza por ser un dispositivo compacto, inteligente y con todas las funciones necesarias.

Cuenta con una plataforma de comunicaciones que proporciona capacidades inalámbricas en tiempo real. Capaz de cumplir las siguientes aplicaciones fijas y móviles:

Monitorización remota de activos

Los medidores inteligentes

Aplicaciones AVL despliegues de vehículos de seguridad pública

Terminales punto de venta

Señales digitales

Señal GPRS.- Se trata de la transmisión de datos mediante conmutación de paquetes.

Una conexión GPRS está establecida por la referencia a su nombre del punto de acceso (APN).

Para fijar una conexión de GPRS para un módem, un usuario debe especificar un APN, un nombre y contraseña de usuario, y una dirección IP, toda proporcionado por el operador de red.

La transferencia de datos de GPRS se cobra por volumen de información transmitida (en kilo o megabytes).

La tecnología GPRS como bien lo indica su nombre es un servicio (Service) orientado a radio enlaces (Radio) que da mejor rendimiento a la conmutación de paquetes (Packet) en dichos radio enlaces

Relé.- Equipo de medición que muestra los parámetros de salida del recloser o seccionador bajo carga.

Interfaz Gráfica.- Se trata de una interfaz Humano-Maquina que permite visualizar los puntos de estado y puntos analógicos de un determinado concentrador, terminal remoto, IED o línea de comunicación en campo, para controlar remotamente las variables mencionadas, todo esto es un monitor controlado por un ordenador.

Es una herramienta más interactiva que permite visualizar y operar los equipos dentro de la red SCADA.

IED.- Son los denominados periféricos inteligentes (Intelligent Electronic Devices). Se trata de elementos con propiedades de decisión propias (programas) que se ocupan de tareas de control, regulación y comunicación. Dentro de esta clasificación se pueden encontrar elementos tales como reguladores, variadores de frecuencia, registradores, procesadores de comunicaciones, generadores de tiempo y frecuencia, controladores de energía reactiva, transductores, etc.

2.7. MARCO NORMATIVO

2.7.1. Normatividad Nacional

- **Decreto Supremo N° 020-97-EM**

Denominado “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos” (NTCSE) y hace referencia a la calidad de producto en el Título Sexto (Calidad de Suministro).

- **Resolución de Consejo Directivo N° 074-2004- OS/CD**

Denominado “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos” y hace referencia a la entrega de información sobre interrupciones y establece formatos para ello, solicitada por OSINERGMIN.

- **Resolución Ministerial N° 616-2008-OS/CD**

Denominado “Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos” y hace referencia al Reporte de Interrupciones dentro del ítem 4.2, sub ítem 4.2.2 (Calidad de Suministro).

2.7.2. Normatividad Internacional

- **Estándar IEEE 1366-2003**

En español denominado “Práctica recomendada de IEEE para determinar los índices de confiabilidad de distribución y los factores que afectan sus cálculos”.

CAPITULO III

DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

3.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo, describiremos los equipos de protección y maniobra instalados en las redes que conforman el Sistema Eléctrico Cusco – Sector típico 02, Los módulos o bloques software del Sistema de Control y Adquisición de Datos SCADA existentes y el análisis de los indicadores de calidad de suministro.

3.2. EQUIPOS DE PROTECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

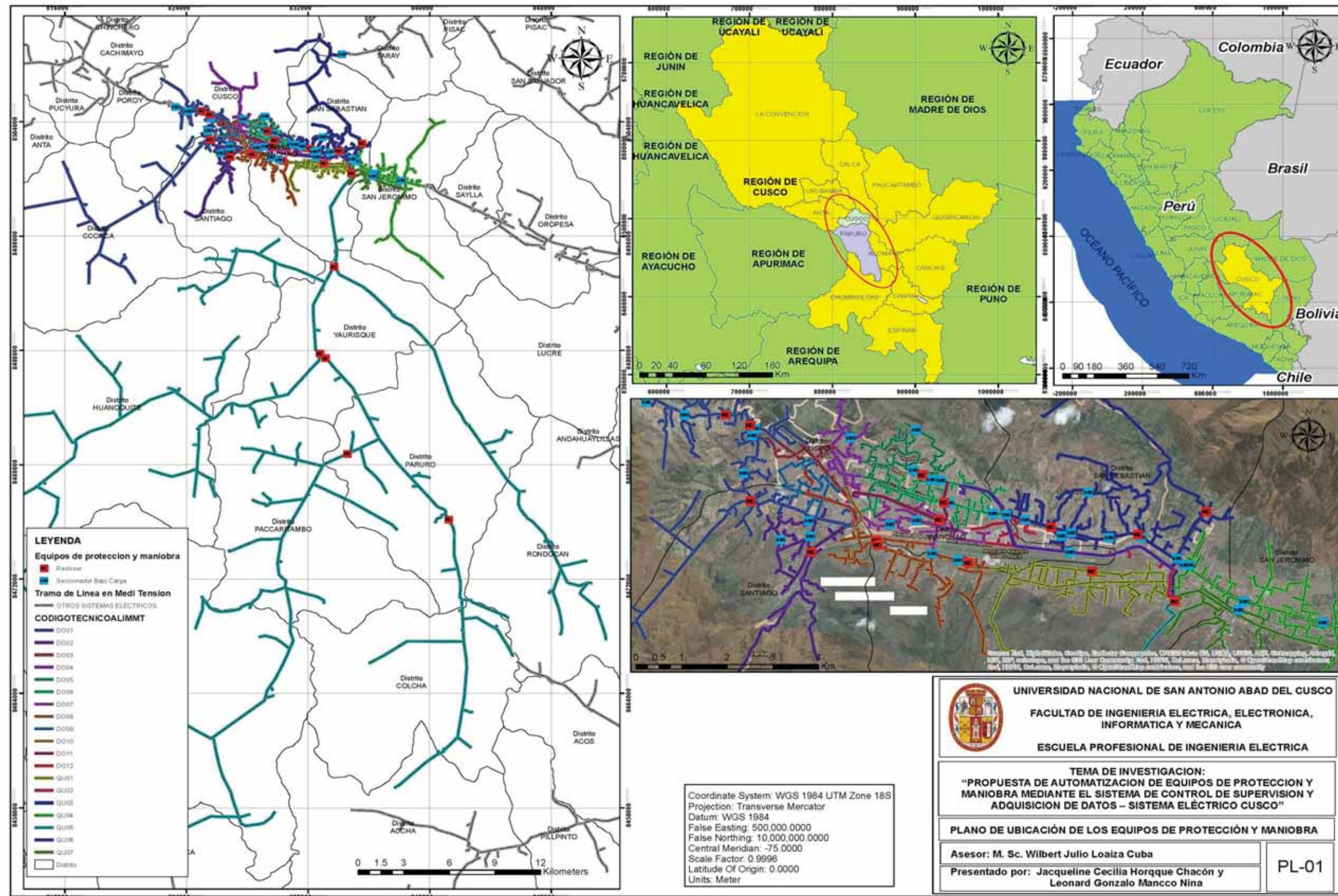
El presente estudio está contemplado en el sistema eléctrico Cusco, para lo cual se muestra el plano de ubicación del sistema eléctrico en mención (Ver figura31)

Los alimentadores que comprenden el sistema eléctrico Cusco son:

DOLORESPATA: DO01, DO02, DO03, DO04, DO05, DO06, DO07, DO08, DO09, DO10, DO11 y DO12

QUENCORO: QU01, QU02, QU03, QU04, QU06 y QU07

Figura 20: Plano de ubicación de los EPM del sector eléctrico Cusco



Fuente: Elaboración propia

3.2.1. Equipos de Protección y Maniobra Instalados en el Sistema Eléctrico Cusco.

El sistema eléctrico de la concesión de ELSE está constituido por diferentes dispositivos y elementos que cumplen sus funciones específicas para el correcto suministro de la energía, como parte de estas instalaciones se encuentran instalados seccionadores bajo carga (SBC) y Reconectores (RC).

En la actualidad Electro Sur este tiene instalado en su sistema eléctrico los siguientes equipos de protección y maniobra:

Tabla 5

Equipos instalados en el Sistema Eléctrico Cusco

EQUIPOS IMPLEMENTADOS 2014-2016	
DESCRIPCION	CANTIDAD
DEL EQUIPO	
Recloser	20
Seccionador Bajo Carga	35
Indicadores de Falla	13

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 6

Descripción de los Equipos de Protección y Maniobra Instalados

Equipos de Protección y Maniobra (EPM)		Marca	Modelo	Generalidades	Control
Seccionadores bajo Carga	ABB	SECTOS NXA- 27KV630A	El diseño del SBC es conceptuado para poder aperturar o cerrar circuitos bajo carga y a su vez tenga la capacidad de poder trabajar en forma conjunta con los reconectadores o interruptores aguas arriba realizando conteos de operación para realizar su apertura.	El SBC puede ser maniobrado de manera local (manual) o remota control o automático mediante el relé de protección marca SEL, modelo SEL751A.	
	JIN KWANG E&C CORPORATION	JK-SGS	El SBC trifásico Jin kwang controlado electrónicamente proporciona una protección de sobrecorriente confiable y económica para la distribución circuito, que van desde 15 hasta 27 kV; detecta la corriente de la línea e interrumpe automáticamente la fase de la distribución circuito al que está conectado cuando la corriente de línea excede el nivel de disparo mínimo. Luego, vuelve a cerrar	El SBC puede ser maniobrado de manera local (manual) o remota. Puede maniobrar de forma remota con el apoyo de un relé.	

			automáticamente para restablecer el servicio y monitorea la línea para determinar si la falla ha sido eliminada.	
	ENTEC	ECS-A6	El SBC en marca ENTEC cumple las características técnicas en la operatividad en las instalaciones de sistema eléctrico Cusco, cumpliendo su función de apertura o cierre un circuito, siendo un equipo confiable para su operación.	Cuenta con la opción de ser manipulado de manera local (mecánicamente o loca) y remotamente. Se puede manipular en modo local o remoto mediante el relé, de marca ENTEC, modelo ETMFC101-N1
Reconectores	NOJA POWER	OSM15, OSM27 OSM38	y Los reconectores automáticos OSM15, 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. El Reconector Automático (ACR) es usado como un interruptor que se dispara cuando una falla es detectada y tiene funcionalidades internas que permiten la restauración de la energía basado en la configuración del usuario.	El SBC puede ser maniobrado de manera local (manual) o remota

G y W ELECTRIC CO.	VIPER-S	<p>El recloser trifásico G&W modelo VIPER-S, es un equipo diseñado en aislamiento sólido y medio de interrupción en vacío con el fin de proporcionar confiabilidad en la operación y beneficios en la seguridad y mantenimiento debido a un sellado total de sus partes.</p>	<p>El recloser es diseñado para apertura trifásica automática o manual, a través de un mando local (desde el Gabinete de Control) o remoto (desde un sistema SCADA) y junto con su control electrónico avanzado SEL-351R proveen, entre otras, protección contra fallas a tierra en Sistemas con Neutro Aislado.</p>
SCHNEIDER	<p>Serie U(ACR) y Serie N(ACR).</p>	<p>El reconectador detectara la falla y abrirá por un tiempo programado antes de cerrar automáticamente. Este cierre automático es llamado auto-recierre y en uno o más ciclos de apertura – cierre pueden ser utilizados para disipar fallas transitorias. Si la falla es transitoria y es disipada cuando la línea se encuentra desenergizada, el próximo autorecierre retornara el suministro de energía. Si la falla es permanente, el reconectador permanecerá abierto hasta que sea cerrado por el operador, esta condición es llamada bloqueo (lockout).</p>	<p>El recloser es diseñado para apertura automática o manual, a través de un mando local (desde el Gabinete de Control) o remoto (desde un sistema SCADA).</p>

RESEAD	RIVE	Este dispositivo es capaz de detectar una corriente e interrumpirla y reconectar automáticamente para volver a energizar la línea, cabe decir que protege ante una falla (desenergiza) y vuelve a poner en servicio la línea (energiza) manteniendo las condiciones normales del suministro eléctrico	El recloser es diseñado para apertura automática o manual, a través de un mando local (desde el Gabinete de Control) o remoto (desde un sistema SCADA).
--------	------	---	---

Fuente: Elaboración Propia – Información recuperada de Catálogos.

3.3. SCADA ELSE

3.3.1. Descripción del equipamiento existente del sistema SCADA

En centro de control principal del sistema SCADA de Electro Sur Este S.A.A. se ubica en la oficina central en la Sede Principal: Av. Sucre 400. Santiago, Cusco-Perú.

Los equipos instalados permiten el control de los interruptores, seccionadores de potencia, medición de parámetros eléctricos, los equipos instalados se ubican en las sub estaciones de transformación de la concesión de ELSE.

A continuación se describe los equipos instalados en centro de control ELSE y en las SET:

Centro de control ELSE

- Estación sistema de medición ELSE
- Estación SCADA N°1
- Estación SCADA N°2

Data center ELSE

- Antena (preguntar)
- Servidor sistema de medición
- WIPAIR 6000
- MEDIA CONVERTER, modelo: ALLIED TELESYS
- MEDIA COVERTER, modelo: TRENDNET
- Servidor Señalizador de falla
- Reloj GPS, Marca: ARBITER

- SW01, marca: DELL 3324; SW 02, marca: DELL 3324; SW 03
- RED LAN ELSE
- ROUTER GATEWAY
- SWITCH DELL, marca: POWERCONNECT 3448
- ROUTER, R01, CISCO 2801; R02 CISCO 2801; MODEM, marca: THOMPSON.
- MODEM TP-LINK
- HOST A – SCADA
- HOST B – SCADA
- Servidor histórico SCADA
- ROUTER CISCO CLARO
- MEDIA CONVERTER
- PoE
- Equipo radioenlace
- Servidores COES-IP LAN

SET Dolorespata

- Switch MOXA, modelo: PT 7728
- Reloj GPS, modelo: REASONRT430
- Totalizador, Medidores ION 8650 para los alimentadores.- DO01, DO02, DO03, DO04, DO05, DO06, DO07, DO08 Y DO09.
- SCADA ICCP-EGEMSA, Servidor EGEMSA1 y Servidor EGEMSA2.
- FIREWALL CISCO, modelo: PIX 501.
- SWITCH DLINK, modelo: DES-1008D

- MEDIA CONVERTER, modelo: ALLIED TELESYS.
- NAT SERVIDORES EGEMSA.
- MEDIA COVERTER TRENDNET.

SET Quencoro

- SWITCH, marca: MOXA PT 7728
- WIPAIR 6000
- Reloj GPS, marca: REASONRT430
- Equipo radioenlace
- Red SCADA ELSE
- Medidores ION 8650 para.- Plan maestro, L-3302, QU01, QU02, QU03, QU04, QU05, QU06 Y QU07.

Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)

La tecnología AMI es una reciente implementación en el centro de control de ELSE que permitirá avance en la configuración de las redes inteligentes y sus aplicaciones, adicionalmente proporcionando inteligencia para el ámbito de la automatización de la distribución.

Permitirá mejorar los índices en la eficiencia energética de las redes de distribución, seguridad en operación y confiabilidad.

Las aplicaciones:

- Gestión de la demanda de Energía Electica
- Monitoreo del consumo en kW/h de acuerdo a la demanda.

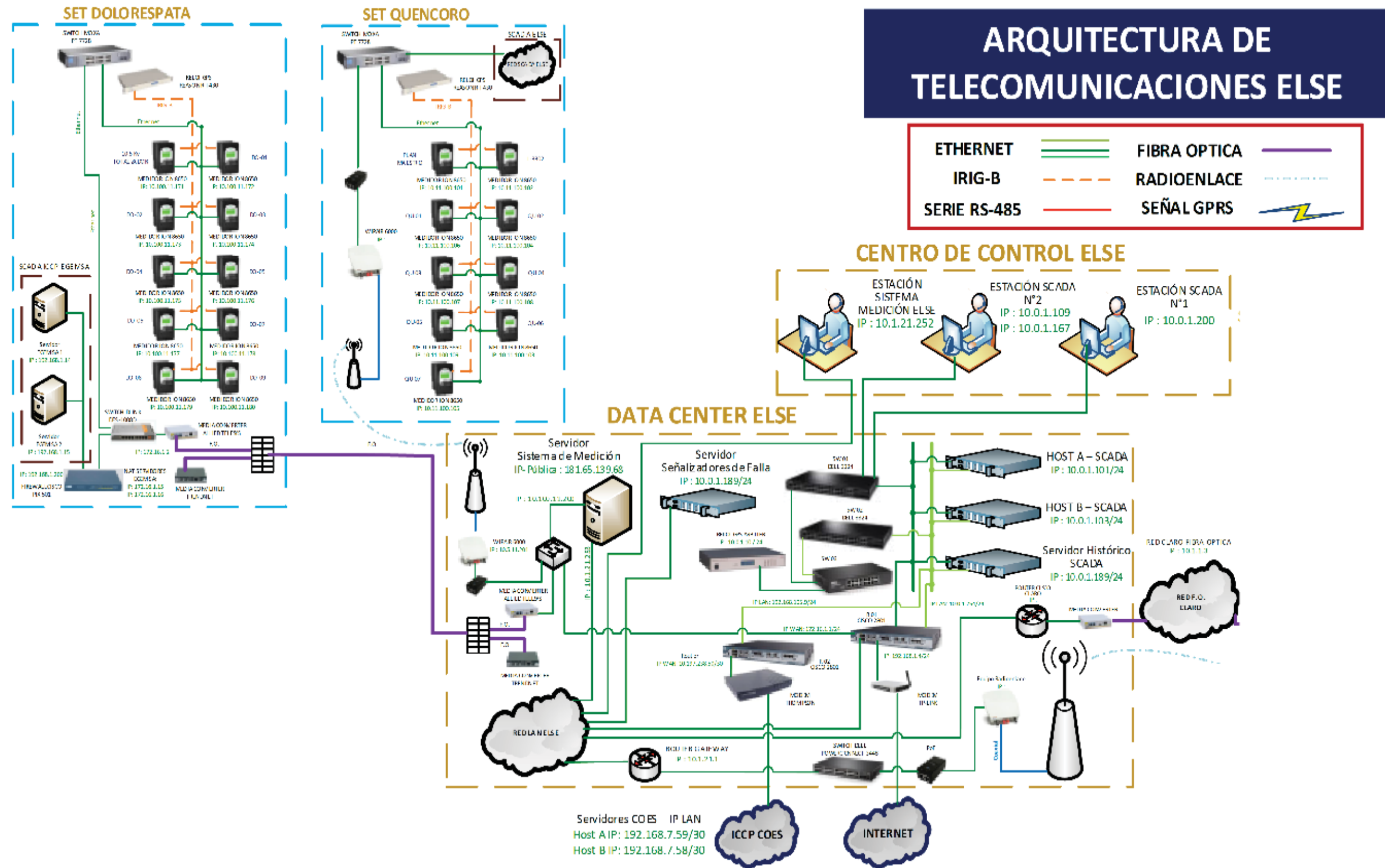
- Balance de Energía
- Control de pérdidas técnicas y no técnicas de energía
- Administración del perfil de las cargas
- Calidad de energía
- Conexión y desconexión remota de los consumos
- Reconfiguración de alimentadores dependiendo de balance de cargas

3.3.2. Descripción del Software de Interfaz Grafica

La interfaz gráfica WorldView de Survalent es una interfaz humana máquina que nos permite visualizar los puntos de estado y puntos analógicos de un determinado concentrador, terminal remoto, IED (dispositivo inteligente electrónico) o línea de comunicación en campo, para de esta manera tener un control remoto de las variables mencionadas.

Es una manera más interactiva de visualizar y operar los equipos dentro de la red SCADA.

Figura 21: Arquitectura del SCADA centro de control ELSE



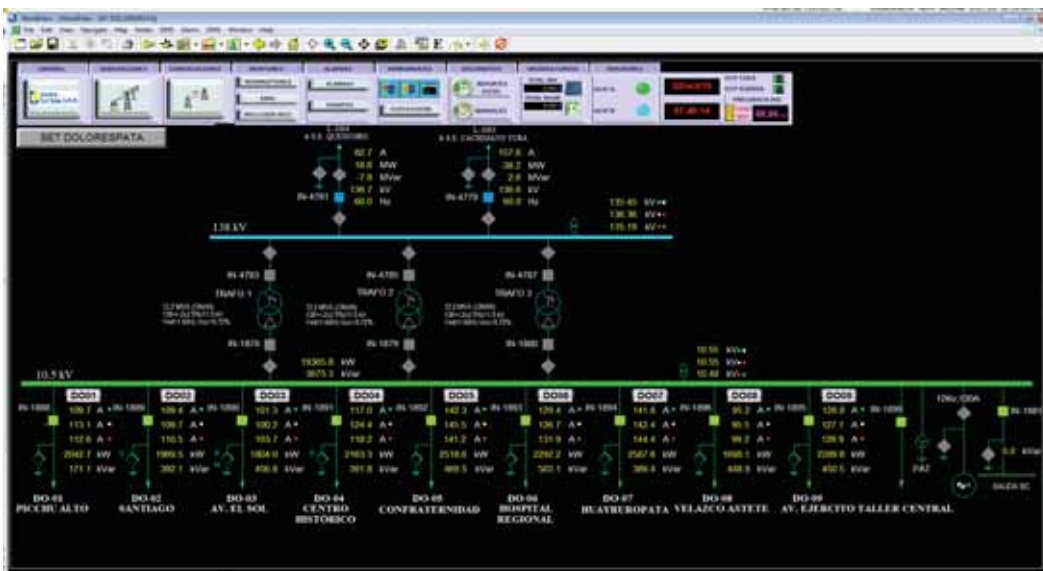
Fuente: ELSE

Figura 22: Interfaz gráfica del SCADA - centro de control ELSE fuente: CC ELSE



Fuente: Centro de Control ELSE

Figura 23: Interfaz gráfica del SCADA - centro de control ELSE



Fuente: Centro de Control ELSE

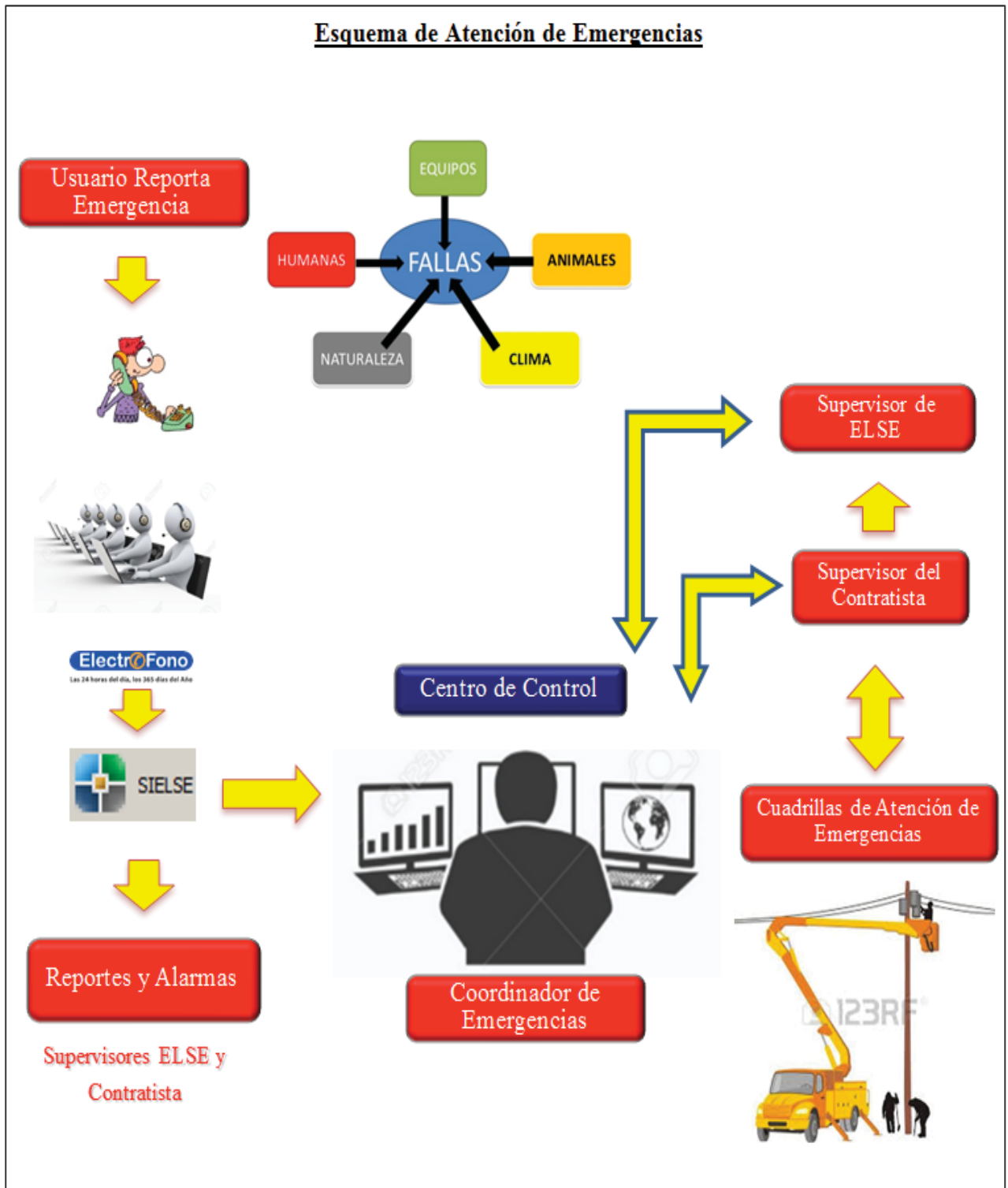
3.4. INTERRUPCIONES

3.4.2. Atención de Emergencias

Actualmente el procedimiento para atender una emergencia es la siguiente:

1. Se recibe el reclamo, por ausencia de servicio, este es registrado en el sistema SIELSE.
2. Se realizan la coordinación con el centro de control, para determinar la causal de la interrupción.
3. Para el caso de interrupciones por falla se envía al grupo de emergencias para detectar el punto de falla.
4. Se realizan las correcciones del caso.

Figura 24: Esquema de atención de emergencias



Fuente: Elaboración propia

El tiempo de reposición del servicio luego de una interrupción depende de distintos factores como son los siguientes:

- Naturaleza de la Falla.
- Disposición del personal (Cuadrillas de emergencias)
- Ubicación de la falla.
- Hora de Ocurrencia de falla
- Condiciones Climatológicas

3.5. ANALISIS DE INDICADORES Y VARIABLES

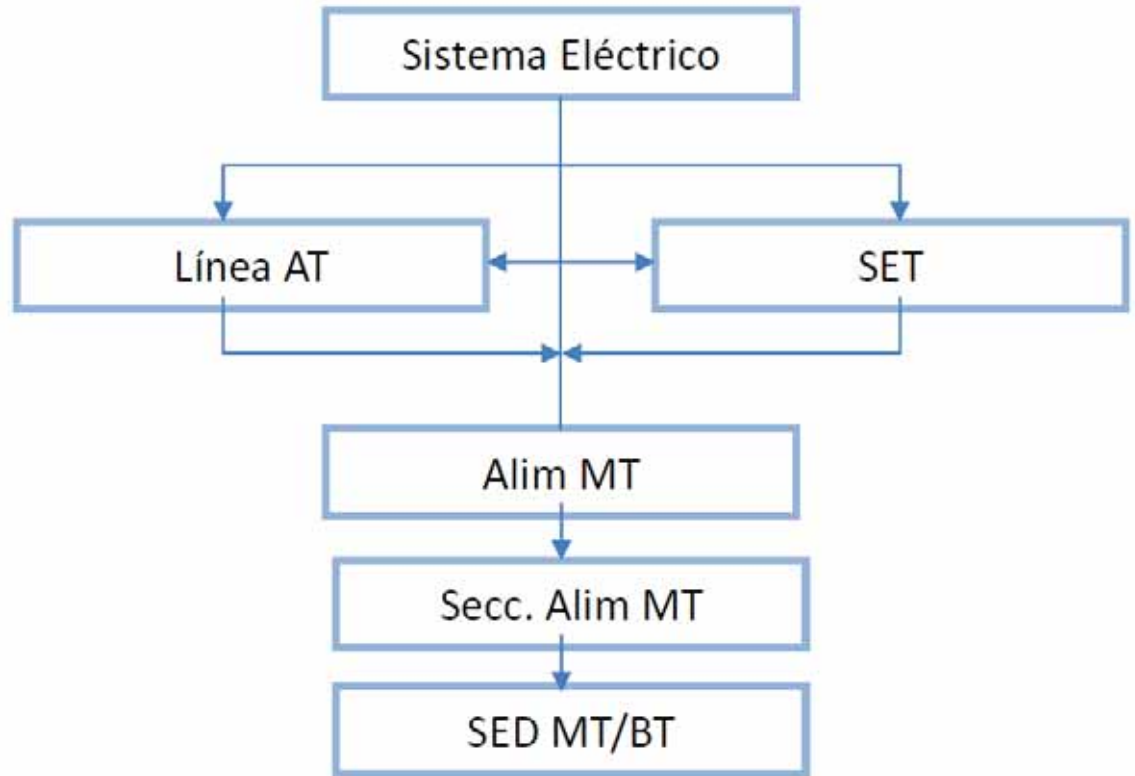
Electro Sur Este, informa la ocurrencia de interrupciones del servicio de electricidad a los usuarios, a la entidad fiscalizadora Osinergmin, mediante los formatos Anexo 01 y Anexo 02, establecidos en el Procedimiento de Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos N° 074-2004-OS/CD.

3.5.1. Información remitida mediante el ANEXO 01

Mediante este formato se remite información detallada según la tabla 07 mostrado líneas abajo, para la denominación de cada interrupción y posterior informe, se deberán tomar las siguientes consideraciones:

Esquema general de un sistema eléctrico

Figura 25: Esquema general de un sistema eléctrico.



Fuente: Guía práctica para llenado formato anexo N° 1. “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”. Resolución 074-2004-os/cd

Tabla 7

Campos a llenar para el informe del ANEXO 01: información Enero – 2015, Sector Eléctrico Cusco.

SISTEMA ELECTRICO	CODIGO	CODIGO OSINERG	CODIGO INTERRUPCION	TIPO INSTALACION SALIO	CODIGO INSTALACION SALIO	TIPO INSTALACION FALLA	CODIGO INSTALACION FALLO	FECHA INICIO	FECHA FIN COMP.	FECHA FIN	USUARIOS AFECTADOS	DEMANDA AFECTADA	HORAS SUMINISTRO	NATURALEZA	NIVEL TENSION	PROPIEDAD CAUSANTE	RESPONSABILIDAD	COD. CAUSA	FUERZA MAYOR	TIP. ELEMENTO
ESE	SE0032		11500969	3	ESE001SLI000601	4	ESE001SLI000	03/12/2015 09:18		03/12/2015 12:35	57	242.67	187.14981	PM	D	P	P	1	N	I
ESE	SE0032		11500980	3	ESE001SLI000267	4	ESE001SLI000	05/12/2015 08:23		05/12/2015 11:15	1072	2241.5	3073.07024	NO	D	P	P	14	N	I
ESE	SE0032	20154719	11500992	2	DO06	3	DO06	09/12/2015 05:27		09/12/2015 06:16	8426	28180.3	6881.26142	NT	D	P	T	20	N	I
ESE	SE0032		11500983	3	ESE001SLI000601	4	ESE001SLI000	09/12/2015 09:30		09/12/2015 12:59	186	658.87	647.89938	PM	D	P	P	1	N	C
ESE	SE0032		11500993	2	QU07	3	QU07	10/12/2015 10:33		10/12/2015 11:04	2338	15849.3	1207.97446	NO	D	P	P	13	N	I
ESE	SE0032	20154756	11500994	2	QU04	3	QU04	11/12/2015 19:30		11/12/2015 19:34	8617	38424.4	574.49539	NF	D	P	P	7	N	I
ESE	SE0032		11500991	2	DO08	3	DO08	12/12/2015 05:14		12/12/2015 09:15	2013	5782.19	8085.55671	PM	D	P	P	1	N	I
ESE	SE0032		11501004	3	ESE001SLI000595	4	ESE001SLI000	14/12/2015 06:24		14/12/2015 06:31	1745	7955.72	203.58915	NC	D	P	F	29	N	R
ESE	SE0032	20154806	11501005	2	QU01	3	QU01	14/12/2015 15:59		14/12/2015 16:05	10355	40227.9	1035.5	NC	D	P	F	29	N	I
ESE	SE0032		11500995	3	ESE001SLI000602	4	ESE001SLI000	15/12/2015 09:05	15/12/2015 12:58	15/12/2015 15:59	754	1306.75	3193.49778	PE	D	P	P	2	N	C
ESE	SE0032		11500997	3	ESE001SLI000319	4	ESE001SLI000	16/12/2015 09:25		16/12/2015 14:40	286	825.03	1501.5	PE	D	P	P	2	N	C
ESE	SE0032	20154860	11501008	2	QU01	3	QU01	17/12/2015 01:55		17/12/2015 02:06	10600	41426.1	1943.298	NF	D	P	P	5	N	I
ESE	SE0032	20154874	11501009	2	DO05	3	DO05	18/12/2015 07:46		18/12/2015 07:56	6770	18155.4	1128.3559	NF	D	P	P	4	N	I
ESE	SE0032		11501011	3	ESE001SLI000607	4	ESE001SLI000	22/12/2015 06:22		22/12/2015 09:00	284	1378.66	747.86572	PM	D	P	P	1	N	I
ESE	SE0032		11501013	3	ESE001SLI000606	4	ESE001SLI000	23/12/2015 09:40	23/12/2015 13:27	23/12/2015 13:40	2142	6466.14	8186.87747	PM	D	P	P	1	N	S
ESE	SE0032		11501017	3	ESE001SLI000602	4	ESE001SLI000	23/12/2015 20:15		23/12/2015 20:50	555	2873.04	323.74815	NO	D	P	P	14	N	C
ESE	SE0032		11501020	3	ESE001SLI000591	4	ESE001SLI000	29/12/2015 09:20		29/12/2015 13:00	84	299.12	308.00028	PM	D	P	P	1	N	C
ESE	SE0032		11501021	3	ESE001SLI000609	4	ESE001SLI000	30/12/2015 09:10		30/12/2015 11:33	69	204.05	164.44977	PM	D	P	P	1	N	C

Fuente: Elaboración Propia

En el presente cuadro se muestran los campos que deben ser llenados para presentar la información solicitada por el fiscalizador – Osinergmin, mediante el Anexo 01, según RCD N° 074- 2004 -OS/CD. Así mismo se tiene detallada la información de las interrupciones informadas que se dieron en el mes de enero 2015 en el Sistema Eléctrico Cusco SE0032.

Tabla 8

Campos a llenar para el informe del ANEXO 02: información enero – 2015, todos los sectores eléctricos.

NOMBRE SISTEMA ELÉCTRICO	CODIGO SISTEMA ELÉCTRICO	N° CUENTES	SAIFI												SAIDI											
			ALIMENTADOR MEDIA TENSION	INTERRUPCION PROGRAMADO	INTERRUPCION NO PROGRAMADO	RECHAZO DE CARGA	DISTRIBUCION	TRANSMISION	GENERACION	CAUSAS PROPIAS	CAUSADO POR TERCEROS	OTRAS EMPRESAS	FENOMENOS NATURALES	FUERZA MAYOR	ALIMENTADOR MEDIA TENSION	INTERRUPCION PROGRAMADO	INTERRUPCION NO PROGRAMADO	RECHAZO DE CARGA	DISTRIBUCION	TRANSMISION	GENERACION	CAUSAS PROPIAS	CAUSADO POR TERCEROS	OTRAS EMPRESAS	FENOMENOS NATURALES	FUERZA MAYOR
Cusco	SE0032	117,585	0.479	0.050	0.429	-	0.479	-	-	0.305	0.072	-	0.103	-	0.335	0.196	0.139	-	0.335	-	-	0.266	0.059	-	0.011	-
Iberia	SE0033	1,257	15.314	2.000	13.314	-	10.314	5.000	-	7.243	-	-	8.072	-	4.222	0.233	3.989	-	3.272	0.950	-	1.794	-	-	2.428	-
Pto Maldonado	SE0034	20,851	7.031	1.770	5.261	-	3.381	3.649	-	3.384	-	-	3.647	-	1.906	0.157	1.750	-	1.207	0.700	-	0.961	-	-	0.945	-
Abancay	SE0035	16,136	1.479	1.036	0.443	-	1.479	-	-	1.479	-	-	-	-	0.727	0.698	0.030	-	0.727	-	-	0.727	-	-	-	-
La Convencion	SE0036	11,032	4.776	1.940	2.836	-	1.940	2.836	-	1.940	0.944	0.944	0.947	0.944	5.393	3.345	2.048	-	3.345	2.048	-	3.345	0.299	1.165	0.584	0.299
Yauri	SE0038	13,737	11.939	1.023	10.916	-	11.939	-	-	4.275	0.502	-	7.163	-	6.506	1.698	4.808	-	6.506	-	-	3.668	0.042	-	2.796	-
Iñapari	SE0039	375	1.480	0.179	1.301	-	1.029	0.451	-	0.653	-	-	0.827	-	0.458	0.021	0.438	-	0.372	0.086	-	0.164	-	-	0.294	-
Valle Sagrado 1	SE0040	30,172	2.873	1.004	1.869	-	0.907	1.966	-	1.564	0.178	0.983	0.148	-	11.912	7.306	4.606	-	2.690	9.222	-	8.209	1.559	2.080	0.063	-
Valle Sagrado 2	SE0041	23,491	1.937	-	1.937	-	1.145	0.792	-	0.319	-	-	1.618	-	3.967	-	3.967	-	3.807	0.161	-	1.356	-	-	2.611	-
Andahuaylas	SE0042	44,449	3.717	0.423	3.294	-	2.746	0.971	-	1.114	-	-	2.603	-	5.513	2.017	3.496	-	5.360	0.153	-	3.415	-	-	2.098	-
Abancay Rural	SE0241	12,508	3.802	0.997	2.805	-	3.802	-	-	1.566	-	-	2.236	-	4.710	2.907	1.803	-	4.710	-	-	3.693	-	-	1.017	-
La Convencion Rural	SE0243	23,707	5.496	0.073	5.423	-	2.549	2.947	-	1.267	0.974	0.974	2.281	0.974	6.222	0.222	5.999	-	4.134	2.087	-	2.536	0.308	1.112	2.265	0.308
Sicuani	SE0244	11,298	3.921	0.820	3.100	-	2.281	1.639	-	1.461	-	-	2.460	-	10.542	5.372	5.170	-	4.984	5.559	-	7.497	-	-	3.045	-
Valle Sagrado 3	SE0245	27,674	3.104	0.174	2.930	-	2.389	0.293	0.421	1.011	-	0.568	1.525	-	5.032	1.227	3.806	-	2.780	1.402	0.850	3.414	-	1.187	0.431	-
Pto Maldonado Rural	SE1034	2,827	13.810	1.947	11.863	-	9.810	4.000	-	8.281	-	-	5.530	-	17.814	4.106	13.708	-	16.781	1.033	-	15.055	-	-	2.759	-
Machupicchu	SE1036	1,122	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chacapunte	SE1042	12,007	2.965	0.697	2.268	-	2.965	-	-	0.738	-	-	2.227	-	11.242	7.134	4.108	-	11.242	-	-	7.143	-	-	4.099	-
Combapata	SE1242	20,437	2.304	0.137	2.167	-	1.331	0.973	-	0.376	-	0.973	0.955	-	0.896	0.407	0.489	-	0.783	0.113	-	0.479	-	0.113	0.303	-
Mazuko	SE2034	3,991	5.479	2.252	3.227	-	1.388	4.090	-	3.641	-	-	1.838	-	6.487	4.865	1.622	-	1.209	5.278	-	6.073	-	-	0.414	-
Chuquibambilla	SE2042	5,307	4.080	-	4.080	-	4.080	-	-	1.000	-	-	3.080	-	4.189	-	4.189	-	4.189	-	-	1.550	-	-	2.639	-
Chumbivilcas	SE3242	16,895	13.087	0.076	13.010	-	12.087	1.000	-	3.897	1.736	1.000	6.454	-	19.225	0.260	18.965	-	19.109	0.117	-	14.945	0.538	0.117	3.626	-
Sicuani Rural	SE4242	12,813	3.657	1.601	2.056	-	1.657	2.000	-	1.803	-	-	1.853	-	13.682	11.412	2.270	-	5.982	7.700	-	11.631	-	-	2.051	-
EMPRESARIAL		429,671	3.496	0.518	2.978	-	2.488	0.981	0.027	1.319	0.194	0.269	1.713	0.078	5.026	1.909	3.118	-	3.563	1.409	0.055	3.355	0.173	0.324	1.174	0.025

Fuente: Elaboración Propia

En el presente cuadro se muestran los campos que deben ser llenados para presentar la información solicitada por el fiscalizador – Osinergmin, mediante el Anexo 02, según RCD N° 074- 2004 -OS/CD. Así mismo se tiene detallada la información del cálculo de los indicadores de performance SAIDI Y SAIFI, en el mes de enero 2015 para cada Sistema Eléctrico.

Tabla 9

SAIDI Y SAIFI Distribución 2015

MES	NOMBRE SISTEMA ELECTRICO	CODIGO SISTEMA ELECTRICO	N° CLIENTES	SAIFI												SAIDI											
				ALIMENTADOR MEDIA TENSION	INTERRUPCION PROGRAMADO	INTERRUPCION NO PROGRAMADO	RECHAZO DE CARGA	DITRIBUCION	TRANSMISION	GENERACION	CAUSAS PROPIAS	CAUSADO POR TERCEROS	OTRAS EMPRESAS	FENOMENOS NATURALES	FUERZA MAYOR	ALIMENTADOR MEDIA TENSION	INTERRUPCION PROGRAMADO	INTERRUPCION NO PROGRAMADO	RECHAZO DE CARGA	DITRIBUCION	TRANSMISION	GENERACION	CAUSAS PROPIAS	CAUSADO POR TERCEROS	OTRAS EMPRESAS	FENOMENOS NATURALES	FUERZA MAYOR
ene-15	Cusco	SE0032	110487	0.7079	0.0283	0.6796	0	0.708	0	0	0.345	0.0851	0	0.2778	0	0.2914	0.055	0.2364	0	0.291	0	0	0.1833	0.061	0	0.0471	0
feb-15	Cusco	SE0032	111054	0.6569	0.2798	0.3771	0	0.657	0	0	0.5633	0	0	0.0936	0	0.7887	0.6906	0.0981	0	0.789	0	0	0.7785	0	0	0.0102	0
mar-15	Cusco	SE0032	111867	0.2268	0.0808	0.146	0	0.227	0	0	0.1671	0.0597	0	0	0	0.4459	0.3361	0.1098	0	0.446	0	0	0.4007	0.0452	0	0	0
abr-15	Cusco	SE0032	112522	0.3058	0.1917	0.1141	0	0.306	0	0	0.3058	0	0	0	0	0.6839	0.636	0.0479	0	0.684	0	0	0.6839	0	0	0	0
may-15	Cusco	SE0032	113176	0.384	0.2096	0.1744	0	0.384	0	0	0.3049	0.0791	0	0	0.0737	0.7666	0.6217	0.145	0	0.767	0	0	0.6838	0.0829	0	0	0.0692
jun-15	Cusco	SE0032	113662	0.4516	0.1319	0.3197	0	0.452	0	0	0.3538	0.0772	0	0.0207	0	0.7758	0.5326	0.2432	0	0.776	0	0	0.6961	0.0515	0	0.0282	0
jul-15	Cusco	SE0032	114168	0.3972	0.1414	0.2558	0	0.397	0	0	0.2357	0.0217	0	0.1398	0.0098	0.7275	0.5669	0.1607	0	0.728	0	0	0.626	0.0207	0	0.0808	0.0082
ago-15	Cusco	SE0032	114654	0.4543	0.206	0.2484	0	0.454	0	0	0.3738	0.0403	0	0.0403	0	0.8259	0.672	0.1539	0	0.826	0	0	0.7442	0.0509	0	0.0308	0
sep-15	Cusco	SE0032	115529	0.6454	0.1484	0.497	0	0.645	0	0	0.2756	0.079	0	0.2908	0	0.5863	0.5142	0.0721	0	0.586	0	0	0.5378	0.0053	0	0.0432	0
oct-15	Cusco	SE0032	116176	0.3235	0.0522	0.2713	0	0.324	0	0	0.2493	0.0742	0	0	0	0.3895	0.1897	0.1998	0	0.390	0	0	0.3708	0.0187	0	0	0
nov-15	Cusco	SE0032	116819	0.9179	0.1165	0.8014	0	0.918	0	0	0.394	0.4141	0	0.1098	0.3048	0.7335	0.3495	0.384	0	0.733	0	0	0.4882	0.2131	0	0.0322	0.2022
dic-15	Cusco	SE0032	117585	0.4793	0.05	0.4293	0	0.479	0	0	0.3047	0.0717	0	0.1029	0	0.335	0.1958	0.1392	0	0.335	0	0	0.266	0.0585	0	0.0105	0
				5.951												7.350											

Fuente: Elaboración Propia

En el presente cuadro se muestran los valores de los Indicadores de performance para la Distribución. Así mismo se tiene detallada para cada mes durante el año 2015, en el Sistema Eléctrico Cusco.

SAIDI Y SAIFI A NIVEL EMPRESARIAL

Tabla 10

SAIDI Y SAIFI Distribución – A nivel Empresarial

MES	N° CLIENTES	SAIFI													SAIDI												
		ALIMENTADOR MEDIA TENSION	INTERRUPCION PROGRAMADO	INTERRUPCION NO PROGRAMADO	RECHAZO DE CARGA	DITRIBUCION	TRANSMISION	GENERACION	CAUSAS PROPIAS	CAUSADO POR TERCEROS	OTRAS EMPRESAS	FENOMENOS NATURALES	FUERZA MAYOR	ALIMENTADOR MEDIA TENSION	INTERRUPCION PROGRAMADO	INTERRUPCION NO PROGRAMADO	RECHAZO DE CARGA	DITRIBUCION	TRANSMISION	GENERACION	CAUSAS PROPIAS	CAUSADO POR TERCEROS	OTRAS EMPRESAS	FENOMENOS NATURALES	FUERZA MAYOR		
ene-15	406296	4.36398	0.55243	3.65271	0.15884	2.26746	1.93769	0.15884	1.43367	0.03463	1.42251	1.47316	0	7.89007	4.04301	3.81864	0.02842	3.58628	4.27537	0.02842	4.57491	0.03956	2.07026	1.20534	0		
feb-15	408282	3.68515	1.02966	2.65549	0	2.21998	1.38355	0.08162	1.69989	0	1.04934	0.93592	0.0837	12.2392	6.6384	5.60077	0	4.53019	7.39527	0.31371	6.83041	0	4.68864	0.72013	0.729		
mar-15	410481	2.53214	0.70436	1.71092	0.11686	1.485	0.93028	0.11686	1.39735	0.03048	0.27913	0.82518	0	6.40613	4.75623	1.6197	0.0302	4.26576	2.11017	0.0302	5.84859	0.0548	0.18682	0.31592	0		
abr-15	412715	2.23689	0.59883	1.57994	0.05812	1.42422	0.75455	0.05812	1.63101	0.05672	0.05812	0.49105	0.11784	5.76016	3.54986	2.17155	0.03874	2.52954	3.19187	0.03874	5.29987	0.08985	0.03874	0.33169	0.51455		
may-15	414935	1.54048	0.81145	0.72903	0	0.8839	0.65658	0	0.98284	0.03098	0.20797	0.31869	0.04682	5.27399	4.3762	0.89779	0	2.13432	3.13967	0	3.42	0.03429	1.58315	0.23654	0.0756		
jun-15	416557	1.28302	0.29277	0.99025	0	0.81693	0.46609	0	0.99491	0.03089	0	0.25723	0	1.63281	0.80899	0.82382	0	1.28224	0.35057	0	1.48563	0.0336	0	0.11358	0		
jul-15	419092	1.53033	0.58994	0.82416	0.11623	0.89541	0.51868	0.11623	0.84358	0.02608	0.35486	0.30581	0.01769	4.40766	3.36963	0.96331	0.07471	1.64557	2.68738	0.07471	1.94883	0.01711	2.21562	0.22609	0.06214		
ago-15	421068	2.35714	0.40055	1.89939	0.0572	1.33533	0.96461	0.0572	1.22661	0.14543	0.36429	0.62081	0.07212	4.01924	1.98524	1.98748	0.04652	2.61235	1.36036	0.04652	3.27976	0.18532	0.26712	0.28704	0.03056		
sep-15	423945	2.36814	0.5165	1.85164	0	1.88911	0.47903	0	0.92513	0.09909	0.27461	1.06931	0.32549	7.95137	3.22469	4.72667	0	5.81316	2.1382	0	3.15273	2.3607	1.35352	1.08443	3.15281		
oct-15	425987	2.29326	0.54353	1.74973	0	1.65187	0.58687	0.05452	0.99807	0.02918	0.22341	1.0426	0.07942	7.41956	4.01767	3.40189	0	2.9942	4.22465	0.20072	3.25132	0.02714	1.92847	2.21263	1.45773		
nov-15	427869	2.92512	0.46079	2.46433	0	2.37906	0.51974	0.02632	1.10535	0.19877	0.26385	1.35715	0.09401	9.53363	1.43016	8.10347	0	5.51198	4.00673	0.01491	4.49809	0.13867	0.05135	4.84552	0.09431		
dic-15	429671	3.49564	0.51751	2.97813	0	2.48765	0.98084	0.02715	1.31913	0.19439	0.26915	1.71296	0.07797	5.02604	1.9085	3.11754	0	3.56257	1.40872	0.05475	3.3552	0.17266	0.3238	1.17437	0.02469		
TOTAL		30.6113	7.01832	23.0857	0.50725	19.7359	10.1785	0.69685	14.5575	0.87665	4.76724	10.4099	0.91505	77.5598	40.1086	37.2326	0.21859	40.4682	36.289	0.80268	46.9453	3.1537	14.7075	12.7533	6.14139		

Fuente: Elaboración Propia

En el presente cuadro se muestran los valores de los Indicadores de performance para la Distribución. Así mismo se tiene detallada para cada mes durante el año 2015, en el Sistema Eléctrico Cusco a nivel empresarial.

3.5.2. Análisis de las causas de las interrupciones

Las interrupciones que son consideradas para el cálculo de los indicadores de calidad de suministro son aquellas cuya duración es mayor a 03 minutos, para el caso del presente estudio y el cálculo de los indicadores SAIDI y SAIFI, las interrupciones consideradas son las siguientes:

- Interrupciones Programadas.
- Interrupciones No programadas.
- Rechazo de carga
- Fenómenos Naturales

3.5.3. Análisis de las interrupciones

Se realizara el análisis desde dos puntos de vista:

- Naturaleza de la interrupción

A continuación se detallara las causas de las interrupciones ocurridas en los años 2015, 2016 y 2017 (ver tabla 6, 7 y 8), en el sistema Eléctrico Cusco (SE0032), cuadros.. posteriormente se seleccionaran aquellas causas de las interrupciones que se hayan presentado con mayor frecuencia en los tres años (en cantidades mayores a 10) (ver figura), como se puede observar las causales de interrupciones más comunes son las siguientes:

- Por Mantenimiento
- Por Expansión
- Bajo Aislamiento
- Corte por emergencia
- Falla no determinada
- Descargas Atmosféricas
- Fuertes Vientos

Tabla 11

Detalle de interrupciones por causal – Sistema eléctrico Cusco, durante el 2015

Mes	SISTEMA ELÉCTRICO	AMT	SAIFI	SAIDI	Interrupciones programadas	Interrupciones no programadas	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	Interrupciones programadas	Interrupciones No Programadas	Total de Interrupciones		
							Por Ajuste de Protecciones	Bajo Asistimiento	Falla Equipo	Falla Empalme Red	Falla Terminal Cable	Caída de Conductor	Caída de Estructura	Contacto Red con Arbol	Contacto Red con Edificio	Contacto entre Conductores	Error de Maniobra	Corte por Emergencia	Animales	Ricardo de Cable por personal propio	Falla no Determinada	Aves	Cometas	Impacto Vehicular	Vandalismo	Hurto de Conductor o Elemento Eléctrico	Caída de Arbol	Picado de Cable	Contacto Accidental con línea	Pedido de Autoridad	Causado por Terceros	Descargas Atmosféricas	Fuertes Vientos					
ene-15	Cusco	SE0032	0.7079	0.2914	1	5	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	4	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	6	16	22	
feb-15	Cusco	SE0032	0.6569	0.7887	9	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	28	13	41
mar-15	Cusco	SE0032	0.2268	0.4459	7	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	17	5	22
abr-15	Cusco	SE0032	0.3058	0.6839	7	16	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23	4	27
may-15	Cusco	SE0032	0.384	0.7666	11	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	1	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	5	24
jun-15	Cusco	SE0032	0.4516	0.7758	7	8	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	15	5	20
jul-15	Cusco	SE0032	0.3972	0.7275	8	9	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	2	17	9	26	
ago-15	Cusco	SE0032	0.4543	0.8259	18	2	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	20	6	26	
sep-15	Cusco	SE0032	0.6454	0.5863	16	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	23	6	29	
oct-15	Cusco	SE0032	0.3235	0.3895	12	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	15	4	19
nov-15	Cusco	SE0032	0.9179	0.7335	11	2	1	0	0	1	0	2	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	4	0	0	0	0	2	13	13	26		
dic-15	Cusco	SE0032	0.479	0.335	7	2	0	1	1	-	1	-	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2	9	9	18		
Total							114	91	3	2	2	1	2	2	0	5	0	2	5	22	0	0	13	1	3	5	0	0	1	6	1	0	0	9	10	205	95	300

Fuente: Elaboración Propia

En el presente cuadro se muestran los campos a tener en cuenta para la elaboración de los Anexos 01 y 02, según RCD N° 074- 2004 - OS/CD. Así mismo se tiene detallada la cantidad de interrupciones por causal, que fueron informados para cada mes en el Sistema Eléctrico Cusco.

Tabla 12

Detalle de interrupciones por causal – Sistema eléctrico Cusco, durante el 2016

Mes	SISTEMA ELÉCTRICO	AMT	SAIFI	SAIDI	Por Ajuste de Protecciones	Ballo	Aislamiento	Falla Equipo	Falla Empalme Red	Falla Terminal Cable	Gilda de Conductor	Gilda de Estructura	Contacto Red con Arbol	Contacto Red con Edificio	Contacto entre Conductores	Error de Manobra	Corte por Emergencia	Animales	Picado de Cable por personal propio	Falla no Determinada	Aves	Cometas	Impacto Vehicular	Vandalismo	Hurto de Conductor o Elemento Eléctrico	Gilda de Arbol	Picado de Cable	Contacto Accidental con línea	Pérdido de Autoridad	Causado por Terceros	Descargas Atmosféricas	Fuentes Vientos	Interrupciones No Programadas	Total de Interrupciones			
																																			3	4	5
ene-16	Cusco	SE0032	0.6064	0.5635	11	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	3	1	13	8	21
feb-16	Cusco	SE0032	0.8249	1.5873	8	13	0	1	0	1	0	0	0	0	0	1	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	21	8	29	
mar-16	Cusco	SE0032	0.6623	1.4237	11	9	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	4	20	10	30	
abr-16	Cusco	SE0032	0.3175	0.4578	3	3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	6	5	11		
may-16	Cusco	SE0032	0.9362	0.6814	9	5	0	2	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	14	5	19	
jun-16	Cusco	SE0032	0.1924	0.1641	6	2	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	2	10	
jul-16	Cusco	SE0032	0.6213	4.1009	7	2	0	1	0	0	2	0	0	0	0	2	0	4	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	9	13	22	
ago-16	Cusco	SE0032	0.2252	0.4619	10	6	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	6	22	
sep-16	Cusco	SE0032	0.624	0.8393	9	6	1	1	1	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	2	0	2	15	15	30		
oct-16	Cusco	SE0032	0.6198	0.6952	13	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2	0	15	9	24		
nov-16	Cusco	SE0032	0.3906	0.6277	5	10	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	15	4	19		
dic-16	Cusco	SE0032	5.9988	7.399	114	91	3	2	2	1	2	2	0	5	0	2	5	22	0	0	13	1	3	5	0	0	1	6	1	0	0	9	10	205	95	300	
Total					206	151	4	11	6	2	4	2	0	7	1	8	10	44	1	0	15	1	3	6	0	0	1	9	6	0	4	15	20	357	180	537	

Fuente: Elaboración Propia

En el presente cuadro se muestran los campos a tener en cuenta para la elaboración de los Anexos 01 y 02, según RCD N° 074- 2004 - OS/CD. Así mismo se tiene detallada la cantidad de interrupciones por causal, que fueron informados para cada mes en el Sistema Eléctrico Cusco.

Tabla 13

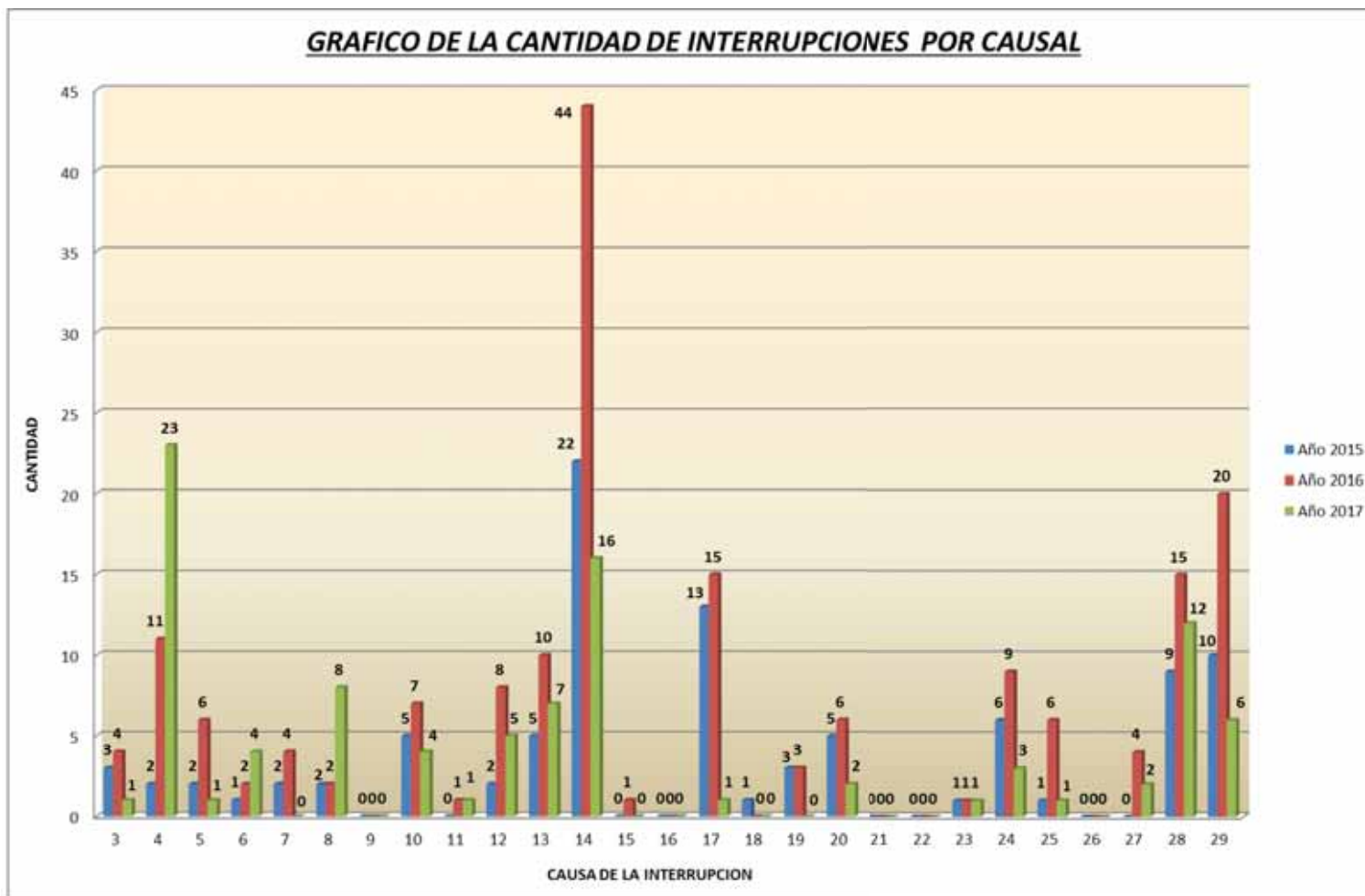
Detalle de interrupciones por causal – Sistema eléctrico Cusco, durante el 2017

Mes	SISTEMA ELÉCTRICO	AMT	SAIFI	SAIDI	Por Ajuste de Protecciones	Bajo Alisamiento	Falla Equipo	Falla Empalme Red	Falla Terminal Cable	Caída de Conductor	Caída de Estructura	Contacto Red con Arbol	Contacto Red con Edificio	Contacto entre Conductores	Error de Maniobra	Corte por Emergencia	Animales	Picado de Cable por personal propio	Falla no determinada	Aves	Cometas	Impacto Vehicular	Vandalismo	Hunto de Conductor o Elemento Eléctrico	Caída de Arbol	Picado de Cable	Contacto Accidental con línea	Pedido de Autoridad	Causado por Terceros	Descargas Atmosféricas	Fuerzas Vientos	Interrupciones No Programadas	Total de Interrupciones			
																																		1	2	3
ene-17	Cusco	SE0032	0.520804433	0.8946	10	4	0	0	0	1	0	2	0	0	1	0	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	14	10	24
feb-17	Cusco	SE0032	1.020052665	0.8464	15	1	0	2	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	16	8	24
mar-17	Cusco	SE0032	0.705556432	1.1316	8	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	12	3	15	
abr-17	Cusco	SE0032	0.627015442	0.7038	7	11	0	5	1	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	18	11	29	
may-17	Cusco	SE0032	0.403603499	0.6926	7	6	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	13	6	19	
jun-17	Cusco	SE0032	0.572614073	1.2973	5	19	0	2	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	5	29	
jul-17	Cusco	SE0032	2.131266253	1.3658	6	2	0	2	0	0	0	0	0	0	2	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	9	17	
ago-17	Cusco	SE0032	0.576795359	0.4398	10	5	0	3	0	0	0	0	2	0	0	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	15	11	26	
sep-17	Cusco	SE0032	0.625109022	0.5495	10	4	1	2	0	2	0	2	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	14	10	24		
oct-17	Cusco	SE0032	0.448873775	0.2732	7	2	0	2	0	0	0	0	0	0	1	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	3	4	9	14	23		
nov-17	Cusco	SE0032	0.186069214	0.1912	6	2	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	1	2	0	8	8	16		
dic-17	Cusco	SE0032	0.095123025	0.0397	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	4		
Total					92	60	1	23	1	4	0	8	0	4	1	5	7	16	0	0	1	0	0	2	0	0	1	3	1	0	2	12	6	152	98	250

Fuente: Elaboración Propia

En el presente cuadro se muestran los campos a tener en cuenta para la elaboración de los Anexos 01 y 02, según RCD N° 074- 2004 - OS/CD. Así mismo se tiene detallada la cantidad de interrupciones por causal, que fueron informados para cada mes en el Sistema Eléctrico Cusco.

Figura 26: Gráfico de la cantidad de interrupciones por causal – Sistema eléctrico Cusco, durante los años 2015, 2016 y 2017



Fuente: Elaboración Propia

Tabla 14

Calculo de los Indicadores SAIDI Y SAIFI para las causas más comunes de Interrupción – Sistema eléctrico Cusco, durante el 2017

MES	SISTEMA ELECTRICO	CODIGO	CODIGO CAUSAS	CODIGO INTERRUPCION	TIPO INSTALACION SAIDI	CODIGO INSTALACION SAIDI	TIPO INSTALACION SAIFI	CODIGO INSTALACION SAIFI	FECHA INICIO	FECHA FIN COMP.	FECHA FIN	USUARIOS AFECTADOS	EDIFICIOS AFECTADOS	PERSONAS AFECTADAS	TIPO DE DAÑO	NIVEL TENSION	PROPIEDAD CAUSANTE	RESPONSABILIDAD	COD. CAUSA	FUERZA MAJOR	TIP. EVENTO	DURACION DE LA INTERRUPCION (HRS)	SAIFI	SAIDI	
abr-15	ESE	SE0032		11500446	3	ESE001SU000410	3	ESE001SU000410	27/04/2015 03:15		27/04/2015 04:40	900	2975.21	1275.003	NF	D	P	P	4	N	C	1.42	0.008	0.011	
dic-15	ESE	SE0032	20154874	11501009	2	DO05	3	DO05	18/12/2015 07:46		18/12/2015 07:56	6770	18155.41	1128.3559	NF	D	P	P	4	N	I	0.17	0.058	0.010	
Subtotal																							1.59	0.066	0.021
ene-15	ESE	SE0032		11500193	3	ESE001SU000124	4	ESE001SU000124	15/01/2015 05:48		15/01/2015 06:20	304	772.63	162.13232	NO	D	P	P	14	N	C	0.530	0.00	0.00	
	ESE	SE0032	20150264	11500080	2	QU04	3	QU04	18/01/2015 23:19		18/01/2015 23:33	8027	34109.25	1872.93991	NO	D	P	P	14	N	I	0.230	0.07	0.02	
	ESE	SE0032	20150286	11500082	2	QU04	3	QU04	19/01/2015 21:35		19/01/2015 22:11	8027	34109.25	4816.2	NO	D	P	P	14	N	I	0.600	0.07	0.04	
	ESE	SE0032	20150377	11500111	2	QU03	3	QU03	25/01/2015 19:37		25/01/2015 19:41	13832	50991.77	922.17944	NO	D	P	P	14	N	I	0.070	0.13	0.01	
feb-15	ESE	SE0032	20150747	11500189	2	QU01	3	QU01	15/02/2015 12:18		15/02/2015 12:25	7717	29206.84	900.34239	NO	D	P	P	14	N	I	0.120	0.07	0.01	
	ESE	SE0032		11500192	3	ESE001SU000595	4	ESE001SU000595	16/02/2015 14:23		16/02/2015 14:23	213	829.54	628.35	NO	D	P	P	14	N	C	2.950	0.00	0.01	
	ESE	SE0032		11500196	3	ESE001SU000595	4	ESE001SU000595	17/02/2015 07:55		17/02/2015 14:25	213	829.54	1384.5	NO	D	P	P	14	N	C	6.500	0.00	0.01	
	ESE	SE0032		11500218	3	ESE001SU000602	4	ESE001SU000602	24/02/2015 05:55		24/02/2015 06:30	4941	18811.59	2882.23353	NO	D	P	P	14	N	S	0.583	0.04	0.03	
mar-15	ESE	SE0032		11500242	3	ESE001SU000162	4	ESE001SU000162	03/03/2015 21:56		03/03/2015 22:30	695	1715.84	393.83565	NO	D	P	P	14	N	C	0.570	0.01	0.00	
	ESE	SE0032		11500303	3	ESE001SU000094	4	ESE001SU000094	18/03/2015 04:24		18/03/2015 05:20	606	1420.61	565.59798	NO	D	P	P	14	N	S	0.930	0.01	0.01	
abr-15	ESE	SE0032		11500421	3	ESE001SU000123	4	ESE001SU000123	22/04/2015 15:05		22/04/2015 16:26	1783	4636.89	2407.05	NO	D	P	P	14	N	I	1.350	0.02	0.02	
may-15	ESE	SE0032		11500465	3	ESE001SU000244	4	ESE001SU000244	05/05/2015 17:29		05/05/2015 17:45	446	2093.95	118.93482	NO	D	P	P	14	N	C	0.270	0.00	0.00	
	ESE	SE0032		11500526	3	ESE001SU000401	4	ESE001SU000401	17/05/2015 12:17		17/05/2015 13:13	602	2587.1	561.86466	NO	D	P	P	14	N	C	0.930	0.01	0.00	
jun-15	ESE	SE0032		11500569	3	ESE001SU000128	4	ESE001SU000128	10/06/2015 08:00		10/06/2015 08:45	1040	2722.97	780	NO	D	P	P	14	N	S	0.750	0.01	0.01	
jul-15	ESE	SE0032		11500728	3	ESE001SU000606	4	ESE001SU000606	24/07/2015 09:45		24/07/2015 10:02	135	986.57	38.24955	NO	D	P	P	14	N	S	0.280	0.00	0.00	
ago-15	ESE	SE0032		11500769	3	ESE001SU000017	4	ESE001SU000017	12/08/2015 13:01		12/08/2015 13:08	837	2048.47	97.65279	NO	D	P	P	14	N	S	0.120	0.01	0.00	
sep-15	ESE	SE0032	20153498	11500848	3	ESE001SU000609	4	ESE001SU000609	20/09/2015 16:55		20/09/2015 17:17	5861	19372.36	2149.05287	NO	D	P	P	14	N	I	0.370	0.05	0.02	
oct-15	ESE	SE0032	20153648	11500859	2	QU03	3	QU03	01/10/2015 20:32		01/10/2015 21:29	14541	56196.43	13813.95	NO	D	P	P	14	N	I	0.950	0.13	0.12	
	ESE	SE0032	20153880	11500866	3	ESE001SU000609	4	ESE001SU000609	17/10/2015 02:54		17/10/2015 03:18	5945	19918.36	2378	NO	D	P	P	14	N	I	0.400	0.05	0.02	
nov-15	ESE	SE0032		11500906	3	ESE001SU000601	4	ESE001SU000601	06/11/2015 13:40		06/11/2015 17:21	569	2239.39	2095.81477	NO	D	P	P	14	N	S	3.680	0.00	0.02	
	ESE	SE0032		11500980	3	ESE001SU000267	4	ESE001SU000267	05/12/2015 08:23		05/12/2015 11:15	1072	2241.5	3073.07024	NO	D	P	P	14	N	I	2.870	0.01	0.03	
dic-15	ESE	SE0032		11501017	3	ESE001SU000602	4	ESE001SU000602	23/12/2015 20:15		23/12/2015 20:50	555	2873.04	323.74815	NO	D	P	P	14	N	C	0.580	0.00	0.00	
Subtotal																							25.633	0.69	0.37
ene-15	ESE	SE0032		11500089	3	ESE001SU000590	4	ESE001SU000590	19/01/2015 06:45		19/01/2015 10:10	365	1483.89	1247.08455	NF	D	P	P	17	N	C	3.420	0.00	0.01	
	ESE	SE0032		11500087	3	ESE001SU000349	4	ESE001SU000349	19/01/2015 17:01		19/01/2015 18:00	1136	3476.92	1117.06288	NF	D	P	P	17	N	C	0.980	0.01	0.01	
	ESE	SE0032		11500086	3	ESE001SU000404	4	ESE001SU000404	19/01/2015 17:13		19/01/2015 17:34	1008	1871.61	352.8	NF	D	P	P	17	N	R	0.350	0.01	0.00	
	ESE	SE0032		11500084	2	QU07	3	QU07	21/01/2015 05:19		21/01/2015 06:58	2203	13938.52	3634.95	NF	D	P	P	17	N	I	1.650	0.02	0.03	
feb-15	ESE	SE0032		11500146	2	DO04	3	DO04	04/02/2015 21:54		04/02/2015 22:03	4528	14799.42	679.2	NF	D	P	P	17	N	I	0.150	0.04	0.01	
	ESE	SE0032		11500191	3	ESE001SU000363	4	ESE001SU000363	16/02/2015 08:45		16/02/2015 09:07	153	367.26	56.10051	NF	D	P	P	17	N	C	0.370	0.00	0.00	
	ESE	SE0032		11500264	3	ESE001SU000305	4	ESE001SU000305	16/02/2015 11:48		16/02/2015 11:58	585	2175.1	97.50195	NF	D	P	P	17	N	C	0.170	0.01	0.00	
	ESE	SE0032		11500269	3	ESE001SU000590	4	ESE001SU000590	20/02/2015 15:46		20/02/2015 17:54	301	1236.03	642.13233	NF	D	P	P	17	N	C	2.130	0.00	0.01	
mar-15	ESE	SE0032	20150914	11500217	2	DO01	3	DO01	24/02/2015 11:38		24/02/2015 11:50	11965	31878.98	2393	NF	D	P	P	17	N	I	0.200	0.11	0.02	
	ESE	SE0032		11500300	2	DO04	3	DO04	16/03/2015 02:37	16/03/2015 02:44	16/03/2015 10:16	4531	14799.78	5821.89381	NF	D	P	P	17	N	I	7.640	0.04	0.05	
abr-15	ESE	SE0032		11500301	2	DO04	3	DO04	16/03/2015 07:16		16/03/2015 07:23	3820	13175.78	445.6794	NF	D	P	P	17	N	I	0.120	0.03	0.00	
may-15	ESE	SE0032	20151600	11500370	3	ESE001SU000584	4	ESE001SU000584	11/04/2015 08:56		11/04/2015 09:02	9787	36539.72	978.7	NF	D	P	P	17	N	I	0.100	0.09	0.01	
may-15	ESE	SE0032	20151836	11500461	2	DO08	3	DO08	02/05/2015 16:01	02/05/2015 16:34	02/05/2015 16:45	9735	25488.89	6347.34861	NF	D	P	P	17	N	I	0.730	0.09	0.06	
Subtotal																							18.010	0.45	0.21
ene-15	ESE	SE0032	20150116	11500062	2	DO08	3	DO08	10/01/2015 18:27	10/01/2015 18:32	10/01/2015 18:55	11544	31267.89	2253.83167	NC	D	P	F	28	N	I	0.470	0.10	0.02	
	ESE	SE0032		11500095	3	ESE001SU000481	4	ESE001SU000481	15/01/2015 14:21		15/01/2015 15:20	82	289.63	80.63306	NC	D	P	F	28	N	C	0.980	0.00	0.00	
	ESE	SE0032	20150240	11500078	2	DO05	3	DO05	17/01/2015 15:20		17/01/2015 15:33	6586	16947.07	1426.98862	NC	D	P	F	28	N	I	0.220	0.06	0.01	
	ESE	SE0032	20150262	11500079	2	QU04	3	QU04	18/01/2015 20:42		18/01/2015 20:50	8027	34109.25	1070.23991	NC	D	P	F	28	N	I	0.130	0.07	0.01	
feb-15	ESE	SE0032		11500081	2	QU02	3	QU02	19/01/2015 16:26		19/01/2015 16:31	4457	14848.72	371.40181	NC	D	P	F	28	N	I	0.080	0.04	0.00	
	ESE	SE0032	20150811	11500197	2	QU04	3	QU04	17/02/2015 17:48		17/02/2015 17:53	8081	34481.12	673.38973	NC	D	P	F	28	N	I	0.080	0.07	0.01	
	ESE	SE0032		11500206	2	QU07	3	QU07	20/02/2015 13:49		20/02/2015 13:55	2227	14162.88	722.7	NC	D	P	F	28	N	I	0.100	0.02	0.00	
	ESE	SE0032		11500268	3	ESE001SU000591	4	ESE001SU000591	20/02/2015 14:22		20/02/2015 17:15	82	289.63	236.43306	NC	D	P	F	28	N	C	2.880	0.00	0.00	
ago-15	ESE	SE0032		11500767	2	DO04	3	DO04	11/08/2015 12:10	11/08/2015 12:52	11/08/2														

En el cuadro siguiente, se puede observar que los valores del SAIDI Y SAIFI de las causas más comunes para las interrupciones en comparación de estos para Distribución.

SAIDI		SAIFI	
Causas frecuentes	A nivel Distribución	Causas frecuentes	A nivel Distribución
0.889	7.350	2.281	5.951

Duración de la interrupción

En este punto se realizara el análisis de las interrupciones suscitadas en todo el año 2015, siendo este un universo de 300 interrupciones.

Causa de la Interrup.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Duración Prom. Hrs.	3.1	3.8	0.9	0.8	0.5	0.8	0.1	0.5	0.0	2.8		2.4	0.3	1.2	0.0	0.0	1.4	1.1	1.8	1.6			0.2	1.2	1.3			0.7	0.7

Figura 27: Gráfico de la duración de las interrupciones por causal – Sistema eléctrico Cusco, durante el 2015



Fuente: Elaboración Propia

Como se puede observar las interrupciones por causal 1,2, 10, 12, 19 y 20, son las que tienen un tiempo promedio de duración mayor a las 1.5 hrs.

Se aclara que las interrupciones por causa 1 y 2, son interrupciones programadas las cuales no son consideradas para la evaluación del cumplimiento de las metas establecidas por Osinergmin (performance de la empresa).

RESULTADOS DEL DIAGNÓSTICO REALIZADO

- Se realizó el cálculo de los indicadores para el sistema eléctrico Cusco en el año 2015, obteniendo los valores de 5.951 para el SAIFI y 7.350 para el SAIDI.
- Se hizo un análisis de la naturaleza de las interrupciones identificando aquellas más comunes, para verificar la incidencia de estos, en el cálculo de SAIDI Y SAIFI a nivel Sistema Eléctrico, verificando que aquellas más comunes son aquellas ocurridas por: Bajo aislamiento, Cortes por emergencia, Fallas no determinadas, Descargas Atmosféricas y Fuertes vientos.
- Se hizo un análisis de la duración de las interrupciones por su naturaleza, identificando aquellas con tiempo de reposición del servicio más prolongado, para verificar la incidencia de estos, en el cálculo de SAIDI Y SAIFI a nivel Sistema Eléctrico. verificando que aquellas de con duración mayores a 1.5 hrs. Son: Por mantenimiento, Por expansión, Contacto de red con árbol, Contacto entre conductores, Cometas e Impacto vehicular.
- Se pudo verificar también que la duración de una interrupción depende de distintos factores no predecibles.

CAPITULO IV

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN

4.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo desarrollaremos la propuesta de instalación de la parte física, comunicación y software, además nos enfocaremos a detallar los pasos a seguir para realizar la integración y la interfaz gráfica para la automatización de un EPM al SCADA de ELSE, con el apoyo de las guías, procedimientos y manuales de los equipos instalados así como el uso de software Survalent y sus respectivas herramientas informáticas se lograra integrar un equipo. Considerando que el equipo se encuentra en la ciudad del Cusco, dentro del sector típico 2 además de cumplir con buenas condiciones de señal y cobertura de datos se procederá a mostrar los pasos a seguir.

4.2. CONSTRUCCIÓN DE LA PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN

4.2.1. Propuesta de conexiones físicas

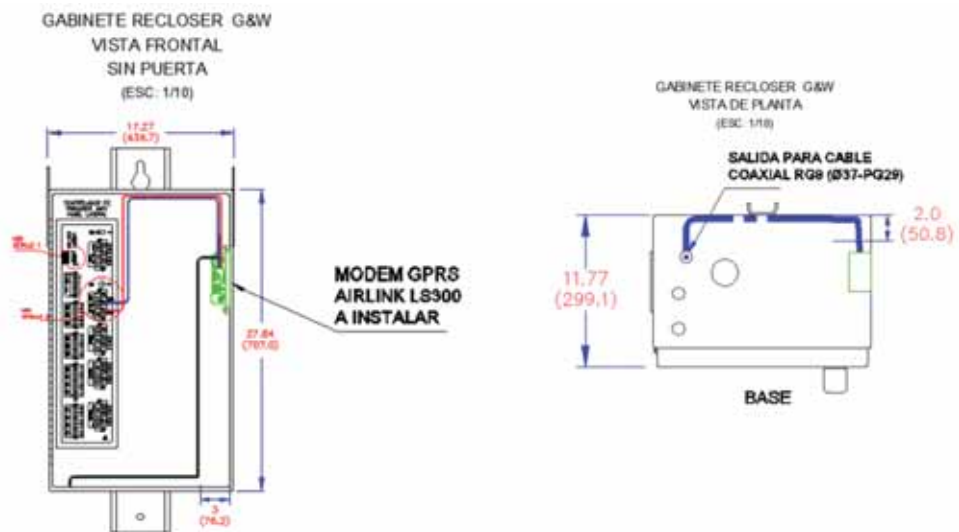
En esta parte describiremos una opción alternativa del conexionado de los dispositivos (Relé, modem y antena), esta alternativa es sugerida por el fabricante de los dispositivos.

4.2.1.1. Ubicación del Modem y Cableado

El modem estará ubicado dentro del tablero del relé para realizar las respectivas conexiones de manera segura y cómoda para no afectar en lo futuro algún componente de la instalación.

Será sujetado en uno de los lados internos del tablero mediante soportes y pernos para contar con mejor estabilidad, se contara con cableado de energía y comunicaciones.

Figura 28: Ubicación del modem y cableado.



Fuente: Manual PROCETRADI 2017

4.2.1.2. Conexión y Puertos.

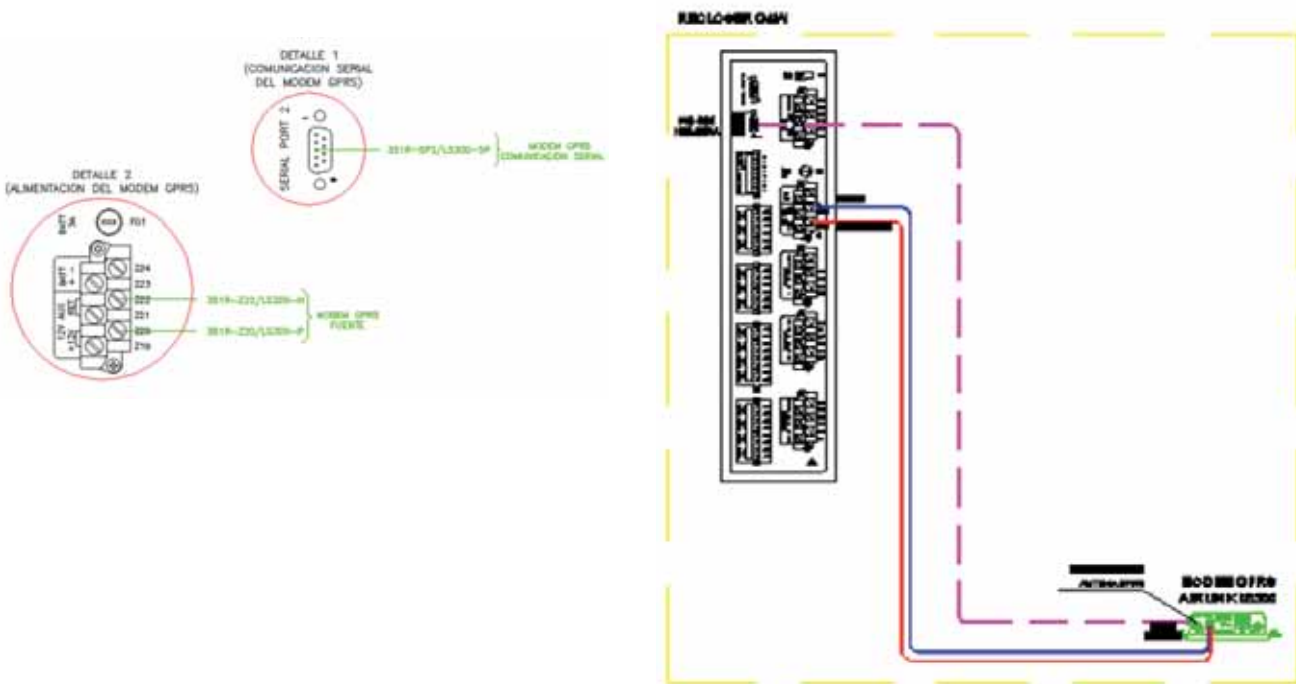
Alimentación del modem GPRS.- La energización del modem será mediante un cable de alimentación conectada a una de las salidas del relé a 12v.

El relé contara con conexión a la red en 220v que entregara su transformador de tensión, adicional este para que el funcionamiento del relé se mantenga en

caso de alguna falla y desconexión de su transformador se tendrá el respaldo de una batería que dotara de energía por manera temporal al relé.

Puerto serial.- La conexión mediante este puerto será mediante un conector de 9 pines RS-232 directo. Se utiliza para comunicarse con máquinas industriales como motores, equipos o controladores, en este caso con el puerto SCADA de los recloser o para conexión a un ordenador para configurar el dispositivo. Sera conectado del modem al relé.

Figura 29: Conexión del puerto serial y alimentación del modem.



Fuente: Manual PROCETRADI 2017

Instalación Física

La conexión física del modem será según la figura 40, donde se muestran los lugares donde serán conectados las conexiones: del cable de alimentación (01), que será a puerto de 2-27 vdc, el cable coaxial de comunicación en la antena (02) y el cable serial RS 232(03) que va hacia el modulo del cubículo del EPM.

Figura 31: Conexiones del modem



Fuente: Elaboración propia.

Consideraciones para la instalación de la antena

Por condiciones de seguridad la antena será instalada a dos veces la longitud de la antena

Figura 32: Ubicación de la antena.



Fuente: PROCETRADI

Figura 33: Alimentación eléctrica del modem a 12 VDC



Fuente: Elaboración propia.

Figura 34: Sujeción de la antena



Fuente: PROCETRADI

4.2.1.4. Elemento de suministro de energía

El suministro ininterrumpible de energía (UPS) proporciona control de energía para el control del restaurador desde el suministro de corriente alterna (ACS) con una batería para respaldo.

La temperatura de la batería es monitoreada por PSE y se hacen ajustes a la corriente de la carga para asegurar una carga óptima. Después de la pérdida del Suministro de corriente alterna (ACS) puede suministrarse una carga externa (por ejemplo, radio o módem) por cierto tiempo, el cual depende de la temperatura de la batería, la carga residual y la carga antes de que se apague automáticamente para conservar las baterías.

4.2.1.5. Transformador de tensión

Para el suministro de energía en AC para el modulo del equipo del EPM, es necesaria la instalación de un transformador de tensión de 10.5kv o 22.9 kv a 220 V, según sea el nivel de tensión del sistema.

Un cable de suministro de energía será conectado del transformador al módulo del equipo.

4.2.2. Configuración del módulo del panel de control

Para la configuración del módulo del panel de control conectado al EPM se mostraran de manera global de cómo fue configurado un EPM. En la parte de configuración del tablero se realizara de un RC modelo SEL351R:

Conexión física.

- La conexión será mediante un cable serial cruzado(al ser conexión entre DTE's).
- La conexión se da hacia el puerto serial que se encuentra en la parte frontal del equipo.

Figura 35: Vista frontal del módulo del panel de control y su entrada serial



Fuente: Elaboración propia

Configuración interna

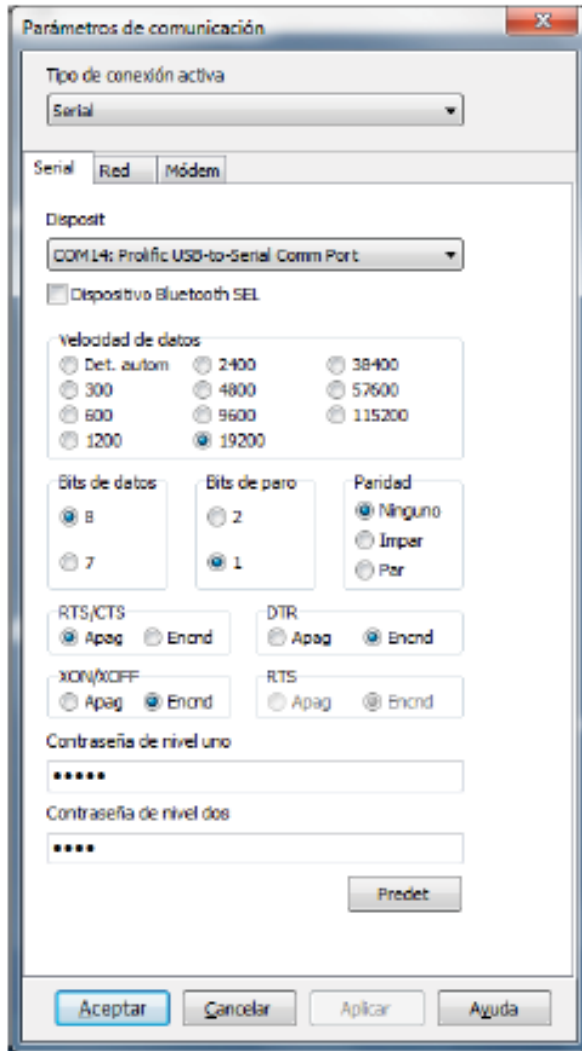
Como primer punto será necesario ingresar los ajustes para la comunicación serial. Con ayuda del software AcSELERator – QUICK SET, ingresamos a la opción comunicación.

Figura 36: Vista de la pantalla de inicio del software AcSELERator – QUICK SET,



Fuente: Elaboración propia

Figura 37: Pestaña de configuración de parámetros de comunicación



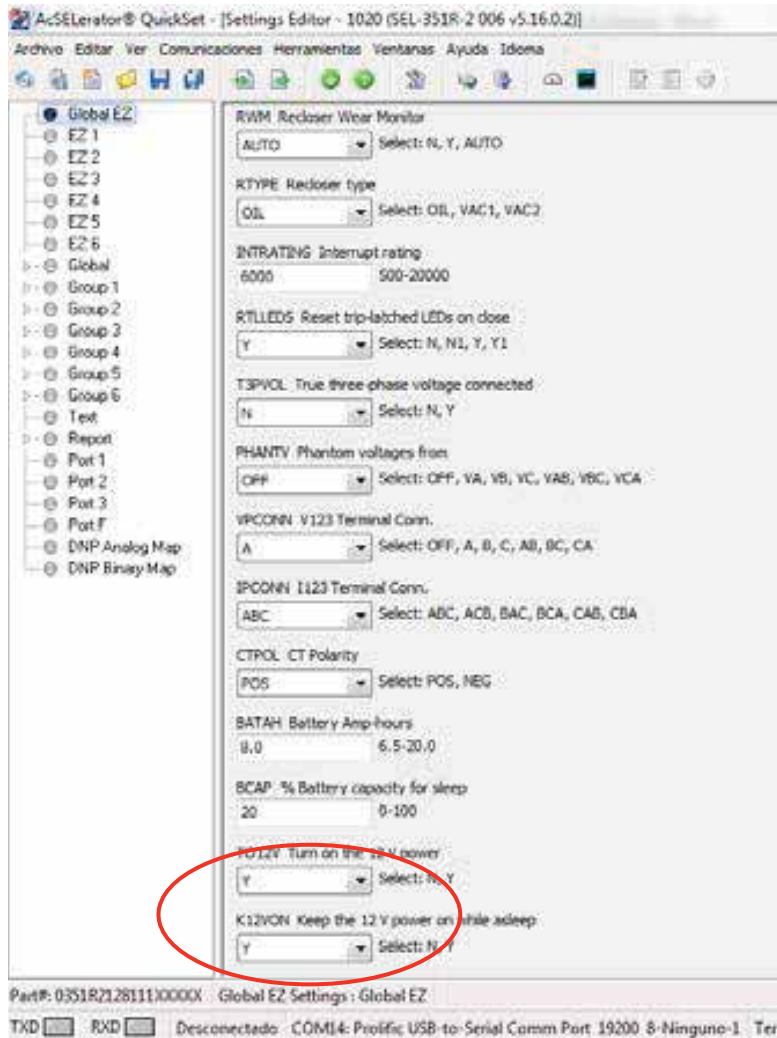
Fuente: Elaboración propia

El primer punto es habilitar la salida de 12 voltios para alimentar el modem de comunicación:

TO12V: para habilitar la salida, seleccionar la opción Y.

K21VON: para que esta alimentación no se apague cuando el equipo entra en modo hibernación, seleccionar la opción Y.

Figura 38: Vista de la pestaña para habilitar la alimentación del modem



Fuente: Elaboración propia

Ahora se deberá configurar los parámetros para la comunicación que tendrá con el SCADA, definiendo parámetros del protocolo así como la interfaz que se utilizará. Las vistas de las figuras, muestran los campos de cómo serán llenados en el PORT 3:

Protocolo: DNP3, Baud Rate: 9600

DNPADR DNP Address: Según lo asignado a cada Relé (1 en este caso)

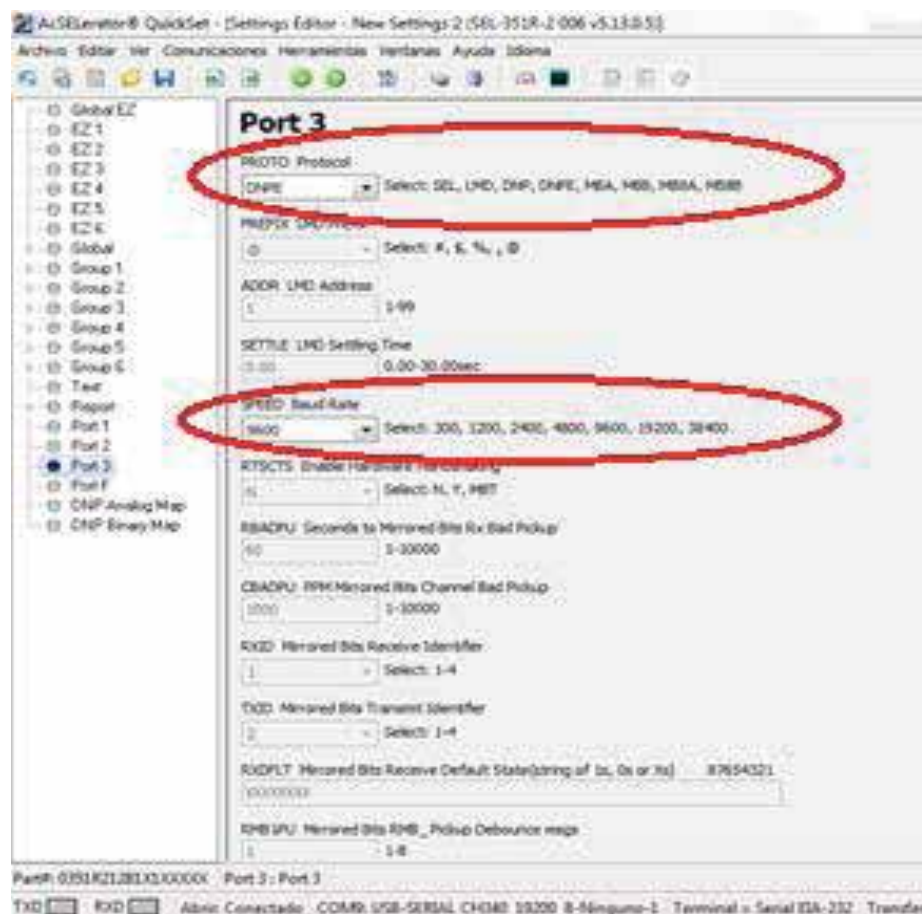
PREDLY: Seleccionar OFF, para deshabilitar el control de flujo RTS/CTS

UNSOL Enabled Unsolicited Reporting: Seleccionar la opción Y, para habilitar el reporte en modo quiescent

PUNSOL: Seleccionar la opción Y, para habilitar el modo Unsolicited desde el comienzo.

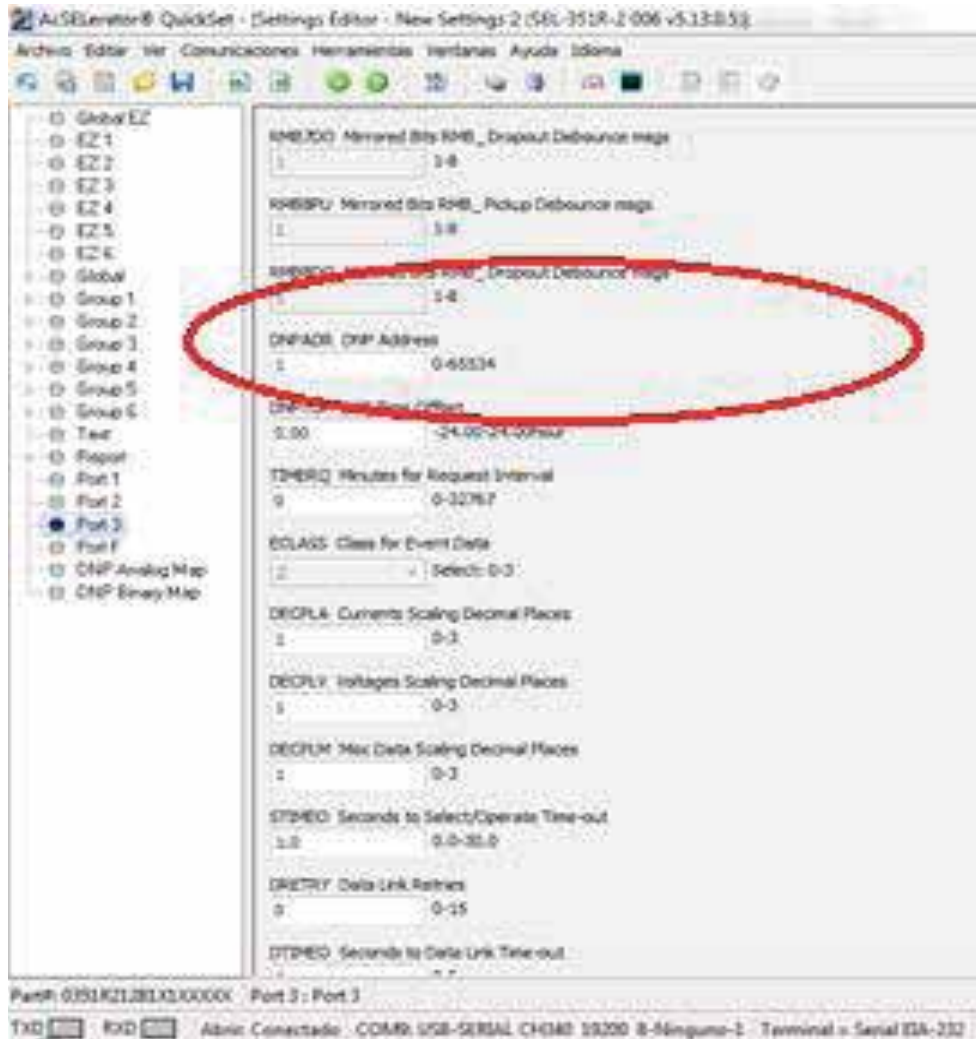
REPADR DNP Address to Report to: Seleccionar 1024 (que responde al puerto lógico para DNP del SCADA)

Figura 39: Vista de la pestaña para asignar el protocolo de comunicación



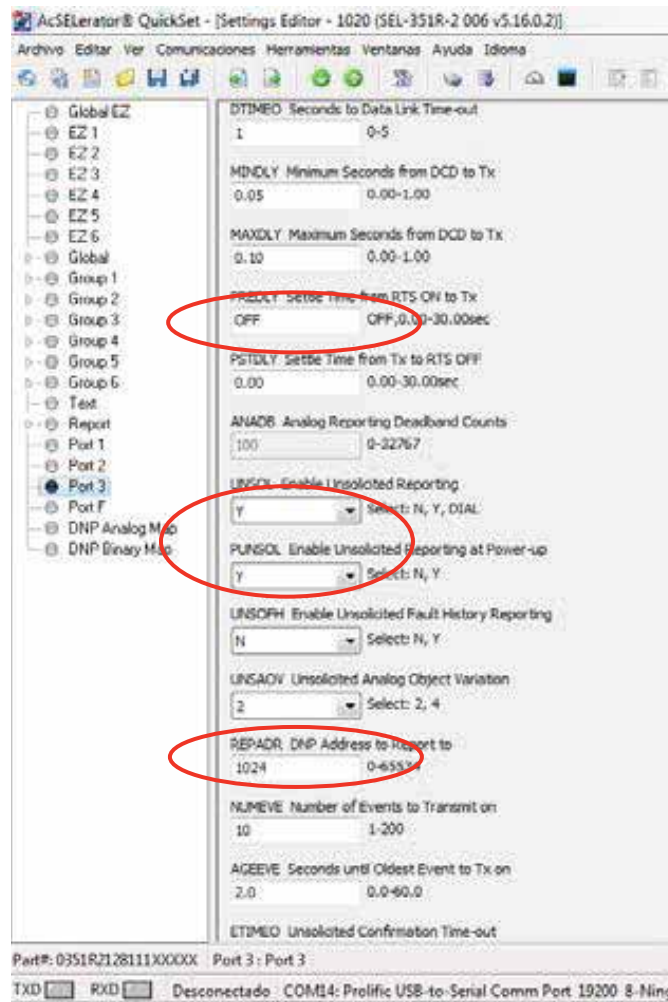
Fuente: Elaboración propia

Figura 40: Vista de la pestaña para asignar el DNPADR DNP Address



Fuente: Elaboración propia

Figura 41: Vista de la pestaña para asignar el PREDLY-UNSOL-PUNSOL y REPADR DNP address to report to,



Fuente: Elaboración propia

Luego de haber llenado los campos anteriores se procede a la configuración del mapa DNP, en las ventanas de la figura 44, donde se colocan las direcciones de las señales a customizar. Dichas direcciones corresponden al mapa del RELE SEL. El orden en que son colocadas proporcionara la dirección para el SCADA Explorer.

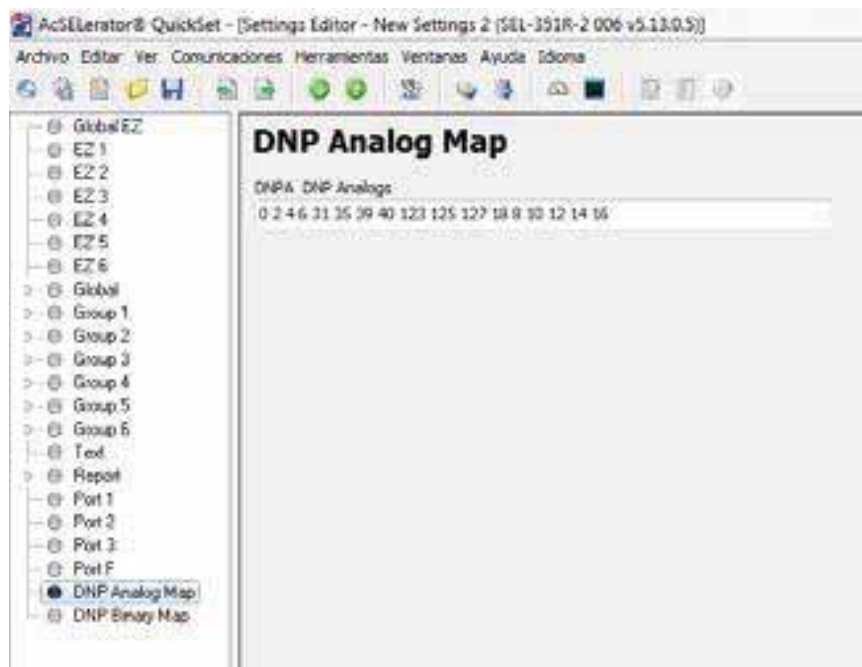
Ejemplo:

Dirección 0 SEL <-> Dirección 0 SCADA

Dirección 2 SEL <-> Dirección 1 SCADA

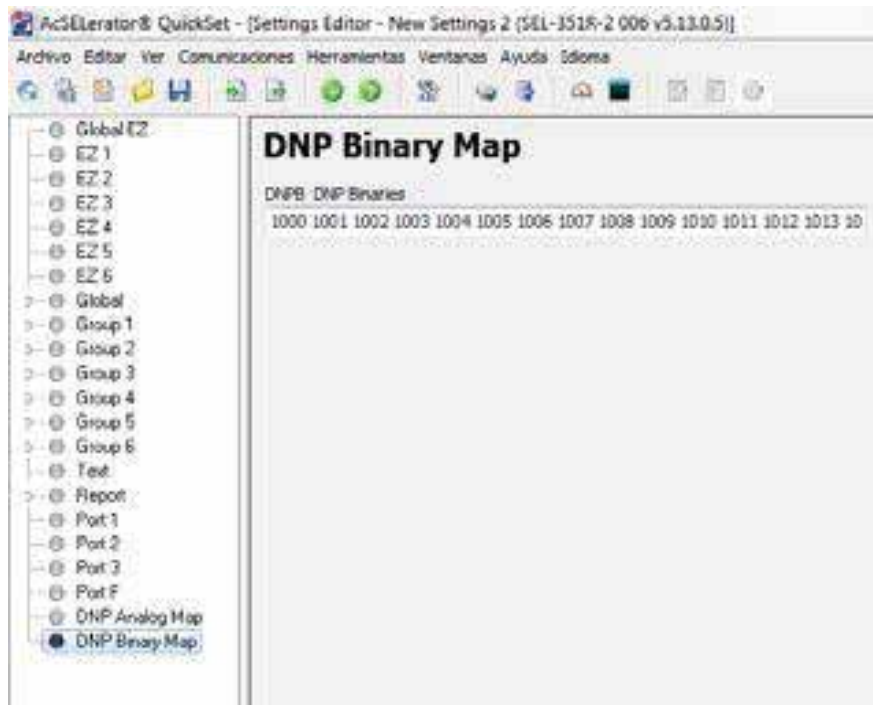
Dirección 4 SEL <-> Dirección 2 SCADA

Figura 42: Ventana para agregar la dirección de la señal analógica



Fuente: Elaboración propia

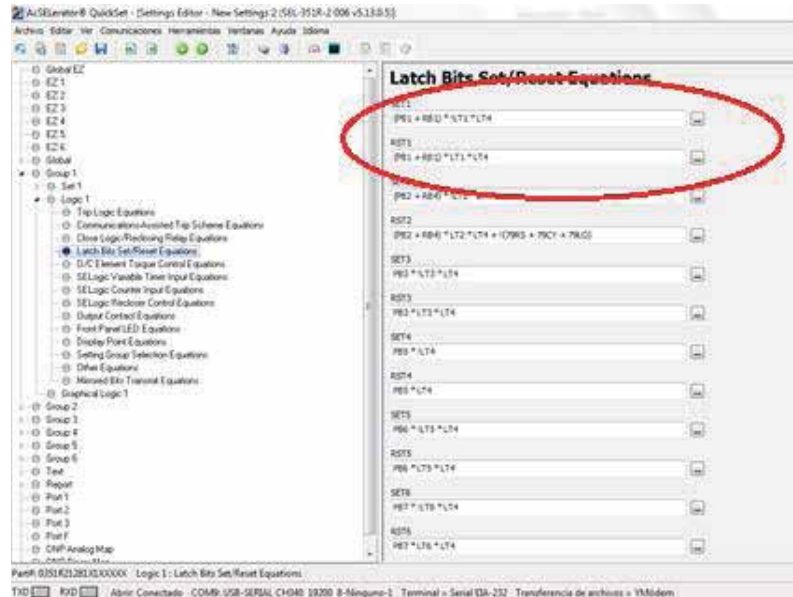
Figura 43: Ventana para agregar la dirección de la señal binaria



Fuente: Elaboración propia

Ahora procedemos con los puntos de control, en estos equipos SEL no existe mapa para los estados de control, estos se cargan por defecto. Para realizar el control asociamos los Bit Remotos en las Lógicas de Seteo y Reseteo.

Figura 44: Ventana para agregar los bits de seteo y reseteo



Fuente: Elaboración propia

Por último, para medir los datos del equipo en caliente damos clic en la opción HMI del menú de encabezado.

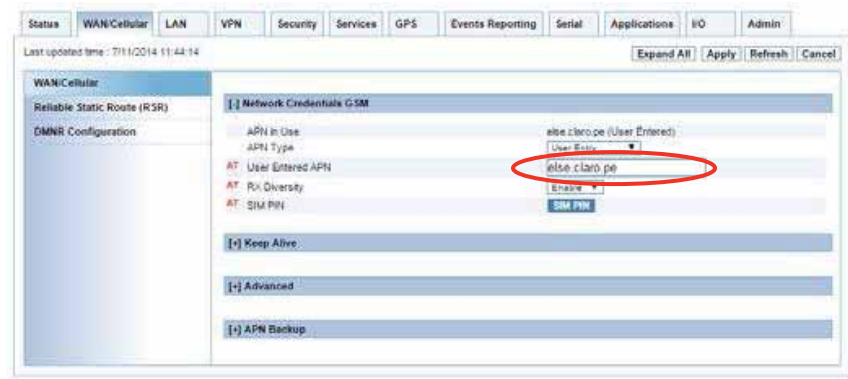


4.2.3. Configuración del modem

El modem que será ubicado en campo junto con el EPM y el relé, será configurado usando el software ACEMANAGER del desarrollador SIERRA WIRELESS, una vez iniciado el software se procederá de la siguiente manera:

Primero.-El modem trabajara en modo esclavo, y posteriormente se ingresa la siguiente información en la opción APN: Configurar la APN else.claro.pe

Figura 45: Ventana para configurar el APN



Fuente: Elaboración propia

Segundo.- En la opción DEVICE IP se Configurar una dirección IP (de acuerdo a lo asignado a cada MODEM), esto para poder acceder vía web browser.

Figura 54. Ventana para configurar el APN, fuente: Propia

Segundo.- En la opción DEVICE IP se Configurar una dirección IP (de acuerdo a lo asignado a cada MODEM), esto para poder acceder vía web browser.

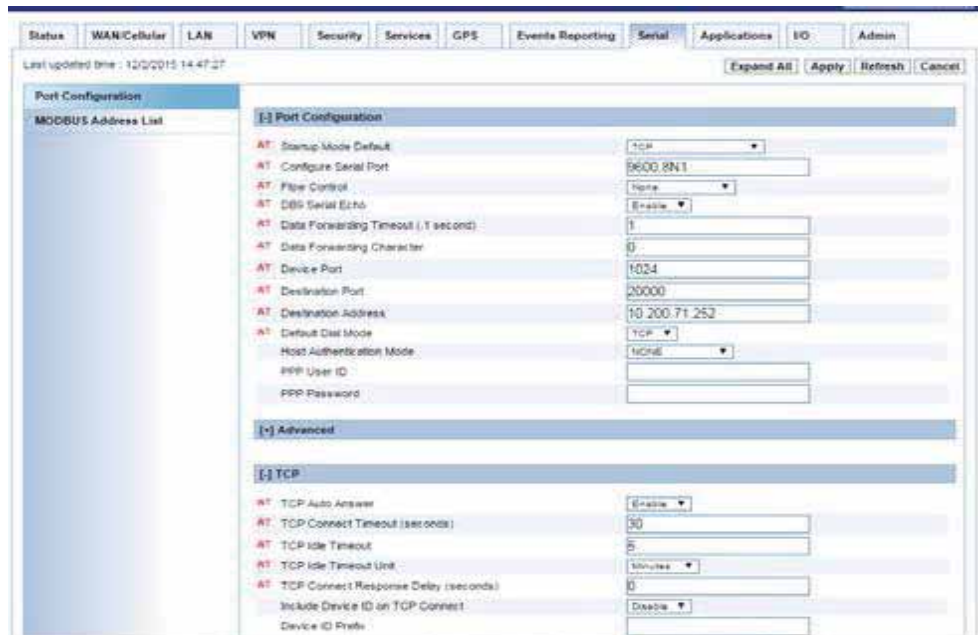
Figura 46: Ventana para ingresar el IP del modem



Fuente: Elaboración propia

Tercero.- Se procede a configurar la dirección IP del Maestro ubicado en la oficina central de ELSE.

Figura 47: Ventana para ingresar el IP del maestro



Fuente: Elaboración propia

4.2.4. Arquitectura SCADA

La arquitectura física del sistema de control consistirá en una serie de servidores, RTU, equipos electrónicos, sensores y actuadores interconectados. Que lograra la comunicación, el control y operación de los EPM

4.2.4.1. Arquitectura del Software

La arquitectura del sistema de control consistirá en un conjunto altamente integrado de sistemas distribuidos por medio de redes en una organización jerárquica. Esta jerarquía será organizada siguiendo el model cliente-servidor.

El sistema de control operará en tiempo real (quasi-real time), con una jerarquía de niveles de control y comunicaciones entre procesos. Habrá un gran número de puntos de control y por lo tanto, de procesos para controlarlos. Los planes actuales cumplan varios procesos front-end, procesos, estación es de trabajo y servidores. Al igual que en otros dominios (aviación, telecomunicaciones, multimedia), garantía de tiempo real es necesaria en el sistema de control de las redes de comunicación, en los sistemas operativos y en los componentes middleware subyacentes, con el objetivo de satisfacer la calidad de servicio requerida.

4.2.4.2. Arquitectura del Hardware

La arquitectura del hardware del sistema de control será totalmente distribuida. Consistirá en nodos VME llamados unidades de control locales (LCU) con capacidad de proceso en tiempo real conectados directamente a dispositivos físicos del GTC. Estas conexiones serán capaces de usar un conjunto variado de buses de control (ej., CAN bus, GPIB, Bitbus). Otros nodos de alto nivel llevarán a cabo funciones de coordinación y ofrecerán servicios críticos al resto de los nodos (ej., envío de eventos, logging, monitorización, planificación). Ambas, LCU y las unidades de coordinación, serán conectadas por medio de uno o más ATM nodos, para formar la llamada red de control. Esta arquitectura permitirá una configuración dinámica del tráfico del tal forma que cada nodo tendrá un ancho de banda adecuado a sus necesidades. En las circunstancias en las que el ancho de banda es muy grande, serán usados otros interfaces como

SCI o Fiber Channel, Sin embargo, cuando el ancho de banda no sea problema, se podrían usar interfaces más baratos como Ethernet o Fast-Ethernet.

4.2.5. Protocolo de comunicación DNP V3.00

Los protocolos de comunicación definen las reglas por las que los dispositivos, MTU y RTUs, se comuniquen entre sí.

Para DNP el término estación se utiliza para los equipos remotos ubicados en campo, y el término dominar se utiliza para los ordenadores ubicados en el centro de control.

En el DPN3 las estaciones remotas recopilan datos para enviar información a maestro:

- Datos de entrada binaria que es útil para controlar los dispositivos de dos estados. Por ejemplo, un interruptor de circuito está cerrado o desconectado.
- Datos de entrada analógica que transmite tensiones, corrientes, potencia, y temperaturas.
- Contar los datos de entrada que informa de energía en kilovatios-hora.
- Los archivos que contienen datos de configuración

En el DPN3 la estación maestro emite comandos de control que toman la forma de:

- Cerrar o activar el EPM de circuito.
- Valores de salida analógicos para establecer un nivel de tensión deseado.

Los sistemas SCADA requieren un alto nivel de disponibilidad, un nivel bastante alto de precisión de medición (la mayoría mediciones analógicas realizadas dentro del 0,25% del rango de escala completa) y alta seguridad (validación de los datos recibidos y prevención de control involuntario o incorrecto operación). La mayoría del SCADA

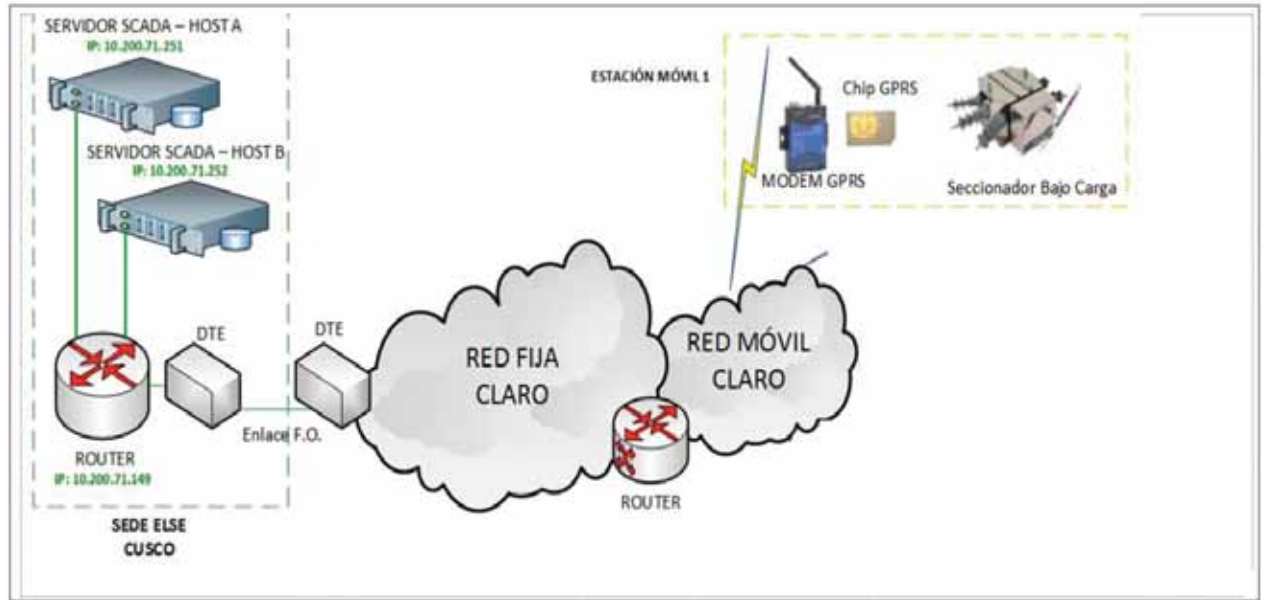
requiere un medio eficiente de recolección de datos de un gran número de sitios remotos es por ello que el DNP3 fue diseñado para su uso exclusivo en SCADA, por esto y otras características mencionada anteriormente fue seleccionado como protocolo de comunicación para la presente tesis.

Por sus siglas en ingles DPN: Distributed Network Protocol, fue seleccionado este tipo de protocolo por ser aceptada y recomendada por la IEC, en IEC 60870-5 la que fue desarrollada por Harris Controls, además de ofrecer flexibilidad y funcionalidades que van más allá de los protocolos de comunicación convencionales, posee varias opciones de salidas, transferencia segura de archivos, direccionamiento sobre 65.000 dispositivos en un enlace simple, sincronización de tiempos y eventos de estampa de tiempos, confirmación de enlace de datos y otras.

4.2.6. Integración de los equipos al SCADA

La propuesta de integración de un EPM será como se muestra en la figura 57, donde se puede apreciar que el equipo será conectado a un relé el mismo que se conectara a un modem que posee un chip y la transmisión de datos será mediante señal gprs.

Figura 48: Propuesta de arquitectura para cada EPM



Fuente: Elaboración propia

SERVIDOR SCADA

El servidor de comunicación SCADA del centro de control de ELSE, permite que la información importante de las unidades SCADA remotas esté disponible en el sistema de control. Esto les permite tomar decisiones de forma más rápida y eficaz.

Este servidor centraliza la supervisión y control de las operaciones y funcionamiento de un número de Estaciones Remotas formadas por las Subestaciones Eléctricas y los puntos intermedios de la red de distribución.

Junto con la interfaz gráfica Worldview de Survalent, el servidor de comunicación SCADA del centro de control, trae la automatización de procesos críticos al sistema de control.

El servidor del SCADA estará ubicado en las instalaciones de Electro Sur Este en las instalaciones de la unidad de informática, dentro de las instalaciones del servidor SCADA se encuentran los siguientes elementos:

Router

Enlace De Fibra Óptica

Red Fija Claro

Red Móvil Claro.- El operador de telecomunicaciones que se sugiere para el contrato de datos

Modem Gprs:

- Supervisa y controla remotamente los equipos (recloser y/o seccionadores).
- El LS300 AirLink es un compacto, inteligente y con todas las funciones.
- Plataforma de comunicaciones que proporciona capacidades inalámbricas en tiempo real.

Tiene aplicaciones fijas y móviles, tales como:

- Monitorización remota de activos
- Los medidores inteligentes
- Aplicaciones AVL despliegues de vehículos de seguridad pública
- Terminales punto de venta
- Señales digitales

Características:

- El modem LS300 AirLink® tiene un tamaño reducido para una fácil instalación y un diseño robusto, standar militar (MIL-STD 810) que le permite soportar los cambios extremos de temperatura, humedad, golpes y vibraciones.
- El LS300 viene con puerto Ethernet, las interfaces serial, digitales I USB, así como GPS.
- El LS300 AirLink tiene múltiples puertos de comunicación, incluyendo de serie,
- Ethernet y puertos USB. El conector de alimentación tiene un pin E / S digital para el control remoto y el control de encendido y una espiga sentido recurrir el dispositivo de encendido y apagado y activar el modo de bajo consumo.
- El LS300 AirLink es un dispositivo celular 3G que soporta una variedad de
- Opciones bandas de radio, tanto en HSPA + o CDMA EV-DO celular la tecnología.

Chip gprs

Señal gprs.- La obtención de datos será mediante señal GPRS, General Packet Radio Service (GPRS) o servicio general de paquetes vía radio; la cual presenta las siguientes características:

- Transmisión de datos mediante conmutación de paquetes.
- Una conexión GPRS está establecida por la referencia a su nombre del punto de acceso (APN).
- Para fijar una conexión de GPRS para un módem, un usuario debe especificar un APN, un nombre y contraseña de usuario, y una dirección IP, toda proporcionado por el operador de red.

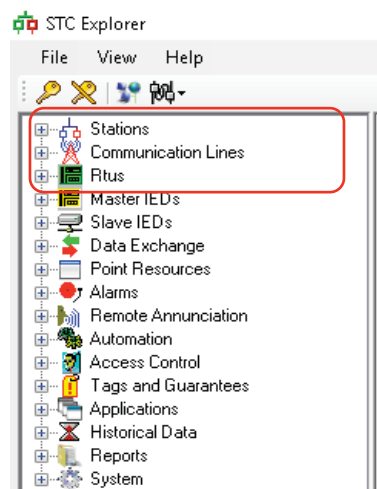
- La transferencia de datos de GPRS se cobra por volumen de información transmitida (en kilo o megabytes).
- La tecnología GPRS como bien lo indica su nombre es un servicio (Service) orientado a radio enlaces (Radio) que da mejor rendimiento a la conmutación de paquetes (Packet) en dichos radio enlaces.

4.2.6.1. Integración del módulo de EPM al SCADA

En esta parte se describirán las acciones para la integración del tablero del Relé al SCADA y para esto describiremos la creación de la base de datos en la librería del SCADA Explorer la cual nos permitirá editar los tres puntos más importantes para esta parte las cuales son: crear la Estaciones maestras, líneas de comunicación y RTUs.

Esta base de datos nos permitirá un interfaz y una vista grafica cómoda para la edición de la base de datos del SCADA.

Figura 49: Árbol de la base de datos del SCADA Explorer



Fuente: *Elaboración propia*

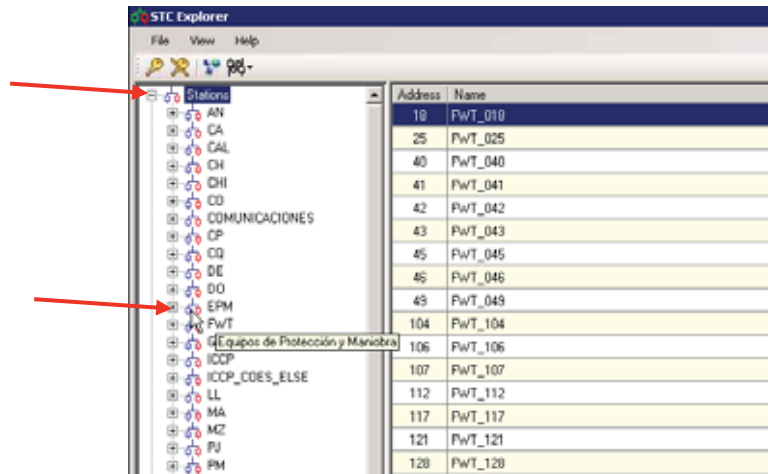
4.2.6.1.1. Creación de la estación maestra

i) Creación de la estación

Como se había mencionado en el capítulo 2.5.3, la estación maestra, es el que centraliza la supervisión, control de las operaciones y funcionamiento de un número determinado de estaciones remotas. Para el presente estudio la estación maestra se encuentra, conformada de dos servidores (Host A y Host B), instalados en la oficina central de Electro Sur Este SAA. Para la creación, edición y administración de la base de datos se requiere de un usuario y contraseña que se maneja de manera confidencial por los encargados del centro de control.

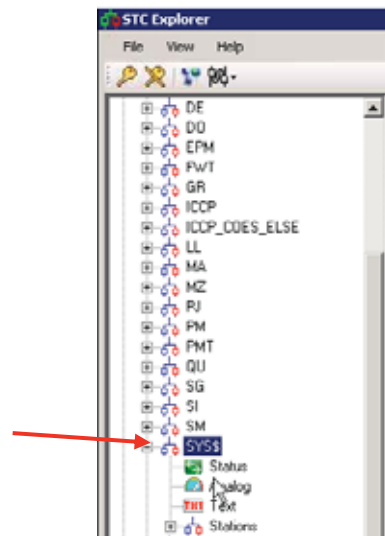
Una vez ingresado con las credenciales para acceder al software se crea las estaciones dando un clic derecho a la pestaña stations, cabe mencionar que cada estación tendrá su línea de comunicación y será asociada en el mismo árbol con la carpeta en la carpeta SYSS\$.

Figura 50: Vista de la carpeta de estaciones y EPM,



Fuente: Elaboración propia

Figura 51: Vista de la carpeta de la línea de comunicación de EPM,

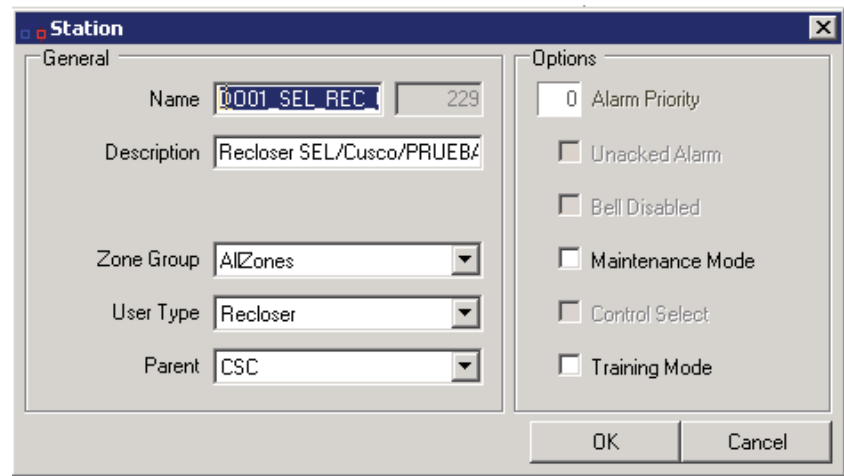


Fuente: Elaboración propia

Para crear una estación se deberá tener en cuenta un código único para cada EPM y tendrá que ser asociado a un alimentador y su respectivo sistema eléctrico así como la marca del equipo. Para nuestro caso

práctico se asignara el nombre; DO01_SEL_REC_0001_PRUEBA, donde: DO01 es el alimentador Dolores 01, SEL es la marca del equipo, REC es un Recloser y 0001_PRUEBA es el código único del equipo.

Figura 52: Vista de la pestaña para la creación de una estación



Fuente: Elaboración propia

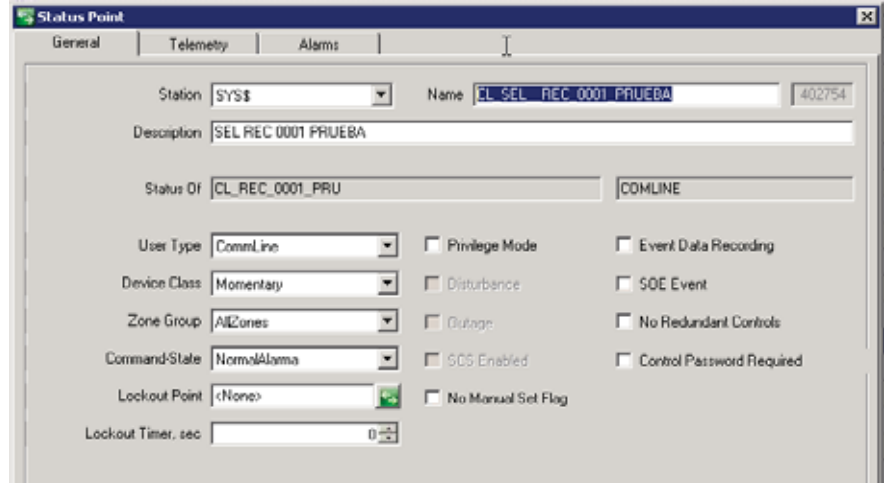
En el campo Zone Group deberá ser seleccionado en AllZones, User Type es el tipo de equipo y para nuestro caso es un Recloser, y en el campo Parent se seleccionara CSC (Cusco) finalmente se da clic para crear la estación.

ii) Creación de seudo puntos para la línea de comunicación

En esta parte crearemos el seudo punto de la línea de comunicación para la estación maestra y el RTU, para esto se creara un carpeta principal de nombre SYSS\$ ver Figura 54-c.

Una vez creada la estación, en la carpeta SYS\$ encontraremos la sub carpeta con nombre: CL_SEL_REC_0001_PRUEBA.

Figura 53: Vista de la pestaña para la creación del seudo punto para la línea de comunicación para la estación



Fuente: Elaboración propia

De la Figura 62 se deberán llenar los campos con la siguiente información:

Station.- SYS% que es la carpeta principal de la línea de comunicación la cual creamos anteriormente,

Name.- El nombre de la línea de comunicación,

Description.- Es una breve descripción de la línea de comunicación,

User Type.- Commline, que deberá estar en la opción línea de comunicación,

Device Class.- Momentary, ya que la línea de comunicación es momentánea,

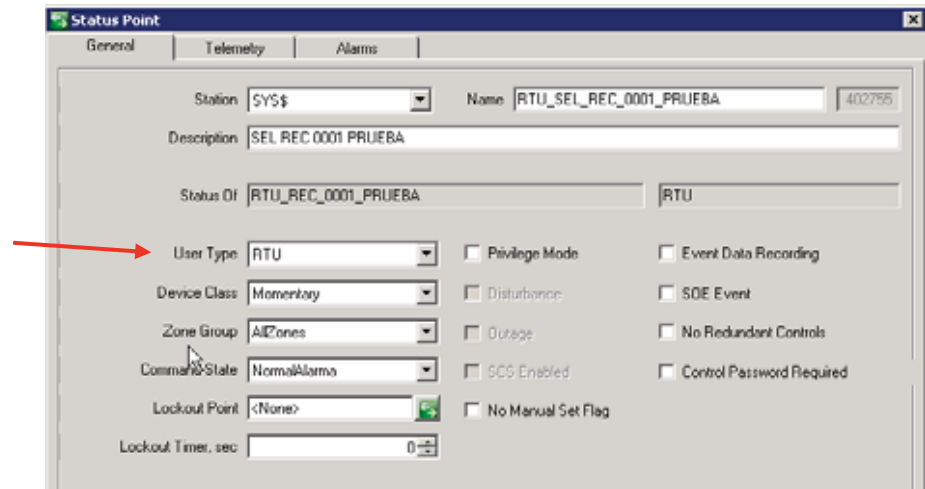
Command State.-AllZones, por lo general las líneas de comunicación están configuradas en todas las zonas,

Comman-State.- NormalAlarma, por ser una señal se elige la opción mencionada,

Terminado el llenado de los campos damos OK, y estará creado el seudo punto la línea de comunicación para la estación.

Ahora procederemos a crear el seudo punto de la línea de comunicación para el RTU la cual será de manera similar que para la estación. Solo se cambian el nombre, la descripción y el user type que para este caso deberá ser seleccionado en la opción RTU según muestra la figura.

Figura 54: Vista de la pestaña para la creación del seudo punto de la línea de comunicación para el RTU



Fuente: Elaboración propia

Cabe mencionar que una vez creadas las carpetas de línea de comunicaron no podrán ser eliminadas en vista que se encuentran asociadas a la estación.

4.2.6.1.2. Creación de RTU

Como bien se mencionó en el capítulo 2.5.3, para nuestro trabajo de investigación el RTU es el EPM, este será creado haciendo clic derecho en el icono RTU del software y presionando new, esta pestaña será completada con la siguiente información:

Name.- RTU_REC_0001_PRUEBA, es el nombre del RTU asignado

Description.- RTU Recloser SEL REC 0001 PRUEBA, una breve descripción de RTU

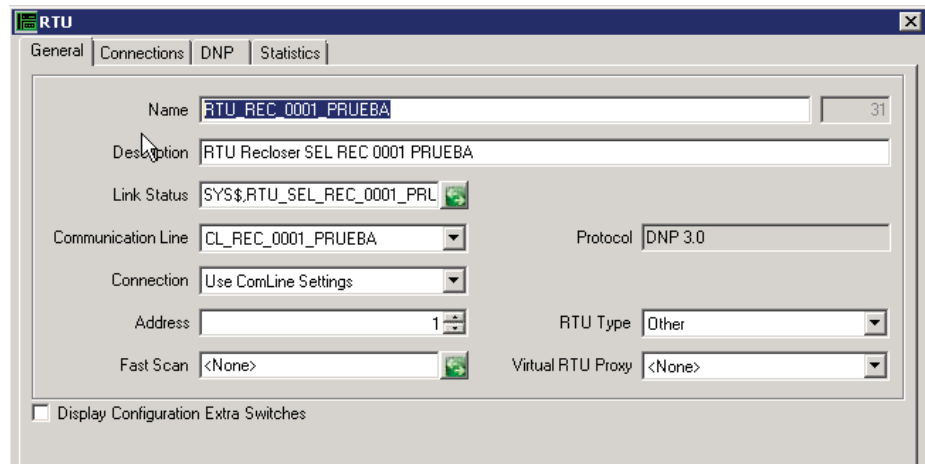
Link Status.- SYS\$RTU_SEL_REC_0001_PRUEBA, ésta se selecciona del árbol de opciones SYS% y status.

Communication Line.- CL_REC_0001_PRUEBA, se crea automáticamente.

Connection-Use ComLine settings

Address 1, Es la dirección a la cual está asignada el RTU

Figura 55: Vista de la pestaña para la creación del RTU



Fuente: Elaboración propia

i) Creación de la línea de comunicación

Una de las partes más importantes es la creación de la línea de comunicación ya que esta opción nos permitirá configurar remotamente el modem, esta pestaña será completada con la siguiente información:

Name.- CL_REC_0001_PRUEBA

Description.- Line de Comunicación SEL/Cusco/DO01/Prueba, es una breve descripción de la marca, la ubicación, el alimentador y el nombre del EPM

Link Status.- SYSSCL_SEL_REC_000_PRUEBA, la cual será seleccionada del árbol de datos.

Protocol.- DNP3.0, se seleccionara el protocolo de comunicación DNP 3.0

Connection.- TCP/IP, ya que se utilizara el tipo de cableado Ethernet en el tablero del relé.

Autostar.- check, para que se auto inicie la línea de comunicación o cuando se reinicie el servidor.

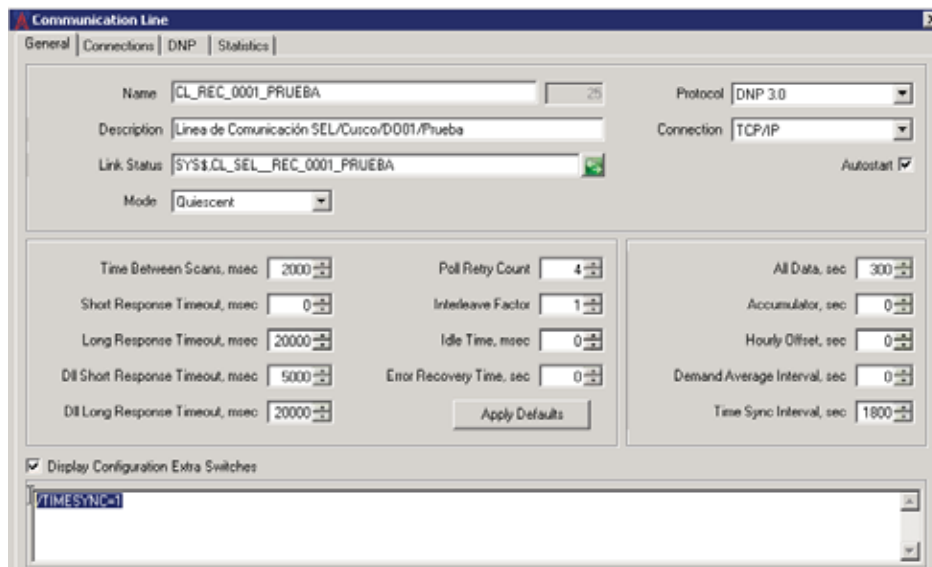
All Data sec.- 300, es el periodo de barrido periódico de toda la información de datos digitales y analógicos, cada 5 minutos.

Time between Scans, msec- 2000, periodo de barrido de las muestras específicas, cada 2 segundos

Long Response Timeout, msec.- 20000, es el tiempo de espera para la respuesta de un paquete de datos, esto dependerá del tipo de señal y la zona de donde se está ubicado el equipo, y será cada 20segundos

Display Configuration Extra Switches.-/TIMESYNC=1, es incluido para que el servidor agregue el tiempo de sincronización y los paquetes de datos vienen con estampas de tiempo.

Figura 56: Vista de la pestaña de creación de la línea de comunicación del EPM



Fuente: Elaboración propia

Luego para la figura 66 completaremos los campos con los siguientes datos:

Connections,

A.- Se colocara el IP del CHIP del modem

Port.-1024, es un puerto serial que se designa en el modem.

Las pestañas DNP y Statistics serán llenados automáticamente por el software.

Figura 57: Pestaña para llenado de IP y puerto del modem



Fuente: Elaboración propia

Una vez creada la línea de comunicación las opciones Autostart y Active deberán estar con check, esto nos indica que están conectados al SCADA.

Figura 58: Vista del árbol de base de datos que muestra la confirmación de conexión de la línea de comunicación

Name	Description	Protocol	Autostart	Active
DL_REC_000_PRESA	Línea de Comunicación SEL/Casco 0007.Pres	DNP 3.0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Fuente: Elaboración propia

ii) Creación de los puntos

La creación de los puntos es otra parte muy importante para completar la base de datos del SCADA, en esta parte se insertaran los datos analógicos y digitales de los datos del tablero del relé conectado al EPM, que se encuentra en campo. Esta información será extraída del

relé que fue configurado por personal de ELSE. Cada dato será llenado a partir de la información de la configuración del tablero del relé.

Figura 59: Vista de la pestaña de datos digitales del Relé

Name	Description
50	Disparo por Sobrecorriente Instantánea
51	Disparo por Sobrecorriente Temporizada
91__	Disparo por Subfrecuencia
AC_PWR	Alimentación AC
ALT_ST	Ajustes Alternativos
AUX1__	Auxiliar 1
AUX2__	Auxiliar 2
BAT__F	Falla de Alimentación con Baterías
CTL__	Control de Recloser Habilitado
CY__	Recierre en Progreso (Cycle)
G_BLOC	Protección de Falla a Tierra
HOT_LI	Bloqueo Local a la Operación
LO__	Recloser Bloqueado
LocRem	Posición Selector
REC_EN	Autorecieme
Recloser	Reconector
REL_AL	Relé de Diagnóstico
REL_OP	Operación Relé de Diagnóstico
RESET__	Recloser Listo para el Recierre
SEF__	Disparo de Falla a Tierra Sensible (SEF)
Trip_G	Neutro en Falla
Trip_R	Fase R en Falla
Trip_S	Fase S en Falla
Trip_T	Fase T en Falla
TRP__	Disparo General

Fuente: Elaboración propia

Figura 60: Vista de la pestaña de datos analógicos del Relé

Name	Description
3kVa	kVA Total
3kVar	kVar Total
3kW	kW Total
Fdp_Tot	Factor de Potencia Total
In	Corriente Fase N
Ir	Corriente Fase R
Is	Corriente Fase S
It	Corriente Fase T
Vr	Tensión Fase R
Vs	Tensión Fase S
Vt	Tensión Fase T

Fuente: Elaboración propia

iii) Visualización de aplicativos digitales y analógicos

En esta pestaña encontraremos los estados y datos en tiempo real de los datos analógicos y digitales del tablero del relé.

Figura 61: Vista de la pestaña de estado de datos analógicos del tablero del relé.

Name	Description	Value	C	Unit	Limit	Nak	RTU	A.B.C.D	Dev.Class
0001_SEL_REC_0001_PRUEBA.3W	Kw Total	0.000000	F	Kw	Norm		RTU_SBC_1005_E	19.30.0.0	Analog
0001_SEL_REC_0001_PRUEBA.3W	KVar Total	0.000000	F	KVAR	Norm		RTU_SBC_1005_E	29.30.0.0	Analog
0001_SEL_REC_0001_PRUEBA.3W	KVA Total	0.000000	F	KVA	Norm		RTU_SBC_1005_E	15.30.0.0	Analog
0001_SEL_REC_0001_PRUEBA.V	Tension Fase T	0.000000	F	KV	Norm		RTU_SBC_1005_E	6.30.0.0	Analog
0001_SEL_REC_0001_PRUEBA.V	Tension Fase S	0.000000	F	KV	Norm		RTU_SBC_1005_E	5.30.0.0	Analog
0001_SEL_REC_0001_PRUEBA.V	Tension Fase R	0.000000	F	KV	Norm		RTU_SBC_1005_E	4.30.0.0	Analog
0001_SEL_REC_0001_PRUEBA.In	Corriente Fase N	0.000000	F	A	Norm		RTU_SBC_1005_E	3.30.0.0	Analog
0001_SEL_REC_0001_PRUEBA.In	Corriente Fase T	0.000000	F	A	Norm		RTU_SBC_1005_E	2.30.0.0	Analog
0001_SEL_REC_0001_PRUEBA.In	Corriente Fase S	0.000000	F	A	Norm		RTU_SBC_1005_E	1.30.0.0	Analog
0001_SEL_REC_0001_PRUEBA.In	Corriente Fase R	0.000000	F	A	Norm		RTU_SBC_1005_E	0.30.0.0	Analog
0001_SEL_REC_0001_PRUEBA.Fdp	Factor de Potencia Total	0.000000	F	-	Norm		RTU_SBC_1005_E	27.30.0.0	Analog

Fuente: Elaboración propia

Figura 62: Vista de la pestaña de estado de datos digitales del tablero del relé.

RTU	A.B.C.D	C0	C1	TrnC	Description	Dev.C
RTU_RC_3001				6	Posición de Interruptor	Non-A
RTU_RC_3001	2.1.0.0			1248	Llave Local/Remoto	Sustai
RTU_RC_3001	16.1.0.0			0	Linea Sin Tension	Sustai
RTU_RC_3001	41.1.0.0			8	Estado Bloqueo Mecanico	Sustai
RTU_RC_3001	42.1.0.0			1214	Disparo Falla por Sobrecorriente Temporizada R	Momei
RTU_RC_3001	43.1.0.0			4	Disparo Falla por Sobrecorriente Temporizada L	Momei
RTU_RC_3001	44.1.0.0			8	Disparo Falla por Sobrecorriente Instantanea	Momei
RTU_RC_3001	45.1.0.0			32	Disparo Falla a Tierra Temporizada Rápida	Momei
RTU_RC_3001	46.1.0.0			2	Disparo Falla a Tierra Temporizada Lenta	Momei
RTU_RC_3001	47.1.0.0			10	Disparo Falla a Tierra Instantanea	Momei
RTU_RC_3001	50.1.0.0			1328	Disparo General	Momei
RTU_RC_3001	51.1.0.0			0	Falla de Rele	Sustai
RTU_RC_3001	52.1.0.0	1.12.1.121	1.12.1.141	16	Reconectador	Sustai
RTU_RC_3001	53.1.0.0			190	Falla de Fuente AC	Sustai
RTU_RC_3001	54.1.0.0			388	Advertencia	Momei
RTU_RC_3001	55.1.0.0			10	Falla Fuente DC	Sustai
RTU_RC_3001	56.1.0.0			1194	Apertura Fase R	Sustai
RTU_RC_3001	57.1.0.0			8	Apertura Fase S	Sustai
RTU_RC_3001	58.1.0.0			22	Apertura Fase T	Sustai
RTU_RC_3001	59.1.0.0			2	Disparo Falla a Tierra Sensible	Momei

Fuente: Elaboración propia

4.2.7. Operación interfaz grafica

Establecer los procedimientos para la operación de los equipos de protección y control a través de la interfaz gráfica en el centro de control de Electro Sur Este.

El presente documento detalla la Operación de la interfaz gráfica para la apertura y cierre del RC, lectura de puntos analógicos y puntos de estado.

4.2.7.1. Procedimiento para la operación de interfaz grafica

La interfaz gráfica WorldView de Survalent es una interfaz humana máquina que nos permite visualizar los puntos de estado y puntos analógicos de un determinado concentrador, terminal remoto, IED o línea de comunicación en campo, para de esta manera tener un control remoto de las variables mencionadas.

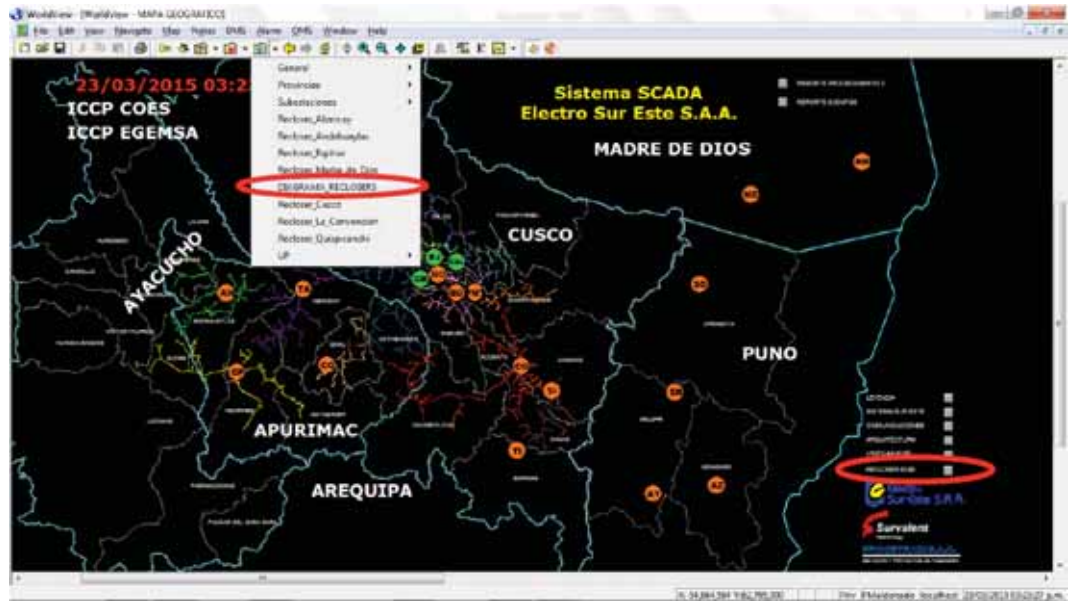
Es una manera más interactiva de visualizar y operar los equipos dentro de la red SCADA.

Para iniciar se da “Clic” en el ícono de acceso rápido ubicado en el escritorio de las Work Stations o accediendo por el menú Windows



Una vez ingresado a la aplicación, esta nos presenta la vista principal de la interfaz gráfica de ELSE

Figura 63: Vista de la pantalla el interfaz HMI de CC ELSE

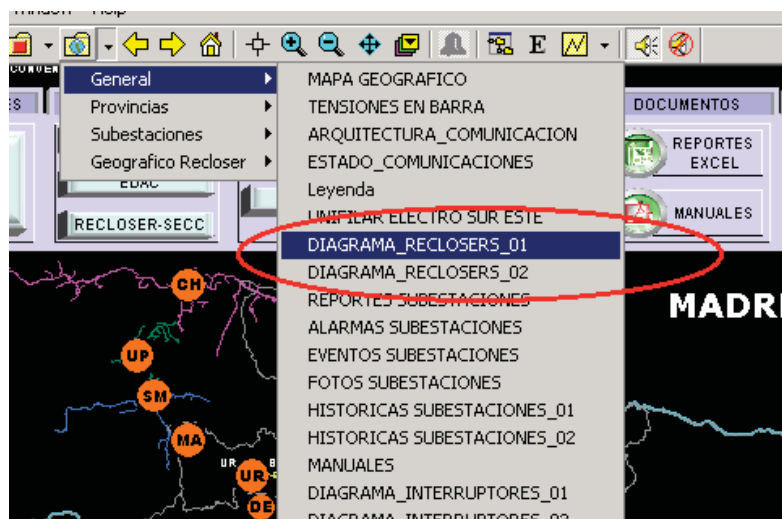


Fuente: Elaboración propia

Existen dos maneras de ingresar a la vista de equipos de maniobra:

1) A través de la pestaña de vistas

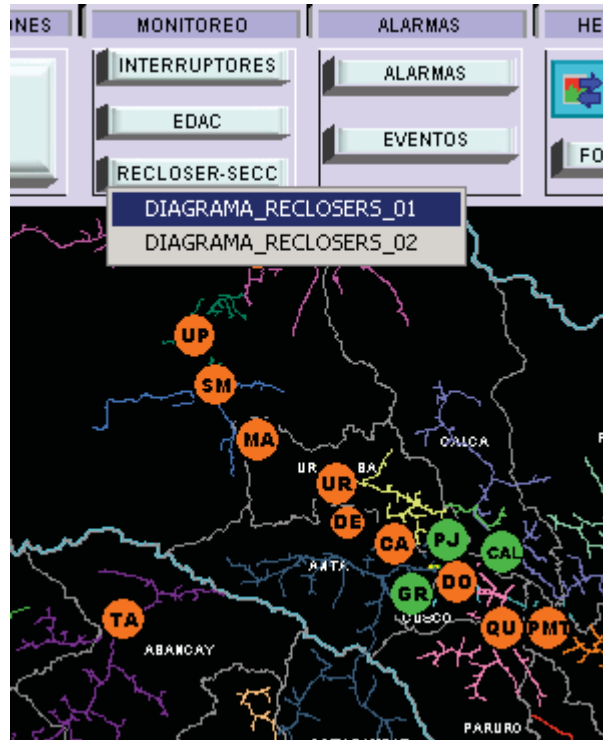
Figura 64: Vista de pestaña de selección del diagrama de RC



Fuente: Elaboración propia

2) A través del botón de acceso rápido ubicado en la paleta de control, dicho botón nos da la opción de mostrar los recloser por ZONAS o por PROYECTO.

Figura 65: Vista 2 de pestaña de selección del diagrama de RC



Fuente: Elaboración propia

Las partes que componen esta vista de equipos de protección son:

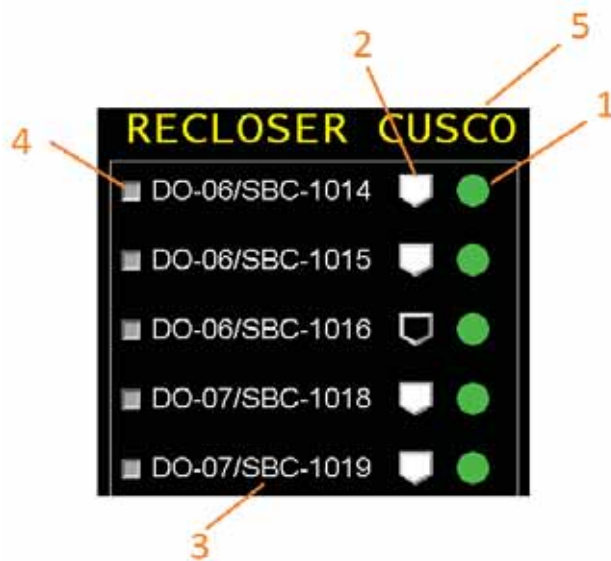
- 1) Estado de la Línea de comunicación. Cuando está en verde significa que la línea se encuentra activa y cuando está en rojo que se encuentra inactiva.
- 2) Estado del reconectador. Cuando el pentágono se encuentra lleno significa que el reconectador se encuentra cerrado y cuando se encuentra vacío se encuentra abierto.

3) Nombre del equipo; además, nos permite acceder al panel de control del equipo.

4) Nombre del departamento donde se encuentra el equipo.

5) Región donde se ubica el Reconectador

Figura 66: Vista del estado del EPM



Fuente: Elaboración propia

Los paneles de control son ventanas emergentes que nos muestra el panel frontal de los equipos y que permitirán al operador tener control remoto del equipo así como la lectura de sus puntos analógicos y de estado.

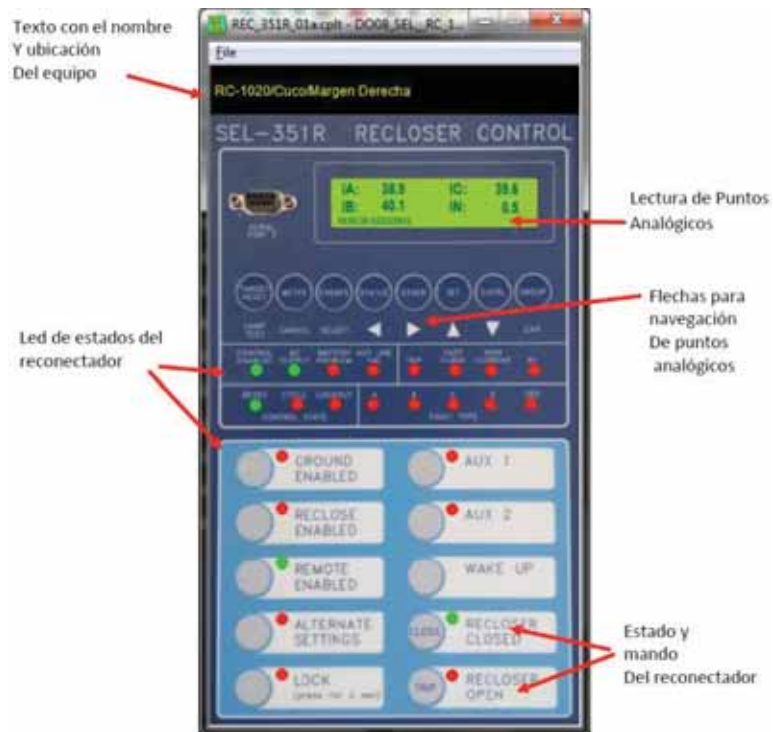
Estos paneles de control permiten la navegación a través de sus teclas direccionales, como lo haría en un panel frontal de los equipos en campo.

4.2.7.1.1. Paneles de Control

Los paneles de control son ventanas emergentes que simulan los paneles frontales de cada uno de los tipos de equipo de maniobra integrados a la red SCADA.

- Estos paneles nos permite visualizar los valores de los puntos de estado y puntos analógicos de los equipos.
- También nos permite ver el unifilar del sistema de recloser.
- Por último, en los paneles de control también nos permite realizar mando o control del estado del reconectador (apertura y cierre) y de los puntos de estado que lo posean.

Figura 67: Vista del tablero del rele del HMI



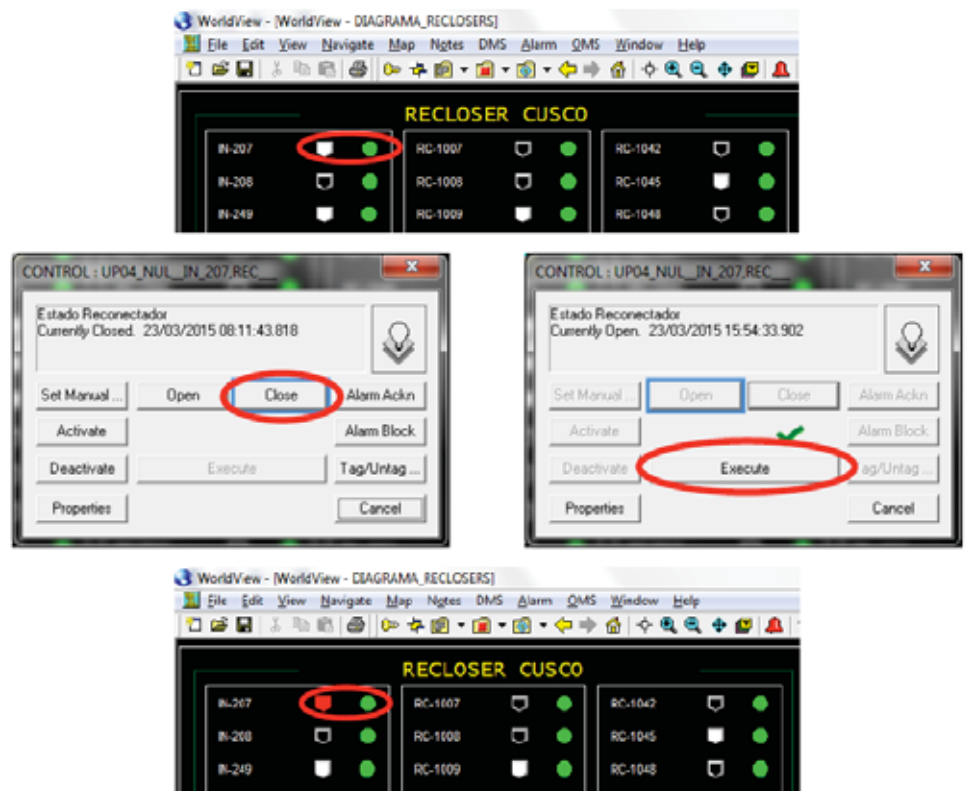
Fuente: Elaboración propia

Control de estados:

Existen cuatro formas de realizar control del estado de los equipos de maniobra (apertura y cierre):

- i. Mediante el control directo desde el ícono que representa el estado del RC (imagen del pentágono), el cual nos despliega una ventana de diálogo (dialog Box), que nos muestra los mandos a ejecutar. La interfaz gráfica, adicionalmente, presenta una confirmación del mando (ver figura 76). Una muestra que se ejecutó el mando es que el símbolo del RC empezará a parpadear en color rojo (ver figura 76).

Figura 68: Vista en HMI para apertura y cierre del RC

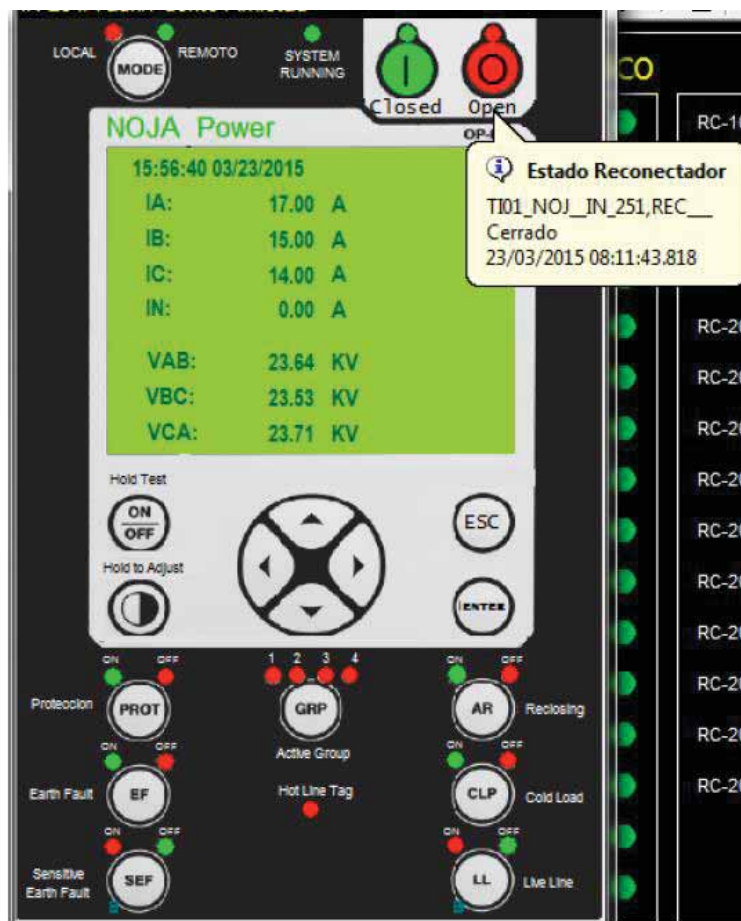


Fuente: Elaboración propia

ii. A través de los botones de estado y control del control panel de cada uno de los equipos de maniobra. Al igual que el mando anterior, te pide confirmación del mando.

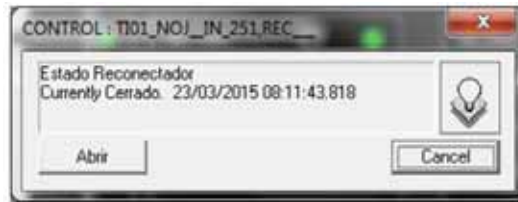
Cabe señalar que el cambio de estado también se visualiza en el símbolo del reconectado en la vista de equipos de maniobra.

Figura 69: Vista en HMI en estado cerrado del RC



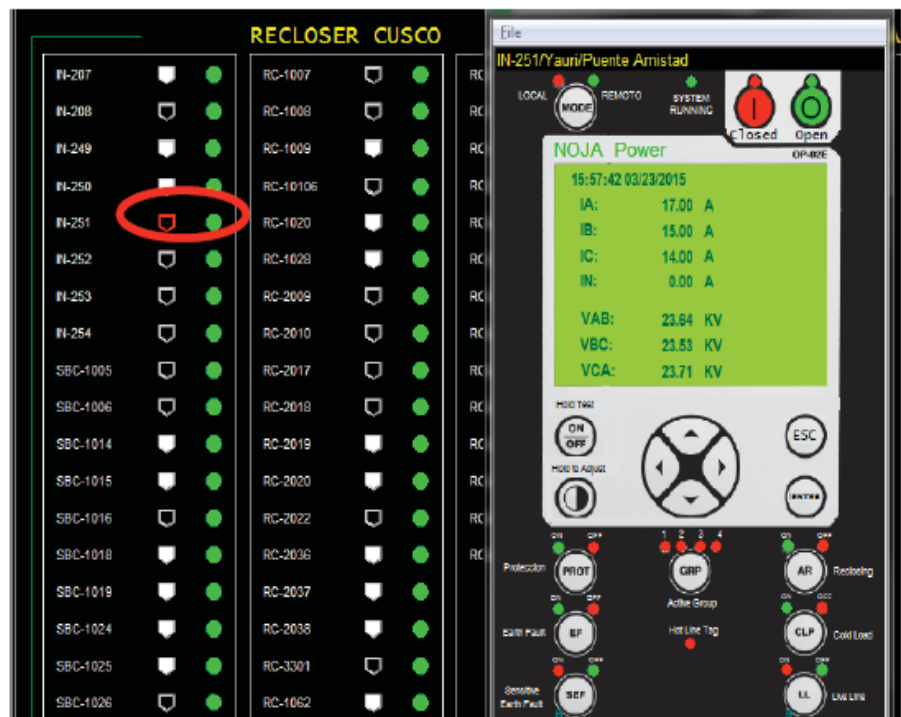
Fuente: Elaboración propia

Figura 70: Vista de la pestaña emergente del estado del RC



Fuente: Elaboración propia

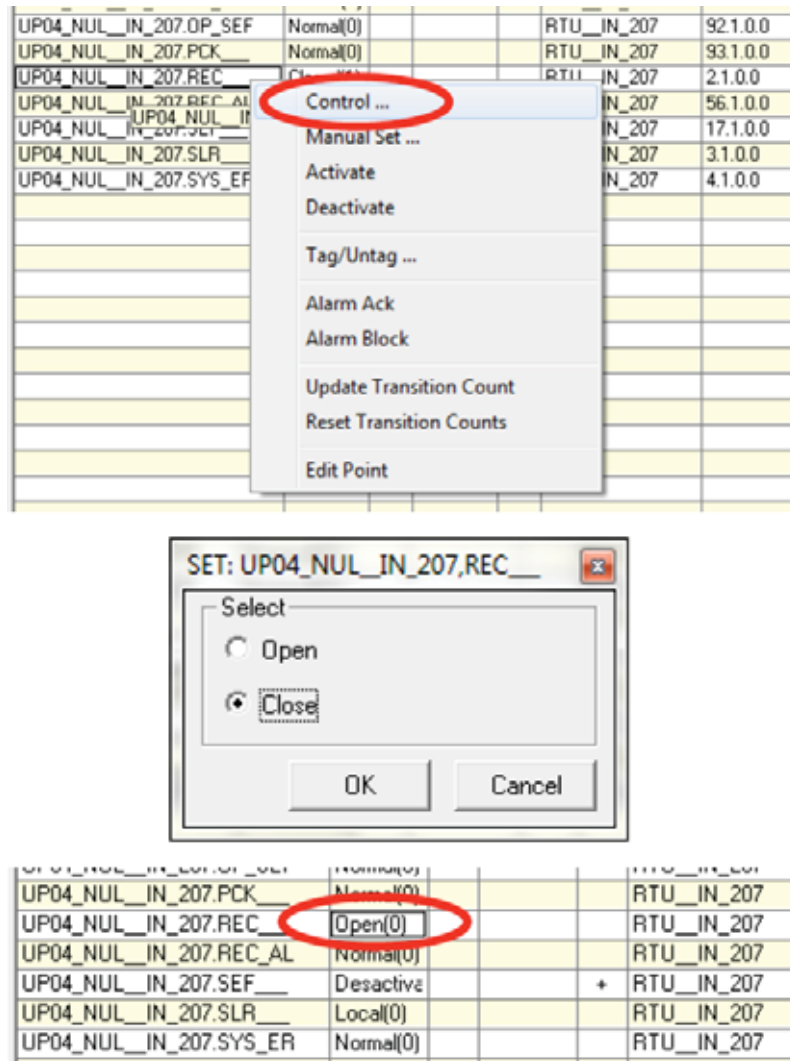
Figura 71: Vista en HMI en estado abierto del RC



Fuente: Elaboración propia

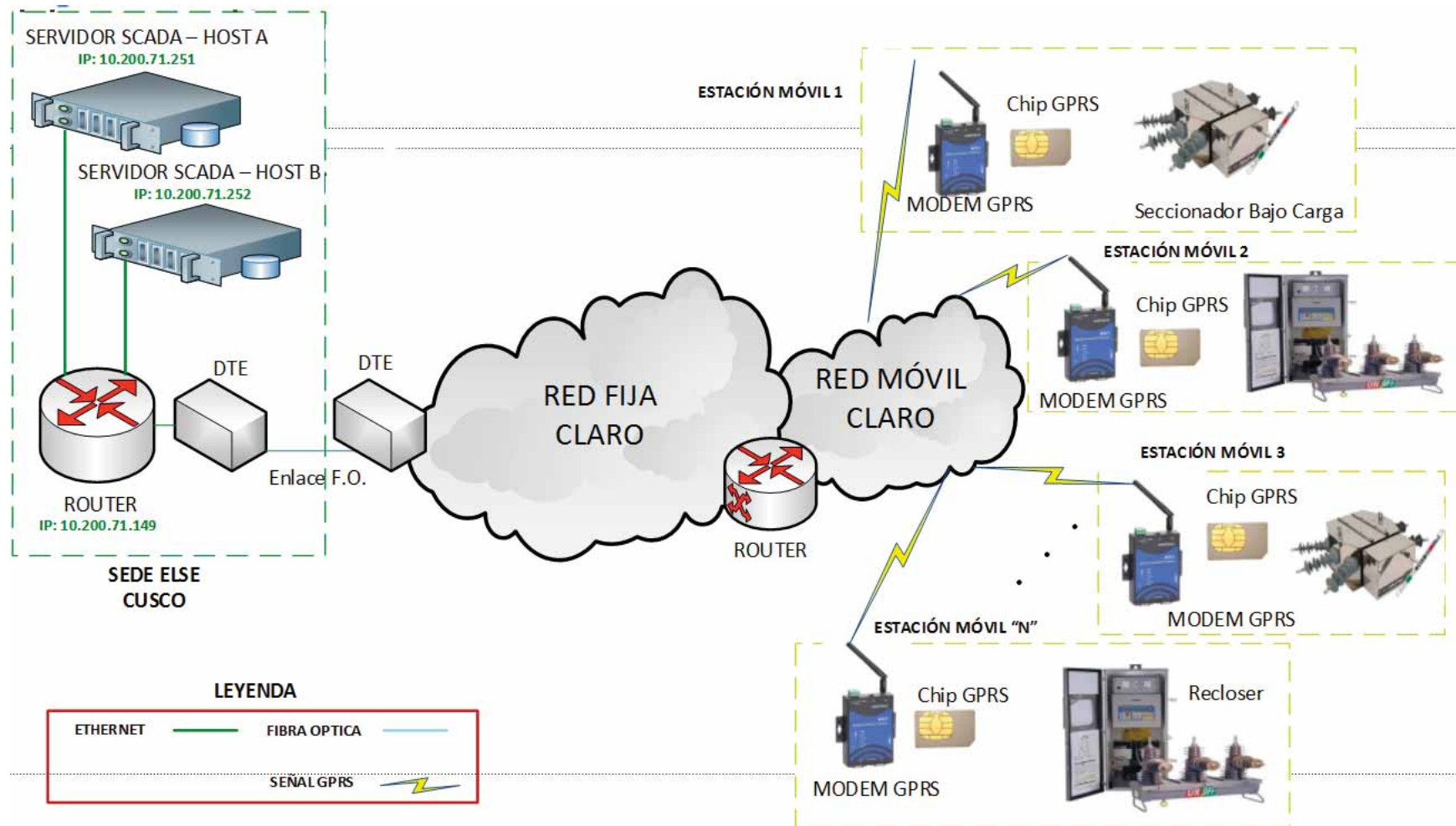
Para el control a partir de la base de datos creada en el SCADA Explorer se hace un clic derecho en el punto y seleccionar el mando a ejecutar. El punto cambiará de estado en las aplicaciones y en la interfaz gráfica.

Figura 72: Vista de la pestaña en la base de datos para operar el RC



Fuente: Elaboración propia

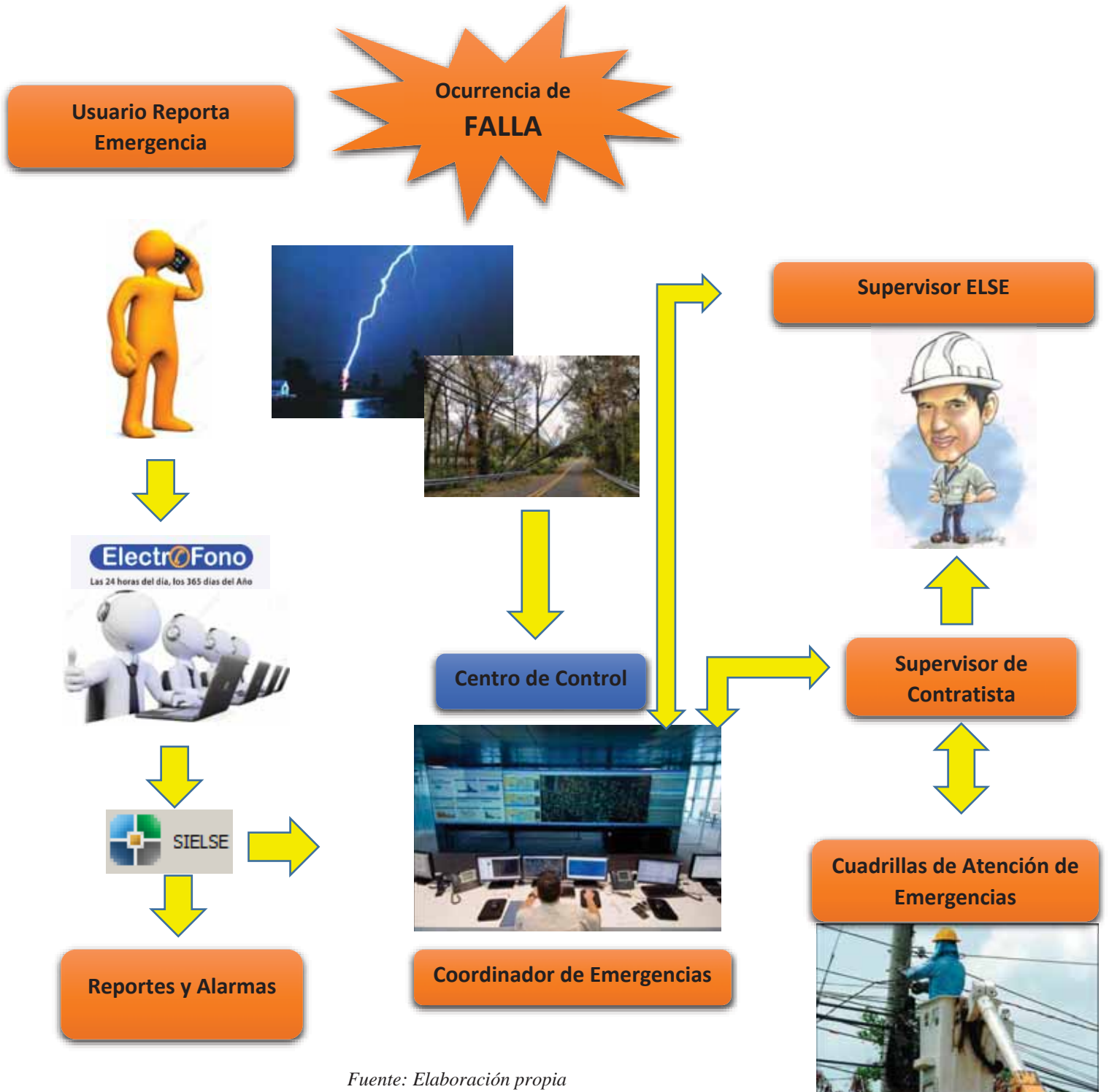
Figura 73: Arquitectura de comunicación del SCADA para la propuesta



Fuente: Elaboración propia

ESQUEMA DE ATENCION DE EMERGENCIAS PROPUESTO.- Al reportarse una falla se deberá seguir el siguiente procedimiento:

Figura 74: Esquema de atención de emergencias propuesto



Fuente: Elaboración propia

1. Recepcion de solicitud, o reclamo, reportado por el cliente, mediante el electrofono y demás plataformas (facilito, tukuy rikuy, etc.).
2. Alarma emitida por el SIELSE.
3. El centro de control realiza una verificación de la ausencia de servicio mediante información recibida mediante el SCADA y otros aplicativos online con información de parámetros en tiempo real.
4. A partir de ello, de ser identificada la falla, el centro de control realiza maniobras según el tipo., para reestablecer el servicio.

RESULTADOS DE LA PROPUESTA REALIZADA

- Tomando como referencia los catálogos y procedimientos de los fabricantes, se realizó la propuesta física de conexión en campo de los dispositivos que conforman un EPM, lo cual nos sugiere un correcto funcionamiento de los equipos.
- Luego de la propuesta de la conexión física se procedió a la configuración del módulo del EPM y modem, lo que nos permitirá maniobrar localmente el EPM
- Finalmente se muestra la comunicación entre la estación maestra (MTU) y remota (RTU) lo que nos permitirá maniobrar los EPM desde el centro de control de ELSE.

4.3. EJEMPLO APLICATIVO

El día 15 de Enero, se suscitaron dos eventos en el Alimentador DO01, el cual cuenta con una carga importante en el cerro Picchu donde se encuentran ubicadas las antenas de radio y televisión, este alimentador dentro de su infraestructura cuenta con opciones de interconexión disponibles ante cualquier evento, estos son los alimentadores CA03 y DO03 (ver figura 75).

Ocurrieron dos fallas para lo cual se tienen las siguientes maniobras de actuación:

Tabla 15

Secuencia de eventos y maniobras

HORA	SECUENCIA DE EVENTOS Y MANIOBRAS
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Apertura del recloser RC-1017 (Independencia) por actuación de su relé de protección de sobrecorriente de fases de tiempo inverso, actúa función 51 por falla bifásica entre fases "S" y "T" 82/2509/2447A. 2. Apertura del Disyuntor en SED 0010179 por falla en forma simultánea. 3. Carga afectada 2.2 MW
10:06	<ol style="list-style-type: none"> 4. Zonas Afectadas: Calle Almudena, Malampata, Quiscapata, Urb. Independencia, APV. Alto Qosqo, APV: Señor Quillque - Distrito de Santiago. 5. APV. Torrechayoc, Picchu Alto, Pueblo Libre, Antenas de Radio y TV cerro Picchu, APV: San Benito, Tierra Prometida, APV. Miraflores, Caminos del Inca, Arco TicaTica, Cruz Verde y aledaños Distrito de Cusco y Distrito de Ccorca.
10:08	Causa de la falla: Deterioro de Elemento de sujeción en seccionador tipo Cut Out, al momento de realizar la maniobra de apertura por corte programado.
10:26	Se verifica diagrama unifilar y estados de comunicación de los equipos de protección y maniobra al SCADA para las transferencias de carga a los alimentadores DO03 y CA03
10:30	Se procede a realizar apertura de los equipos de protección y maniobra: SBC-1005, RC-1008 en forma remota desde el centro de control, aislando el punto de falla para realizar maniobras de transferencia de carga. Personal Técnico de operaciones se dispone para la operación de la falla.
10:32	Se procede a realizar cierre de SBC-1006 en forma remota desde el Centro de Control, recuperando el servicio en forma parcial y priorizando las instalaciones de Antenas de Telecomunicaciones (transferencia de carga al alimentador DO03).
10:33	Se procede a realizar cierre de SBC-1004 (Interconexión DO01-CA03) en forma remota desde el Centro de Control, de esta manera se recupera el servicio de forma parcial hasta el RC-1008(transferencia de carga al alimentador CA03).

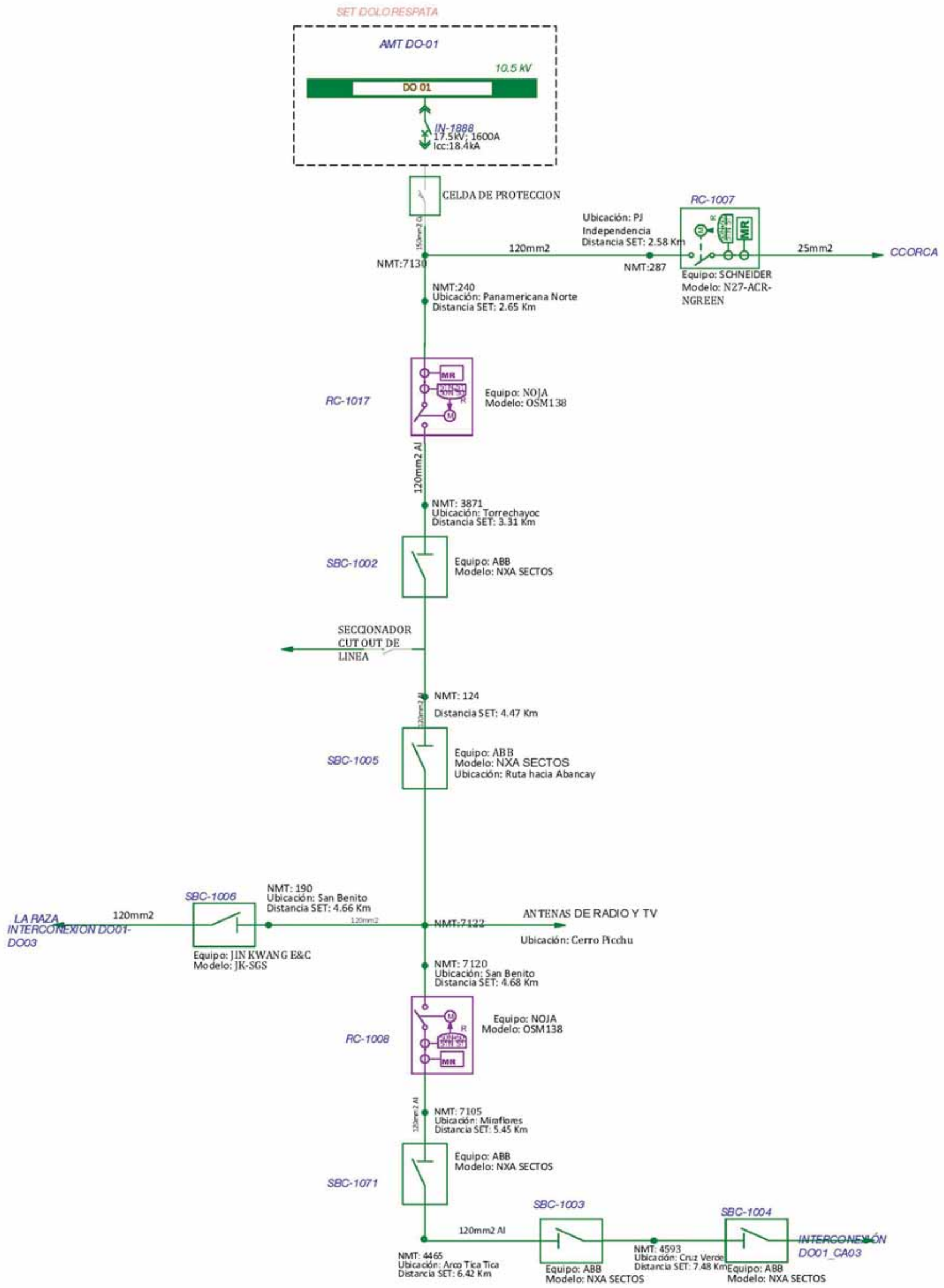
10:53	Personal técnico concluye los trabajos de reparación del punto de falla y confirma disponibilidad para energización de la línea.
10:54	Cierre sin éxito desde disyuntor en la SED 0010179 por actuación de su relé de protección de sobrecorriente de fases de tiempo inverso, actúa función 51 por falla bifásica entre fases "S" y "T" 68/4741/4825A.
11:00	Personal técnico procede a realizar revisión de línea de media tensión, encontrando otro punto de falla en empalme aéreo de conductor desnudo y cable autoportante (falla en conectores por sobrecorriente).
11:15	Se procede a realizar maniobra de cierre de SBC-1005 con éxito para recuperar el servicio en forma parcial hasta el RC-1017(Transferencia de carga al alimentador DO03).
12:12	Personal técnico de operaciones concluye con los trabajos de reparación de la falla y confirma disponibilidad para energización de la línea.
12:13	Cierre exitoso desde disyuntor en la SED 0010179, de esta manera se reestablece el servicio al 100% en el alimentador.
12:20	Se realizan maniobras de restablecimiento de la configuración normal de todos los alimentadores involucrados sin corte de energía y en forma remota desde el sistema SCADA en el centro de control.

Fuente: Elaboración Propia

Las especificaciones del estudio de protecciones del alimentador DO01, se detallan en el

Anexo 03.

Figura 75: Diagrama unifilar de alimentadores DO01, DO03 y CA03, secciones de línea donde se suscitó el evento.



Fuente: Elaboración propi

CAPITULO V

ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE LA PROPUESTA

5.1. ANÁLISIS DEL TIEMPO DE REPOSICIÓN DEL SERVICIO.

El tiempo de reposición del servicio depende de distintos factores ya explicados en el capítulo III; los cuales no se pueden predecir, por lo tanto no podrán ser tipificados ni generalizados.

Por lo que, realizaremos el análisis de las interrupciones ocurridas en el año 2015 de manera individual.

Según el tiempo de reposición del servicio y las acciones tomadas para su corrección, denominaremos a las interrupciones de la siguiente manera:

5.1.1. Interrupciones temporales

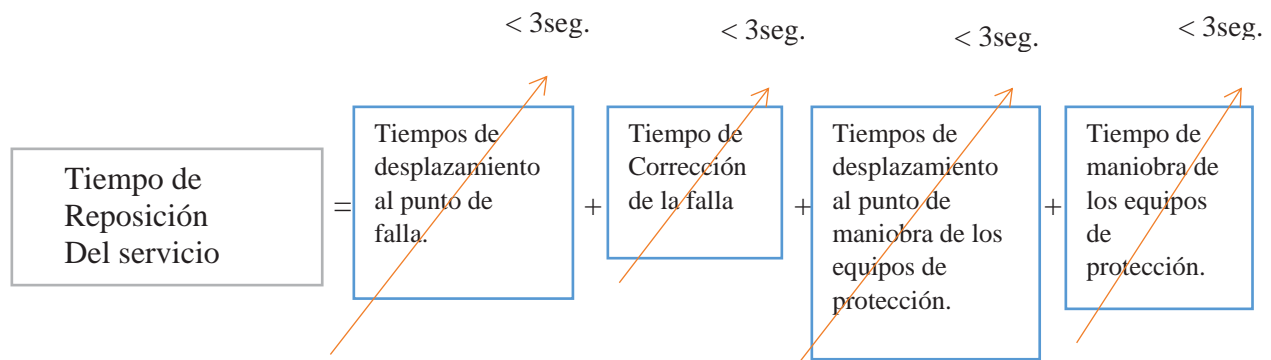
Según el manual de procedimientos para atención de emergencias, las interrupciones temporales son aquellas que no requieren alguna intervención local.

Por lo que:

Al contar con nuestros equipos de protección y maniobra comunicados con el SCADA, se procederá a maniobrar de manera remota en tiempo real. Considerando el tiempo de reposición del servicio igual al tiempo de toma de decisiones del operador y la operación en visor del SCADA, siendo este tiempo total menor o igual a 3 minutos, y finalmente estos ya no deberían ser considerados en el cálculo de los indicadores de performance.

Siendo 104 interrupciones temporales, del universo de 300.

Figura 76: Esquema del tiempo de reposición del servicio Interrupciones Temporales.



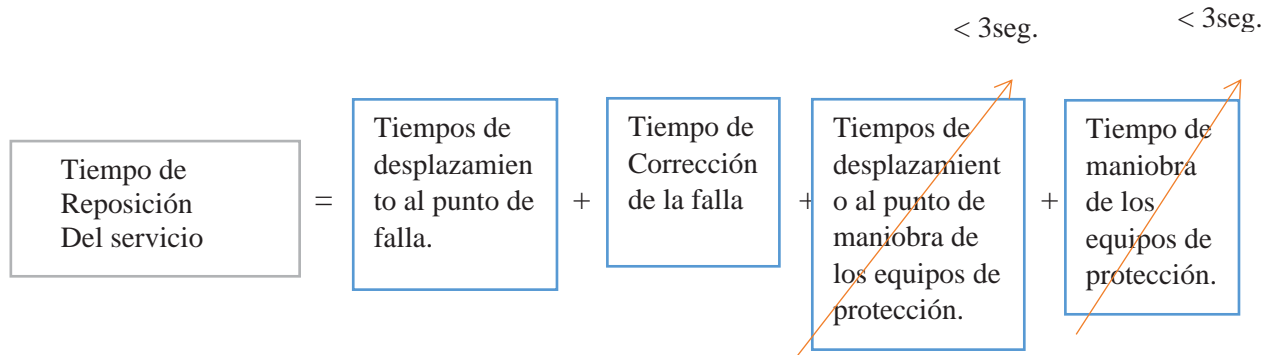
Fuente: Elaboración propia

5.1.2. Interrupciones permanentes

Son aquellas que requieren la intervención local para solucionar la falla, como por ejemplo: la caída del poste a la línea, necesariamente se necesitara que la cuadrilla de emergencia tome acciones en campo para reponer el servicio. Incluso las interrupciones programadas que encuentran dentro.

Entonces la disminución del tiempo de reposición del servicio estará dada solo en los tiempos de desplazamiento al punto de maniobra de los equipos de protección y el tiempo de maniobra de los equipos de protección.

Figura 77: Esquema de tiempo de reposición del servicio Interrupciones permanentes.



Fuente: Elaboración propia

Por lo que, se hará un análisis de cada interrupción permanente, para realizar el cálculo de desplazamiento al punto de maniobra.

Siendo 196 interrupciones permanente, del universo de 300.

Según el análisis para cada tipo de interrupción el tiempo promedio de maniobra de los equipos es de 30 minutos, independientemente del equipo que se vaya a maniobrar, esto incluye el tiempo de desplazamiento al punto de maniobra del equipo.

Por lo que, los tiempos de duración de las interrupciones disminuirán como sigue, y a partir de ello podemos calcular los nuevos indicadores.

Tabla 16

Detalle de Interrupciones permanentes suscitadas durante el año 2015

N°	SISTEMA ELECTRICO	CODIGO	CODIGO INTERRUPCION	DURACION DE LA INTERRUPCION ANTES DE LA AUTOMATIZACION (HRS.)	TIPO DE FALLA	DURACION DE LA INTERRUPCION DESPUES DE LA AUTOMATIZACION (HRS.)
1	ESE	SE0032	11500002	1.83	P	1.33
2	ESE	SE0032	11500061	1.67	P	1.17
3	ESE	SE0032	11500089	3.42	P	2.92
4	ESE	SE0032	11500096	1.82	P	1.32
5	ESE	SE0032	11500101	2.5	P	2
6	ESE	SE0032	11500103	1.67	P	1.17
7	ESE	SE0032	11500138	5	P	4.5
8	ESE	SE0032	11500144	6	P	5.5
9	ESE	SE0032	11500150	2	P	1.5
10	ESE	SE0032	11500151	3.25	P	2.75
11	ESE	SE0032	11500152	5	P	4.5
12	ESE	SE0032	11500154	3.73	P	3.23
13	ESE	SE0032	11500167	8.75	P	8.25
14	ESE	SE0032	11500157	7.27	P	6.77
15	ESE	SE0032	11500160	4	P	3.5
16	ESE	SE0032	11500163	4.75	P	4.25
17	ESE	SE0032	11500165	2.5	P	2
18	ESE	SE0032	11500166	2.33	P	1.83
19	ESE	SE0032	11500174	3.3	P	2.8
20	ESE	SE0032	11500176	1.62	P	1.12
21	ESE	SE0032	11500192	2.95	P	2.45
22	ESE	SE0032	11500196	6.5	P	6
23	ESE	SE0032	11500268	2.88	P	2.38
24	ESE	SE0032	11500269	2.13	P	1.63
25	ESE	SE0032	11500198	2.4	P	1.9
26	ESE	SE0032	11500200	1.68	P	1.18
27	ESE	SE0032	11500207	2.83	P	2.33
28	ESE	SE0032	11500212	1.97	P	1.47
29	ESE	SE0032	11500223	2.45	P	1.95
30	ESE	SE0032	11500251	5.48	P	4.98
31	ESE	SE0032	11500300	7.64	P	7.14
32	ESE	SE0032	11500284	3.63	P	3.13
33	ESE	SE0032	11500285	6.2	P	5.7
34	ESE	SE0032	11500286	5	P	4.5
35	ESE	SE0032	11500288	4.5	P	4
36	ESE	SE0032	11500287	2.17	P	1.67
37	ESE	SE0032	11500289	1.9	P	1.4
38	ESE	SE0032	11500291	1.98	P	1.48
39	ESE	SE0032	11500292	3.37	P	2.87
40	ESE	SE0032	11500296	2.23	P	1.73
41	ESE	SE0032	11500297	6.68	P	6.18
42	ESE	SE0032	11500317	2	P	1.5
43	ESE	SE0032	11500319	6	P	5.5
44	ESE	SE0032	11500325	3.78	P	3.28
45	ESE	SE0032	11500334	5.96	P	5.46
46	ESE	SE0032	11500353	3	P	2.5
47	ESE	SE0032	11500355	2.4	P	1.9
48	ESE	SE0032	11500359	2.88	P	2.38
49	ESE	SE0032	11500362	6	P	5.5
50	ESE	SE0032	11500363	2.33	P	1.83
51	ESE	SE0032	11500401	1.98	P	1.48
52	ESE	SE0032	11500365	2.42	P	1.92
53	ESE	SE0032	11500367	4.33	P	3.83
54	ESE	SE0032	11500404	3.33	P	2.83
55	ESE	SE0032	11500405	2.65	P	2.15
56	ESE	SE0032	11500409	2.63	P	2.13
57	ESE	SE0032	11500410	6	P	5.5
58	ESE	SE0032	11500411	1.97	P	1.47
59	ESE	SE0032	11500412	2.5	P	2
60	ESE	SE0032	11500413	4.68	P	4.18
61	ESE	SE0032	11500414	1.87	P	1.37
62	ESE	SE0032	11500423	3.33	P	2.83
63	ESE	SE0032	11500428	4.83	P	4.33
64	ESE	SE0032	11500432	3.5	P	3
65	ESE	SE0032	11500452	3.5	P	3
66	ESE	SE0032	11500466	4.9	P	4.4
67	ESE	SE0032	11500449	4.08	P	3.58
68	ESE	SE0032	11500454	3.92	P	3.42
69	ESE	SE0032	11500450	3.48	P	2.98
70	ESE	SE0032	11500457	3.85	P	3.35
71	ESE	SE0032	11500458	3.85	P	3.35
72	ESE	SE0032	11500459	2.95	P	2.45
73	ESE	SE0032	11500462	1.53	P	1.03
74	ESE	SE0032	11500473	3.73	P	3.23
75	ESE	SE0032	11500477	6	P	5.5
76	ESE	SE0032	11500520	1.98	P	1.48
77	ESE	SE0032	11500525	3.12	P	2.62
78	ESE	SE0032	11500528	1.57	P	1.07
79	ESE	SE0032	11500530	5.28	P	4.78
80	ESE	SE0032	11500532	2.5	P	2
81	ESE	SE0032	11500533	4.93	P	4.43
82	ESE	SE0032	11500537	3.88	P	3.38
83	ESE	SE0032	11500539	3.82	P	3.32
84	ESE	SE0032	11500541	3.98	P	3.48
85	ESE	SE0032	11500543	6.23	P	5.73
86	ESE	SE0032	11500557	3	P	2.5
87	ESE	SE0032	11500561	2.62	P	2.12
88	ESE	SE0032	11500562	5.73	P	5.23
89	ESE	SE0032	11500565	3.33	P	2.83
90	ESE	SE0032	11500573	3.73	P	3.23
91	ESE	SE0032	11500576	2.78	P	2.28
92	ESE	SE0032	11500579	4.5	P	4
93	ESE	SE0032	11500580	5.75	P	5.25
94	ESE	SE0032	11500610	2.65	P	2.15
95	ESE	SE0032	11500612	4.92	P	4.42
96	ESE	SE0032	11500613	4.17	P	3.67
97	ESE	SE0032	11500614	5	P	4.5
98	ESE	SE0032	11500619	4.2	P	3.7
99	ESE	SE0032	11500621	3.17	P	2.67
100	ESE	SE0032	11500622	5.75	P	5.25
101	ESE	SE0032	11500642	6.02	P	5.52
102	ESE	SE0032	11500631	4.13	P	3.63
103	ESE	SE0032	11500633	4.32	P	3.82
104	ESE	SE0032	11500687	10	P	9.5
105	ESE	SE0032	11500691	1.75	P	1.25
106	ESE	SE0032	11500694	4	P	3.5
107	ESE	SE0032	11500695	3.47	P	2.97
108	ESE	SE0032	11500698	2	P	1.5
109	ESE	SE0032	11500700	4.97	P	4.47
110	ESE	SE0032	11500701	4.73	P	4.23
111	ESE	SE0032	11500703	1.7	P	1.2
112	ESE	SE0032	11500704	4.92	P	4.42
113	ESE	SE0032	11500705	4.87	P	4.37
114	ESE	SE0032	11500726	1.93	P	1.43
115	ESE	SE0032	11500727	3.08	P	2.58
116	ESE	SE0032	11500739	2.5	P	2
117	ESE	SE0032	11500740	4	P	3.5
118	ESE	SE0032	11500742	6	P	5.5
119	ESE	SE0032	11500748	6.57	P	6.07
120	ESE	SE0032	11500766	3.33	P	2.83
121	ESE	SE0032	11500758	4	P	3.5
122	ESE	SE0032	11500768	5.25	P	4.75
123	ESE	SE0032	11500761	4.08	P	3.58
124	ESE	SE0032	11500762	2.25	P	1.75
125	ESE	SE0032	11500764	2.5	P	2
126	ESE	SE0032	11500778	2.15	P	1.65
127	ESE	SE0032	11500780	3.2	P	2.7
128	ESE	SE0032	11500784	3.97	P	3.47
129	ESE	SE0032	11500786	7	P	6.5
130	ESE	SE0032	11500788	3.58	P	3.08
131	ESE	SE0032	11500790	1.93	P	1.43
132	ESE	SE0032	11500793	5.83	P	5.33
133	ESE	SE0032	11500794	4.18	P	3.68
134	ESE	SE0032	11500795	1.65	P	1.15
135	ESE	SE0032	11500797	3.53	P	3.03
136	ESE	SE0032	11500798	4.58	P	4.08
137	ESE	SE0032	11500799	1.77	P	1.27
138	ESE	SE0032	11500800	3.5	P	3
139	ESE	SE0032	11500802	3.33	P	2.83
140	ESE	SE0032	11500804	7.87	P	7.37
141	ESE	SE0032	11500805	3.58	P	3.08
142	ESE	SE0032	11500806	10.33	P	9.83
143	ESE	SE0032	11500807	2	P	1.5
144	ESE	SE0032	11500808	3.62	P	3.12
145	ESE	SE0032	11500809	3.25	P	2.75
146	ESE	SE0032	11500814	4.3	P	3.8
147	ESE	SE0032	11500826	1.65	P	1.15
148	ESE	SE0032	11500827	3.5	P	3
149	ESE	SE0032	11500828	2	P	1.5
150	ESE	SE0032	11500829	1.77	P	1.27
151	ESE	SE0032	11500832	2.93	P	2.43
152	ESE	SE0032	11500830	1.68	P	1.18
153	ESE	SE0032	11500831	2.92	P	2.42
154	ESE	SE0032	11500836	6.83	P	6.33
155	ESE	SE0032	11500841	4.42	P	3.92
156	ESE	SE0032	11500845	3.25	P	2.75
157	ESE	SE0032	11500847	2.17	P	1.67
158	ESE	SE0032	11500852	2.83	P	2.33
159	ESE	SE0032	11500856	4.62	P	4.12
160	ESE	SE0032	11500858	3.42	P	2.92
161	ESE	SE0032	11500862	1.75	P	1.25
162	ESE	SE0032	11500866	2	P	1.5
163	ESE	SE0032	11500870	4.67	P	4.17
164	ESE	SE0032	11500871	4.47	P	3.97
165	ESE	SE0032	11500874	4.17	P	3.67
166	ESE	SE0032	11500881	5.92	P	5.42
167	ESE	SE0032	11500884	3.83	P	3.33
168	ESE	SE0032	11500895	3.62	P	3.12
169	ESE	SE0032	11500887	4	P	3.5
170	ESE	SE0032	11500889	4.17	P	3.67
171	ESE	SE0032	11500891	3.33	P	2.83
172	ESE	SE0032	11500892	3.25	P	2.75
173	ESE	SE0032	11500894	5	P	4.5
174	ESE	SE0032	11500901	2.02	P	1.52
175	ESE	SE0032	11500898	2.62	P	2.12
176	ESE	SE0032	11500899	3.75	P	3.25
177	ESE	SE0032	11500906	3.68	P	3.18
178	ESE	SE0032	11500908	2.33	P	1.83
179	ESE	SE0032	11500910	6	P	5.5
180	ESE	SE0032	11500912	2.73	P	2.23
181	ESE	SE0032	11500919	3.75	P	3.25
182	ESE	SE0032	11500939	2.4	P	1.9
183	ESE	SE0032	11500963	3.48	P	2.98
184	ESE	SE0032	11500953	3.83	P	3.33
185	ESE	SE0032	11500957	3.33	P	2.83
186	ESE	SE0032	11500964	2.5	P	2
187	ESE	SE0032	11500969	3.28	P	2.78
188	ESE	SE0032	11500980	2.87	P	2.37
189	ESE	SE0032	11500983	3.48	P	2.98
190	ESE	SE0032	11500991	4.02	P	3.52
191	ESE	SE0032	11500995	6.9	P	6.4
192	ESE					

Calculo de los indicadores de performance.

Se realizara el cálculo de los indicadores SAIDI Y, para los nuevos tiempos de duración:

Tabla 17

Cuadro comparativo de valores obtenidos del SAIDI y SAIFI antes y después de la automatización.

SE CUSCO - 0032	ANTES DE LA AUTOMATIZACION				DESPUES DE LA AUTOMATIZACION			
	TEMPORALES		PERMANENTES		TEMPORALES		PERMANENTES	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
	4.171	1.750	1.779	5.600	0	0	1.779	4.791

Fuente: Elaboración Propia

Tabla

18

Cuadro resumen de valores obtenidos del SAIDI y SAIFI antes y después de la automatización.

SE CUSCO - 0032	ANTES DE LA AUTOMATIZACION		DESPUES DE LA AUTOMATIZACION	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
	5.951	7.350	1.779	4.791

Fuente: Elaboración Propia

Conclusiones de análisis de la situación luego de la aplicación de la propuesta

- Se realizó un análisis individual de cada interrupción ya que existen distintos factores que inciden en el tiempo de la reposición del servicio frente a una interrupción.
- Se determinó el tipo de interrupción en función al tiempo de reposición del servicio y de las acciones tomadas denominándolas temporales y permanentes.

- Las fallas temporales fueron reducidas al tiempo de operación en tiempo real por el operador y las fallas permanentes solo han reducido su tiempo de duración en cuanto al tiempo de operación de los equipos de maniobra reduciendo el tiempo total en un 21%
- Se realizó el cálculo de los Indicadores con los nuevos tiempos calculados.

CAPITULO VI

ANALISIS DE RESULTADOS

Se realizó el análisis de las interrupciones, por la naturaleza de esta, identificando que las más comunes fueron: Por Mantenimiento, Por expansión, Bajo Aislamiento, Cortes por emergencia, falla no determinada, Descargas atmosféricas y Fuertes vientos. Seguidamente se realizó el análisis de las interrupciones por su tiempo de duración, siendo las de mayor tiempo de duración: Por mantenimiento, Por expansión, Contacto de red con árbol, Contacto entre conductores, Cometas e Impacto vehicular; analizando cada una de estas, mediante la automatización los tiempos de reposición del servicio se reducirán.

Finalmente se realizó el análisis del tiempo de duración de las interrupciones antes de la automatización, siendo este un total de 732.32 hrs., posteriormente luego de la automatización, en el que se optimizaran tiempos de ubicación de la falla, desplazamiento del personal, condiciones climáticas adversas, etc., este tiempo es reducido obteniéndose un total de 634.32hrs.

Por lo que, se comprueba así que la automatización de los equipos de protección y maniobra, se reflejara en la disminución de los tiempos de reposición del servicio.

Luego de la simulación se obtienen los valores de los indicadores de 1.779 para el SAIFI y 4.791 para el SAIDI, cumpliendo así con la RCD OSINERGMIN N° 178-2012-OS/CD, el cual establece las metas para estos indicadores: 5 para el SAIFI y 9 para el SAIDI (ver anexo 03).

Según los resultados obtenidos se observa que la automatización de los equipos de protección y maniobra ha optimizado el tiempo de reposición del servicio frente a las interrupciones presentadas. Para el caso del SAIDI, este ha disminuido en 2.559. Así mismo para el caso del SAIFI, este ha reducido en 4.172, resultado mediante el cual se puede afirmar que la automatización de los equipos de protección y maniobra también incide en el cálculo del indicador de frecuencia ya que al reponer el servicio en un tiempo menor o igual a 3 segundos, este ya no será considerado como una interrupción, por lo que este indicador disminuirá.

Por lo que, se comprueba que los valores de indicadores SAIDI y SAIFI disminuirán y así se mejorara la calidad de suministro.

Finalmente, se confirma nuestra hipótesis; dado que existen deficiencias en la operación de los equipos de protección y maniobra, por lo cual nuestra PROPUESTA DE AUTOMATIZACION DE EQUIPOS DE PROTECCION Y MANIOBRA, cumplirá con MEJORAR LOS INDICADORES DE CALIDAD DE SUMINISTRO”

CONCLUSIONES

1. Se realizó el cálculo de los indicadores para el sistema eléctrico Cusco en el año 2015.
2. Se hizo un análisis de la naturaleza de las interrupciones identificando aquellas más comunes, para verificar la incidencia de estos, en el cálculo de SAIDI Y SAIFI a nivel Sistema Eléctrico, verificando que aquellas más comunes son aquellas ocurridas por: Bajo aislamiento, Cortes por emergencia, Fallas no determinadas, Descargas Atmosféricas y Fuertes vientos.
3. Se hizo un análisis de la duración de las interrupciones por su naturaleza, identificando aquellas con tiempo de reposición del servicio más prolongado, para verificar la incidencia de estos, en el cálculo de SAIDI Y SAIFI a nivel Sistema Eléctrico. Verificando que aquellas de con duración mayores a 1.5 hrs. Son: Por mantenimiento, Por expansión, Contacto de red con árbol, Contacto entre conductores, Cometas e Impacto vehicular.
4. Se pudo verificar también que la duración de una interrupción depende de distintos factores no predecibles.
5. Mediante los resultados obtenidos luego de realizado el cálculo, se verifico que la automatización de los equipos de protección y maniobra han optimizado el tiempo de reposición del servicio frente a las interrupciones presentadas.
6. Se comprueba que la empresa Electro Sur Este SAA, mejorara su performance de calidad mediante el cumplimiento de las metas planteadas por Osinergmin, evitando al mismo tiempo sanciones por parte del ente fiscalizador.
7. Se determinó que el protocolo DNP3 encaja muy bien en el ámbito de sistemas de adquisición de datos. Transporta datos como valores genéricos, tiene un rico conjunto de funciones, y fue diseñado para funcionar en una amplia red de comunicaciones de área. El

método estándar de los grupos y variaciones, y enlace, capas de transporte y aplicación, además de la disponibilidad pública hace un protocolo DNP3 a ser considerado.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar estudios adicionales en otras áreas (protección, seguridad Industrial etc.) para complementar el estudio realizado y así buscar mayores justificaciones a lo propuesto.
2. Se recomienda realizar el análisis a partir de los equipos de tecnología avanzada a la fecha, en cuanto a los equipos de protección y maniobra y otros referentes a los protocolos de comunicación.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Alfredo Dammert Lira-Raúl García Carpio-Fiorella Molinelli Aristondo, junio 2010, Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico, Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, Perú.
- [2] DNP, marzo 2005, A DNP3 Protocol Primer, recuperado: www.dnp.org , Canadá.
- [3] Esteban Pérez López, diciembre 2015, Los sistemas SCADA en la automatización industrial, recuperada de https://www.researchgate.net/publication/287151597_Los_sistemas_SCADA_en_la_automatizacion_industrial., Costa Rica.
- [4] Obedi Álvarez Díaz, julio 2012, Tesis Automatización De La Red De 24.5 Kv En La Provincia de Villa Clara, Recuperado de: http://scielo.sld.cu/scielo.php?pid=S1815-59012012000300004&script=sci_arttext, Cuba-
- [5] Jimmy Alex Gómez Canchihuamán, marzo 2012, Tesis Automatización de la Red de Distribución Eléctrica en la Provincia de Satipo, disponible en: <http://cip.org.pe/imagenes/temp/tesis/70158810.pdf>, Perú
- [6] Ministerio de Energía y Minas, octubre 1997, Norma Técnica De Calidad De Los Servicios Eléctricos DS-020-97-EM, Perú-
- [7] Roberto Hernández Sampieri - Carlos Fernández Collado - María del Pilar Baptista Lucio, 2010, Metodología de la Investigación, McGRAW-HILL / Interamericana Editores, S.A., México-

- [8] Luis Corrales, diciembre 2007, Interfaces de Comunicación Industrial, recuperado de:
<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/10020>, Ecuador
- [9] Hubert Moises Torres Condor, 2007, Tesis Protocolo DNP3 y su Aplicación en Sistemas SCADA, recuperado de: <http://cybertesis.uni.edu.pe/handle/uni/10282>, Perú.
- [10] Ministerio de Energía y Minas, noviembre 1999, Ley de Concesiones Eléctricas, recuperado: http://www.peru.gob.pe/docs/PLANES/13049/PLAN_13049_2014_Normatividad_LCE_y_RLCE.pdf, Perú.
- [11] Ministerio de Energía y Minas, 2011, Código Nacional De Electricidad – Suministro, Recuperado de: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/normatividad/ManualCNESuministro.pdf>, Perú

ANEXOS

Anexo 1 Cuadros del procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos N° 074-2004-OS/CD- Reporte de Registro de Interrupciones

Anexo 2 Cuadros del procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos N° 074-2004-OS/CD- Reporte de Indicadores de Interrupciones

Anexo 3 Estudio de coordinación de protección Alimentador DO01

Anexo 4 Certificado de originalidad

ANEXO 1

Cuadros del procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos N° 074-2004-OS/CD- Reporte de Registro de Interrupciones

Reporte de Registro de Interrupciones

Columna	información	Descripción
Columna A	Código de la Empresa	Código de 3 dígitos asignado por OSINERGMIN en el Portal Integrado de OSINERGMIN.
Columna B	Código del Sistema Eléctrico	El código asignado por la GART. En caso la interrupción afecte a varios sistemas se debe registrar una línea por cada sistema afectado.
Columna C	Código de Secuencia Portal OSINERG	En caso la interrupción fue "importante" se debe asignar el código secuencial que el portal integrado de la GFE le asignó al momento de registrar la interrupción.
Columna D	Código interrupción	Código asignado por la distribuidora. De ser el caso, debe ser igual al utilizado en la NTCSE.
Columna E	Tipo de Instalación que salió	1 SET 2 Alimentador MT 3 Sección Alimentador 4 SED MT/BT 5 Líneas AT 6 Sistema Eléctrico En caso la interrupción afecte a más de una SET se debe registrar una línea por cada SET afectada.

⁷ Anexo 1 modificado por el Artículo 1° de la Resolución N° 177-2012-OS/CD, publicada el 29 de agosto de 2012. El texto anterior era el siguiente:

Código de la empresa / sistema eléctrico

Año / mes

Información requerida:

Código Interrupción (Debe ser el mismo que se registra en aplicación del numeral 6 del presente procedimiento y también debe ser el mismo al que se le asigna en aplicación de la NTCSE)
Código de instalación causante de la interrupción De acuerdo a lo establecido en el numeral 5 del presente procedimiento
Fecha y Hora Inicio Interrupción dd/mm/aaaa
Fecha y Hora Fin de Interrupción dd/mm/aaaa (Cuando se reponen a todos los afectados)
Número de usuarios afectados (Estimado)
Demanda afectada kW (Estimado) (Valor estimado de la demanda Interrumpida al momento de ocurrido el hecho).
Naturaleza de la Interrupción Programada No Programada Rechazo de Carga Fenómenos Naturales
Actividad a la que pertenece la instalación causante de la interrupción Distribución Transmisión Generación
Propiedad de la instalación causante de la interrupción Propias Terceros
Código Causa de interrupción (será alcanzada por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica)
Se Solicito Fuerza Mayor Si No
Tipo de Protección que actuó Interruptor Cut - out Seccionador Rele distancia Otros
Código Componente donde se encuentra la Protección que actuó

Columna	información	Descripción
		En caso la interrupción afecte a más de un alimentador MT (Sin salida de la SET) se debe registrar una línea por cada Alimentador MT afectado a excepción de los casos de rechazo de carga.
Columna F	Código Instalación que salió	Código instalación que salió. Cuando se trate de rechazo de carga se pondrá el código del primer alimentador MT que salió.
Columna G	Tipo de Instalación donde se originó la interrupción.	1 Línea AT 2 SET 3 Alimentador MT. 4 Sección Alimentador 5 SED MT/BT. 6 Externo (Instalación de empresa de transmisión / Generación) 7 Generación propia (aislada)
Columna H	Código Instalación donde se produjo la falla	Código instalación que salió. Cuando se trate de rechazo de carga se pondrá el código del primer alimentador MT que salió. En caso que el tipo instalación es Externo se deja vacío el campo.
Columna I	Fecha y Hora Inicio	Formato dd/mm/aaaa hh:mm:ss
Columna J	Fecha y Hora Fin	Se registrará la fecha y hora de la reposición del componente que salió Formato dd/mm/aaaahh:mm:ss
Columna K	Fecha y Hora Fin	Se registrará la fecha y hora de la reposición final de la interrupción Formato dd/mm/aaaahh:mm:ss
Columna L	N° Usuarios Afectados	Afectados en el sistema eléctrico, SE, Alimentador MT, sección alimentador MT, SED según sea el caso.
Columna M	Demanda Afectada	Estimada en kW
Columna N	Duración en horas-suministro	La suma de duración de interrupciones de todos los suministros. (En caso de interrupciones con levantamientos parciales se tiene sectores de población con diferente periodos de interrupción) $\sum_1^n t_i$
Columna O	Naturaleza de la interrupción	Programado (Siempre que se haya cumplido los requerimientos de la LCE y la NTCSE) PM = Programado, Mantenimiento PE = Programado, Expansión o reforzamiento No Programado (Incluye todos los demás casos) NF = No programado, falla NO = No programado, operación NT = No programado, acción de Terceros NC = No programado, Fenómenos Naturales NR = Rechazo de carga
Columna P	Instalación causante que originó la interrupción.	Se refiere a la instalación que provocó la interrupción. G En caso de instalación de Generación T En caso de instalación de Transmisión D En caso de instalación de Distribución Las definiciones de Generación, Transmisión y Distribución se encuentran en el glosario de términos del Procedimiento.
Columna Q	Propiedad de la instalación causante	P En caso sea propia O En caso sea externa
Columna R	Responsable	P En caso sea propia

Columna	información	Descripción
	Interrupción	O En caso sea de otras empresas eléctricas T En caso sea de terceros F Fenómenos naturales
Columna S	Código causa interrupción	Ver la tabla de Código de Causa de Interrupción
Columna T	Se solicitó fuerza mayor o exoneración de compensaciones	S En caso se solicitó calificación de Fuerza Mayor o exoneración de compensaciones por expansión/ reforzamiento en sistemas de transmisión o por obras de gran envergadura. N En caso no se solicitó calificación de Fuerza Mayor y no solicitó exoneración de compensaciones. Vía el portal integrado de OSINERGMIN se podrá acceder a los trámites gestionados por empresas para obtener el código CODOSI correspondiente.
Columna U	Tipo de elemento que actuó	I Interruptor C Cut – out S Seccionador R Recloser O Otros
Columna V	Código CODOSI	En caso se solicitó fuerza mayor o exoneración de compensaciones, se debe asignar el código CODOSI que el portal integrado de OSINERGMIN le asignó.

Tabla de Código Causa de Interrupción

Responsable Interrupción	Naturaleza Interrupción	Código OSINERG	Descripción
P	PM	1	Por Mantenimiento
P	PE	2	Por Expansión o reforzamiento de redes
P	NF	3	Ajuste inadecuado de la protección
P	NF	4	Bajo nivel de aislamiento (Aislador Roto / Tensión inadecuada)
P	NF	5	Falla equipo (transformador, interruptor, seccionador de potencia etc.)
P	NF	6	Falla empalme de red
P	NF	7	Falla terminal cable
P	NF	8	Caída conductor de red
P	NF	9	Caída de estructura
P	NF	10	Contacto de red con árbol
P	NF	11	Contacto de red con edificación
P	NF	12	Contacto entre conductores
P	NO	13	Error de maniobra
P	NO	14	Corte de emergencia (No incluidos en PM y PE)
P	NF	15	Animales (Felinos y Roedores)
P	NF	16	Picado de cable por personal propio
P	NF	17	Otros, por falla en componente(s) del sistema de potencia
T	NT	18	Aves
T	NT	19	Cometas

Responsable Interrupción	Naturaleza Interrupción	Código OSINERG	Descripción
T	NT	20	Impacto vehicular
T	NT	21	Vandalismo
T	NT	22	Hurto de conductor o elemento eléctrico
T	NT	23	Caída de árbol
T	NT	24	Picado de cable
T	NT	25	Contacto accidental con línea
T	NO	26	Pedido de Autoridad
T	NT	27	Otros, causados por terceros
F	NC	28	Descargas atmosféricas
F	NC	29	Fuertes vientos
F	NC	30	Inundaciones
F	NC	31	Sismo
F	NC	32	Otros fenómenos naturales y/o ambientales
O	PM	33	Por Mantenimiento
O	PE	34	Por Expansión o reforzamiento de redes
O	NT	35	Falla sistema interconectado
O	NR	36	Déficit de generación.
O	NT	37	Otros, causado por otra empresa externa
O	NT	38	Cuando la interrupción es provocada por otra empresa. Tiempo de trabajo de la empresa afectada para restituir el servicio completamente (Recomponer la carga).
O	NF	39	Otros, por falla humana

P = Propias T = Terceros F = Fenómenos Naturales O = Otras Empresas.

ANEXO 2

Cuadros del procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos N°

074-2004-OS/CD- Reporte de Indicadores de Interrupciones

Reporte de Indicadores de Interrupciones

Columna A	Código de la Empresa
Columna B	Código del Sistema Eléctrico
Columna C	Nro. Clientes del Sistema Eléctrico
Columna D	SAIFI del Sistema Eléctrico
Columna E	SAIFI por interrupciones Programadas
Columna F	SAIFI por interrupciones No Programadas (No incluye Rechazo Carga)
Columna G	SAIFI por Rechazo de Carga
Columna H	SAIFI a atribuible a instalaciones de Distribución
Columna I	SAIFI a atribuible a instalaciones de Transmisión
Columna J	SAIFI a atribuible a instalaciones de Generación
Columna K	SAIFI debido a causas propias (Responsable Interrupción = P)
Columna L	SAIFI debido a causas de terceros (Responsable Interrupción = T)
Columna M	SAIFI debido a otros emp. eléctricas (Responsable Interrupción = O)
Columna N	SAIFI debido a fenómenos naturales (Responsable Interrupción = F)
Columna O	SAIFI donde se solicito fuerza mayor
Columna P	SAIDI del Sistema Eléctrico
Columna Q	SAIDI por interrupciones Programadas
Columna R	SAIDI por interrupciones No Programadas (No incluye Rechazo Carga)
Columna S	SAIDI por Rechazo Carga
Columna T	SAIDI a atribuible a instalaciones de Distribución
Columna U	SAIDI a atribuible a instalaciones de Transmisión
Columna V	SAIDI a atribuible a instalaciones de Generación
Columna W	SAIDI debido a causas propias (Responsable Interrupción = P)
Columna X	SAIDI debido a causas de terceros (Responsable Interrupción = T)
Columna Y	SAIDI debido a otros emp. eléctricas (Responsable Interrupción = O)
Columna Z	SAIDI debido a fenómenos naturales (Responsable Interrupción = F)
Columna AB	SAIDI donde se solicito fuerza mayor

Para el caso del anexo 2 se debe tener en cuenta que:

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) es la Frecuencia Media de Interrupción por usuario de un sistema eléctrico en un periodo determinado.

$$SAIFI = \frac{\sum NUSUARIOS}{TUSUARIOS}$$

\sum USUARIOS = Suma de los registros del campo "L" del Anexo 1 correspondiente al sistema eléctrico y al mes determinado.

TUSUARIOS = Valor que corresponde al campo "C" del Anexo 2 correspondiente al sistema eléctrico y al mes determinado.

- SAIDI (System Average Interruption Duration Index) es el Tiempo Total Promedio (en horas) de Interrupción por usuario de un sistema eléctrico en un periodo determinado.

$$SAIDI = \frac{\sum DNUSUARIOS}{TUSUARIOS}$$

\sum DUSUARIOS = Suma de los registros del campo "N" del Anexo 1 correspondiente al sistema eléctrico y al mes determinado.

Donde:

ti : Duración de cada interrupción

ui : Número de usuarios afectados en cada interrupción

n : Número de interrupciones del periodo.

N : Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda.

TUSUARIOS = Valor que corresponde al campo "C" del Anexo 2 correspondiente al sistema eléctrico y al mes determinado.

La suma de los valores de los indicadores parciales debe ser igual al valor total de cada indicador; es decir:

- Valor (columna D) = Valor (Columna E) + Valor (Columna F) + Valor (Columna G) = Valor (Columna H) + Valor (Columna I) + Valor (Columna J) = Valor (Columna K) + Valor (Columna L) + Valor (Columna M) + Valor (Columna N)
- Valor (columna P) = Valor (Columna Q) + Valor (Columna R) + Valor (Columna S) = Valor (Columna T) + Valor (Columna U) + Valor (Columna V) = Valor (Columna W) + Valor (Columna X) + Valor (Columna Y) + Valor (Columna Z)

ANEXO 3

Estudio de coordinación de protección Alimentador DO01

ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCION

1. OBJETIVO

En el presente documento tiene por objeto analizar los esquemas de protecciones del sistema eléctrico de Dolorespata – Alimentador DO01.

2. ALCANCES

Entre los principales puntos a tratar en el presente documento se pueden destacar los siguientes:

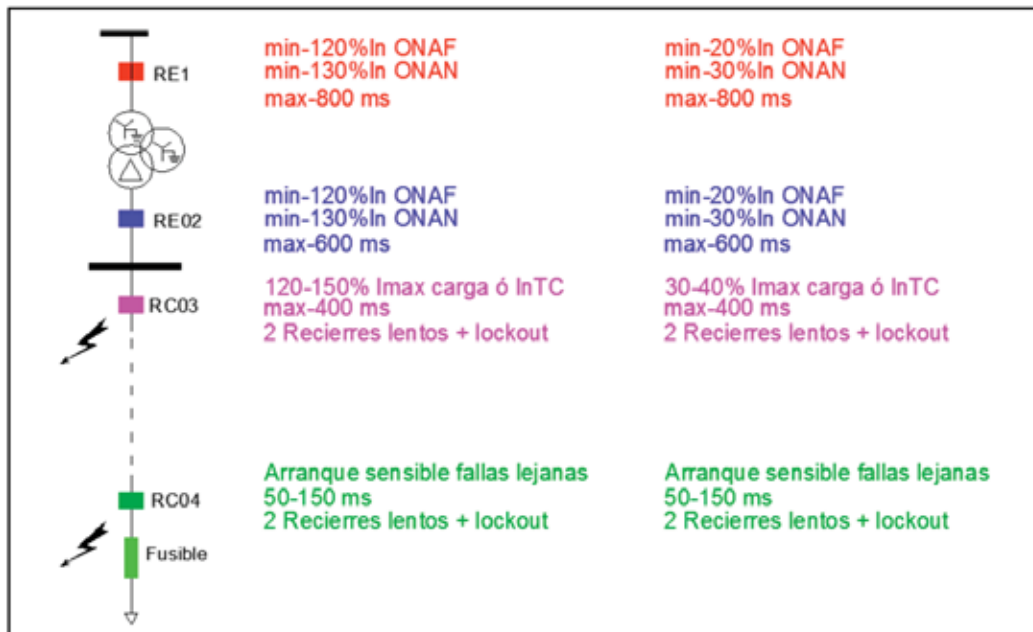
- Flujos de carga en los niveles 10.5KV incluidos las redes de los alimentadores.
- Cálculo de los niveles de corriente de cortocircuito para diferentes escenarios de operación en los niveles de 10.5KV incluidos las redes de los alimentadores.
- Revisión de los ajustes de los relés de protección de los transformadores de potencia de Dolorespata 138/10.5 KV y verificación de selectividad de las protecciones de sobrecorriente del alimentador en 10.5KV: DO01.

3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Los ajustes recomendados en este informe deben ser implementados en todos los relés involucrados de manera que la selectividad propuesta trabaje adecuadamente garantizando la eliminación de las fallas de manera coordinada.

3.1 REFERIDO A LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE Y ESQUEMA DE RECIERRE

- Para la verificación de la selectividad de la protección de sobrecorriente se ha considerado el siguiente criterio:



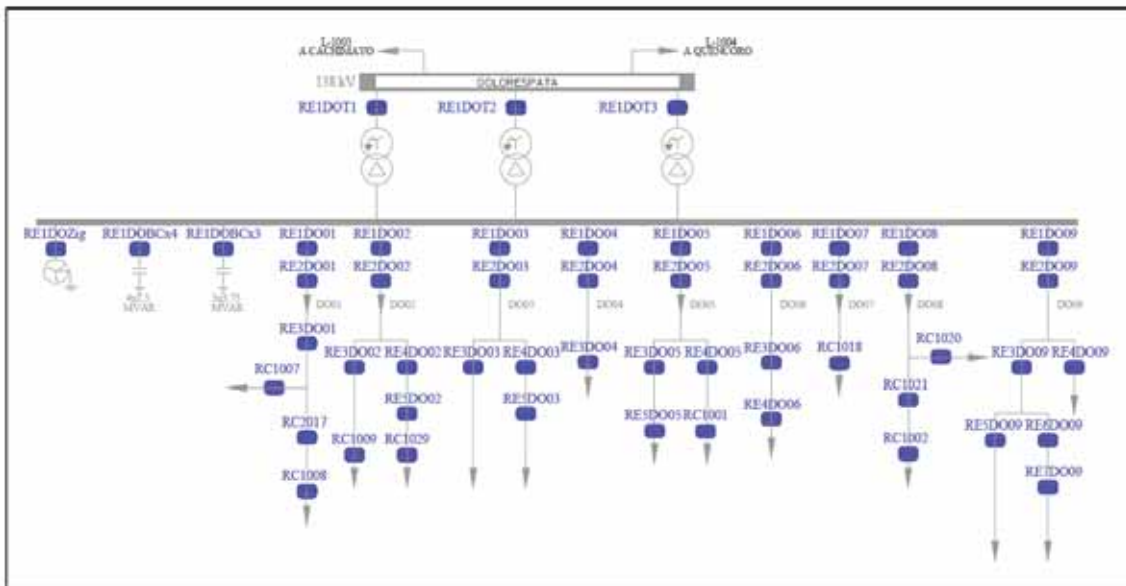
- El esquema de recierre automático en líneas de distribución generalmente no obedece a una regla general, la aplicación es según las condiciones geográficas y operativas de acuerdo a la necesidad del operador. En el caso del presente estudio no se aplica el esquema que salva los fusibles, debido a que ELSE tiene instalado fusibles de repetición que simulan hasta 3 intentos de recierre,

por lo tanto en el presente estudio solo se aplica recierres lentos. Generalmente los tiempos muertos para recierres lentos son más grandes que los tiempos para recierres con curvas rápidas. La experiencia de varios autores indican que si la coordinación está asociada con relés y no con fusibles, los tiempos muertos pueden ser ajustados desde 5 hasta 15 segundos.

Para las redes de ELSE básicamente lo que cuenta es la experiencia que han tenido a lo largo del tiempo, sin embargo, la recomendación en el presente informe será habilitar 2 recierres con curvas lentas más el disparo definitivo, el primer recierre temporizado 5 segundos y el segundo recierre en 10 segundos.

- o Como parte de la verificación de la selectividad de sobrecorriente en las subestaciones a continuación se resumen los ajustes propuestos en las subestaciones propiedad de terceros:

S.E. Dolorespata 138/10.5 KV



S.E. DOLORESPATA							
COD. RELE	ALIMENTADOR	KV	UBICACIÓN - SED	FUNCIONES	CT	VT	CARGA ALIMENTADA
RE3DO01	Salida DO01	10.5	ANTONIO LORENA	50/51P , 50/51N	--	--	INDEPENDENCIA

SOBRECORRIENTE DE FASES - PROPLESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					▷		TMS	Curva	▷▷		▷▷	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE1DO01	ABB	REX521	10.5	600/5	3.25	390.00	0.18	IEC-II	--	--	--	--
RE2DO01	GE	SR735	10.5	600/5	3.50	420.00	0.20	IEC-II	--	--	--	--

SOBRECORRIENTE DE FASES - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					D		TMS	Curva	D>		D>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RC1007	Schneider	ADVC		1/1	50.00	50.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC2017	NOJA	RC10		1/1	300.00	300.00	0.07	IEC-III	--	--	--	2R+Lock
RC1008	NOJA	RC10		1/1	150.00	150.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock

SOBRECORRIENTE DE FASES - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					D		TMS	Curva	D>		D>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE3DO01	Schneider		DO01	1/1	360.00	360.00	0.12	IEC-III	--	--	--	--

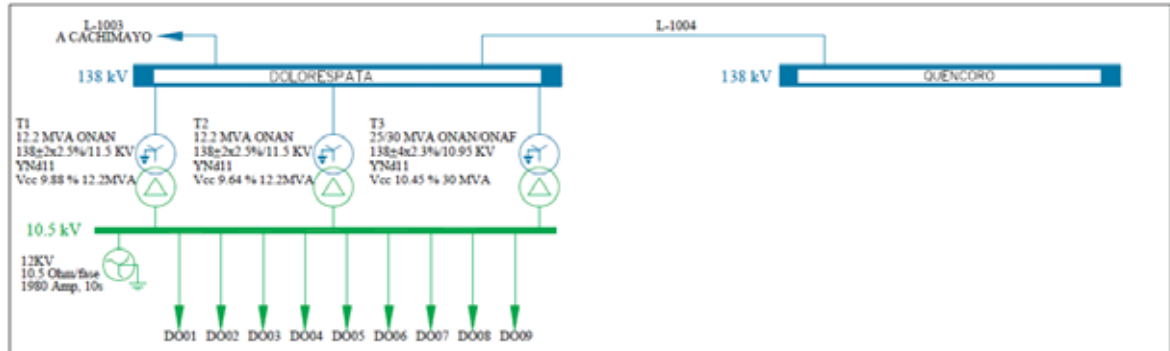
SOBRECORRIENTE DE TIERRA - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					D		TMS	Curva	D>		D>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE1DO01	ABB	REX521	10.5	600/5	0.45	54	0.18	IEC-III	--	--	--	--
RE2DO01	GE	SR735	10.5	600/5	0.75	90	0.15	IEC-III	--	--	--	--

SOBRECORRIENTE DE TIERRA - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					D		TMS	Curva	D>		D>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RC1007	Schneider	ADVC		1/1	30.00	30.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC2017	NOJA	RC10		1/1	30.00	30.00	0.09	IEC-III	--	--	--	2R+Lock
RC1008	NOJA	RC10		1/1	30.00	30.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock

SOBRECORRIENTE DE TIERRA - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					D		TMS	Curva	D>		D>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE3DO01	Schneider		DO01	1/1	45.00	45.00	0.15	IEC-III	--	--	--	--

4. DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO DOLORESPATA

En el siguiente gráfico se resume el sistema eléctrico que será parte del análisis en el presente informe:



5. INFORMACION UTILIZADA

5.1. SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

La información del sistema eléctrico interconectado nacional fue suministrada por el organismo operador (COES-SINAC), en formato *.dz (archivo generado por el programa Digsilent Power Factory), del cual se obtuvo la siguiente información:

- Modelo de la topología de red del SEIN para el año 2018
- Biblioteca de los equipos con sus parámetros eléctricos, capacidad nominal de transmisión de las líneas, potencia nominal de los transformadores de potencia y generadores síncronos del SEIN.
- Despachos de generadores y distribución de demandas del SEIN para el año 2018 en avenida y estiaje, en máxima, media y mínima demanda respectivamente.
- Equipos de compensación reactiva del SEIN.

5.2. INFORMACIÓN PROPORCIONADA POR ELSE

- Archivos Digsilent de la topología de las redes de distribución de todos los alimentadores de Dolorespata, con nodos georreferenciados.
- Base de datos del sistema eléctrico de ELSE en el software ArcGIS.
- Acceso a las lecturas de todos los medidores integrados de ELSE.
- Diagramas unifilares de protección de sus instalaciones.
- Demandas registradas por sus medidores de todas sus instalaciones.

5.3. INFORMACIÓN OBTENIDA EN LA VISITA TÉCNICA A LAS INSTALACIONES DE ELSE

- Toma de data de las placas de los transformadores de potencia, transformadores de corriente, transformadores de tensión.

- Ajustes de los relés en formato del propio relé en aquellos que se tiene su software de comunicación y a mano o foto donde no se pudo comunicarse.
- No se tomó ajustes en campo de los relés y reclosers ubicados aguas debajo de los alimentadores, esta información fue extraída del ArcGIS y de información física entregada por ELSE.

5.4. HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

Las simulaciones de Flujo de Potencia, Contingencias, Niveles de corriente de cortocircuito y tiempo crítico de despeje de falla se efectuaron mediante la ayuda del programa de análisis de sistemas eléctricos de potencia, Digsilent Power Factory Versión 16.

Los resultados gráficos del programa sólo muestran la zona de influencia del proyecto a partir del equivalente.

6. ANALISIS DE FLUJO DE CARGA

6.1. METODOLOGIA Y CRITERIOS

Horizonte de Análisis

El horizonte de análisis considerado es el año 2018.

Análisis en Estado Estacionario

Para los escenarios hidrológicos y condiciones de demanda establecidos para el horizonte de análisis se simularon flujos de potencia en operación normal para verificar las tensiones de operación, niveles de carga de los transformadores de potencia y líneas de transmisión, operación de los equipos de compensación reactiva y operación de los sistemas automáticos de regulación de tensión bajo carga de los autotransformadores de potencia del proyecto.

6.2. CRITERIOS DE OPERACION

Para la condición de operación normal y en estado de emergencia del sistema eléctrico en estudio se tomarán los siguientes criterios de operación:

Operación Normal

- Límites de tensión admisibles en barras:

Barras con carga: $\pm 5\% V_n$

Barras sin carga: $\pm 10\% V_n$

Independientemente de la potencia transmitida deben estar comprendidos en el rango establecido.

- Capacidad de transporte de líneas y capacidad de carga de transformadores:

Líneas de transmisión: 100% de su potencia nominal

Transformadores de potencia: 100% de su potencia nominal

6.3 CONSIDERACIONES

- Se considera un equivalente en las barras de Cachimayo 138kV, Machupicchu 138KV y Quencoro 138kV
- Para los flujos de carga se está considerando que no existe generación eléctrica distribuida en alguno de los alimentadores.

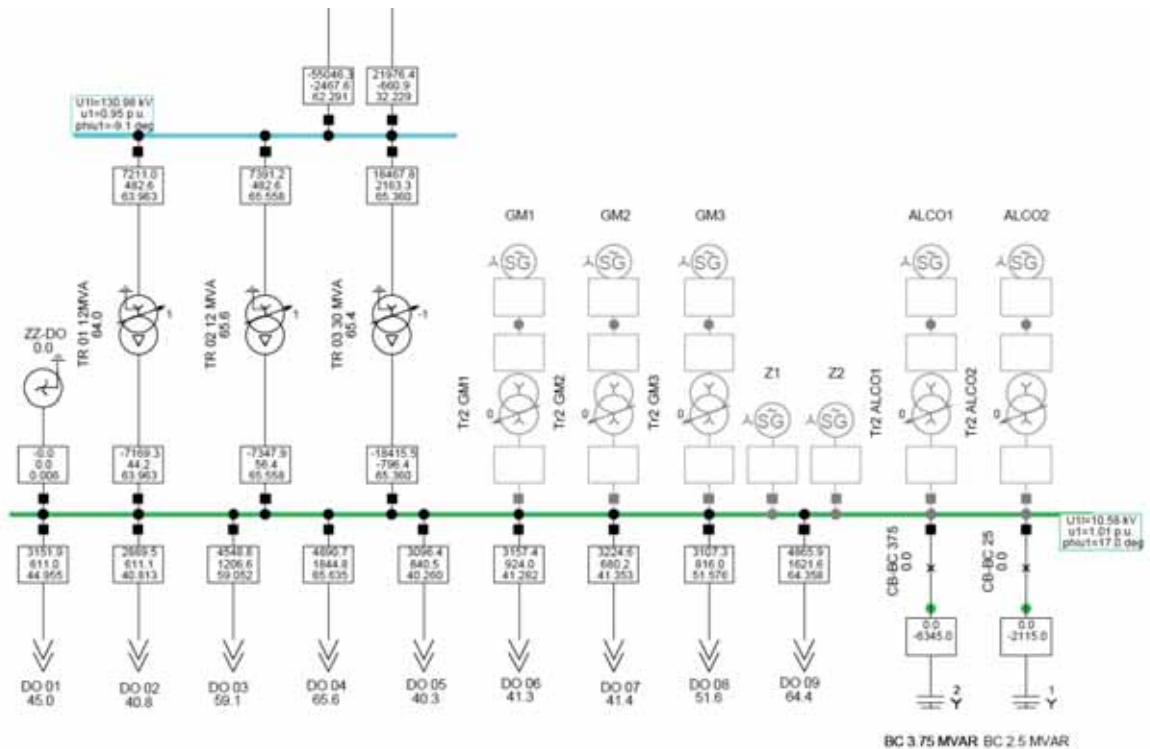
- Los equivalentes usados para cada escenario incluye los despachos de los generadores existentes del SEIN para los escenarios hidrológicos y condiciones de demanda considerados en el horizonte de análisis tienen como base el despacho del parque generador del SEIN, establecida para el año 2018 en el archivo *.pdf proporcionado por el organismo operador (COES-SINAC).
- La demanda de las cargas en las instalaciones de ELSE considerados en el horizonte de análisis, fueron proporcionados por ELSE así como acceso a las lecturas vía internet de todos los medidores integrados de ELSE.

7. ANALISIS DE FLUJOS DE POTENCIA EN OPERACIÓN NORMAL

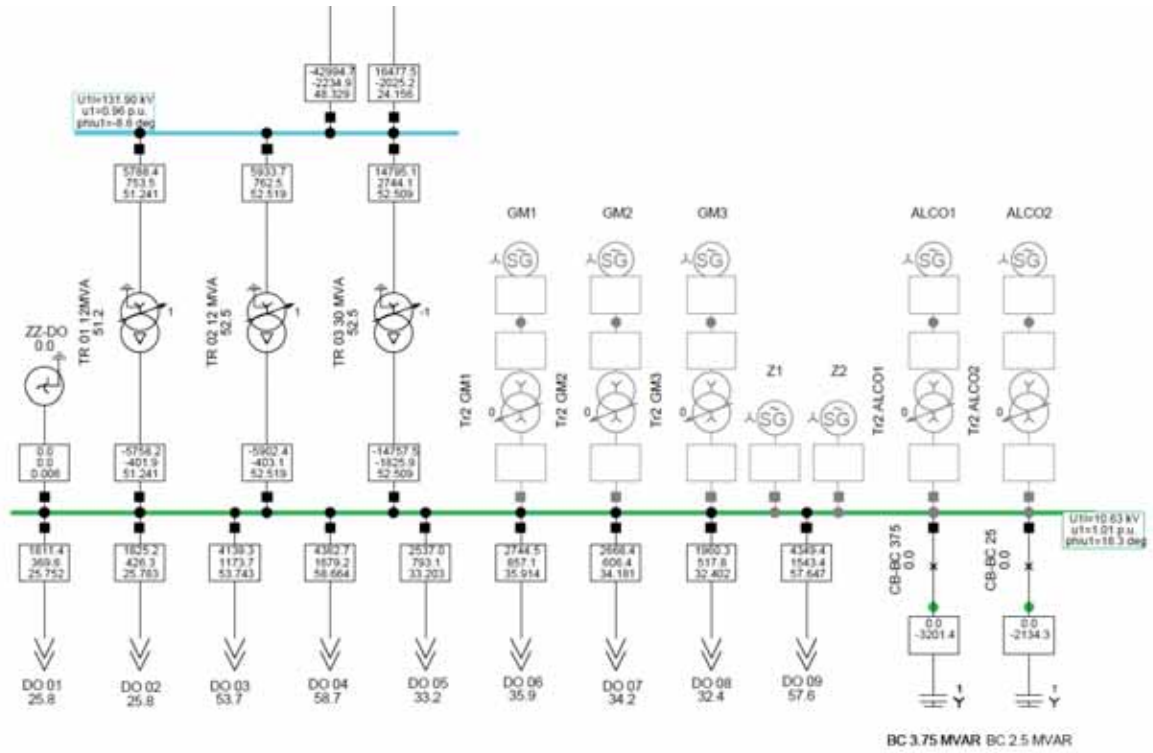
A continuación se describen los resultados de los escenarios simulados:

Los resultados gráficos de las simulaciones de flujos de potencia en operación normal, se muestra:

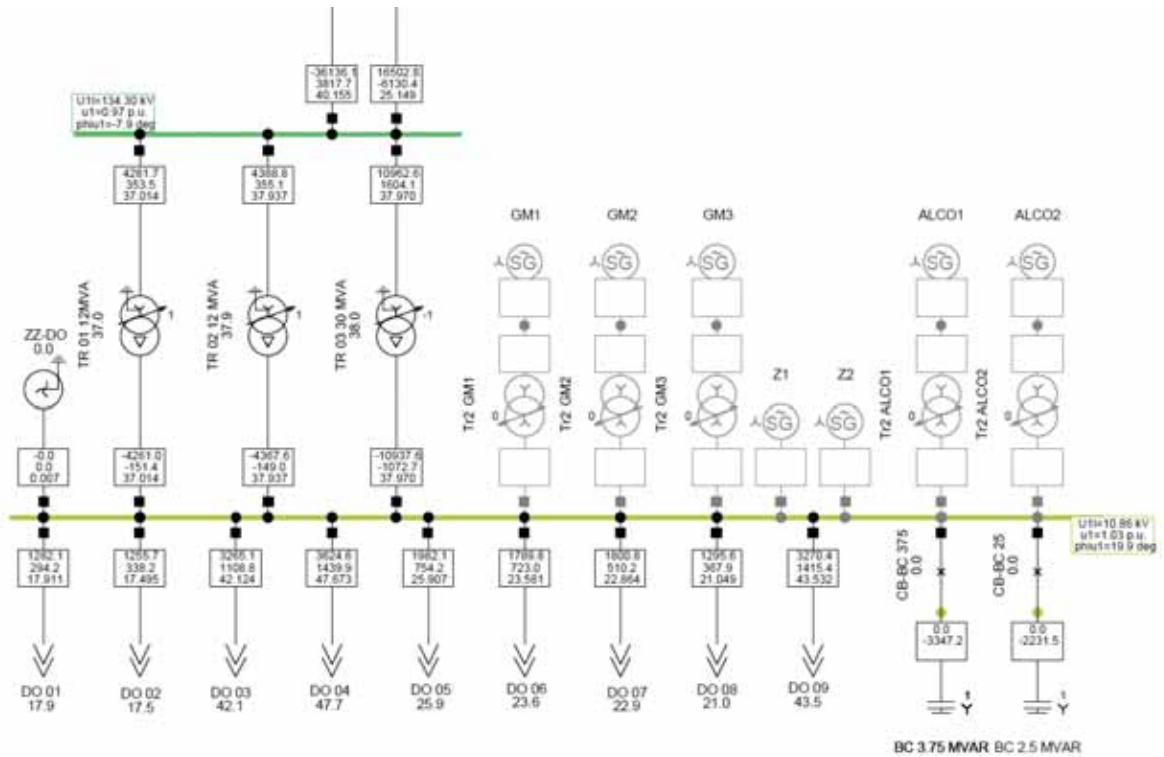
AVENIDA MAXIMA DEMANDA – AÑO 2018



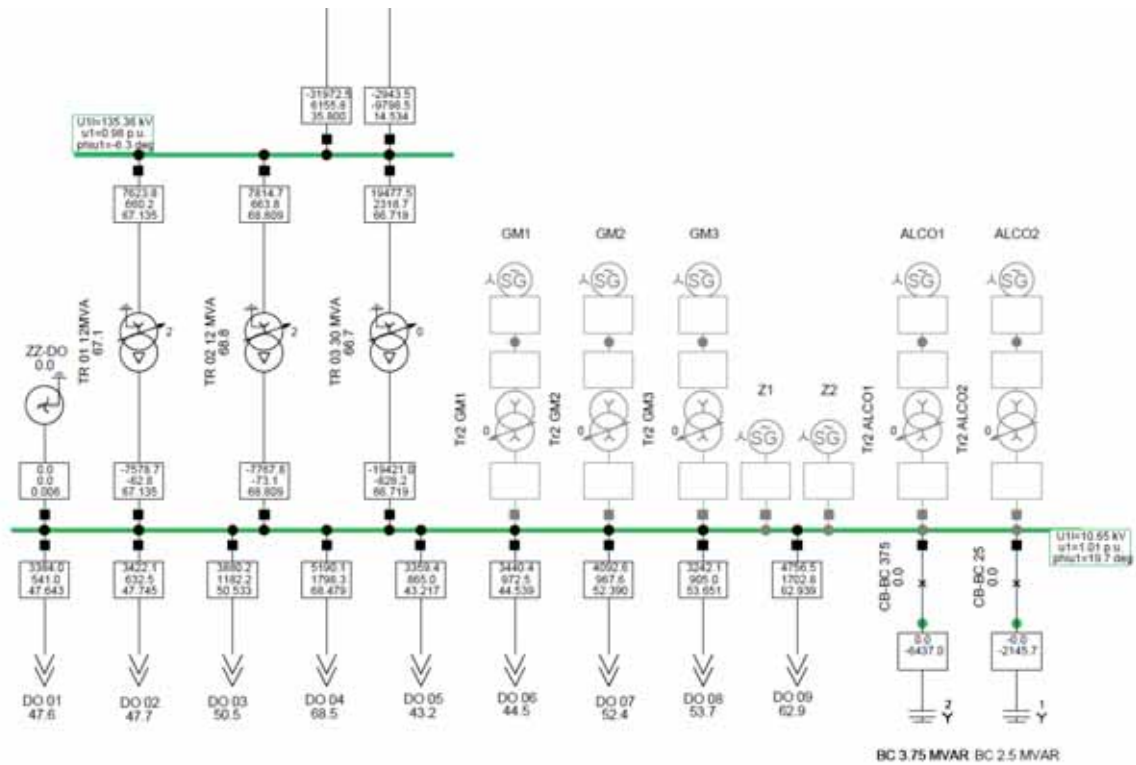
AVENIDA MEDIA DEMANDA – AÑO 2018



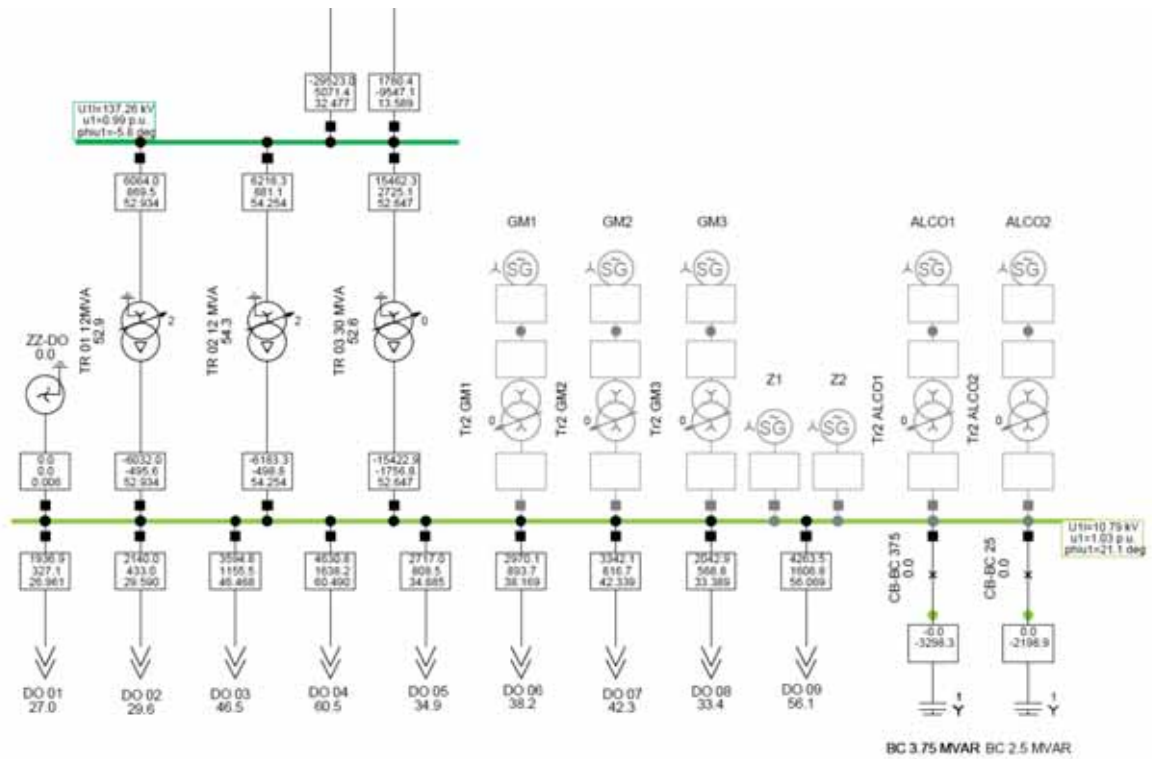
AVENIDA MINIMA DEMANDA – AÑO 2018



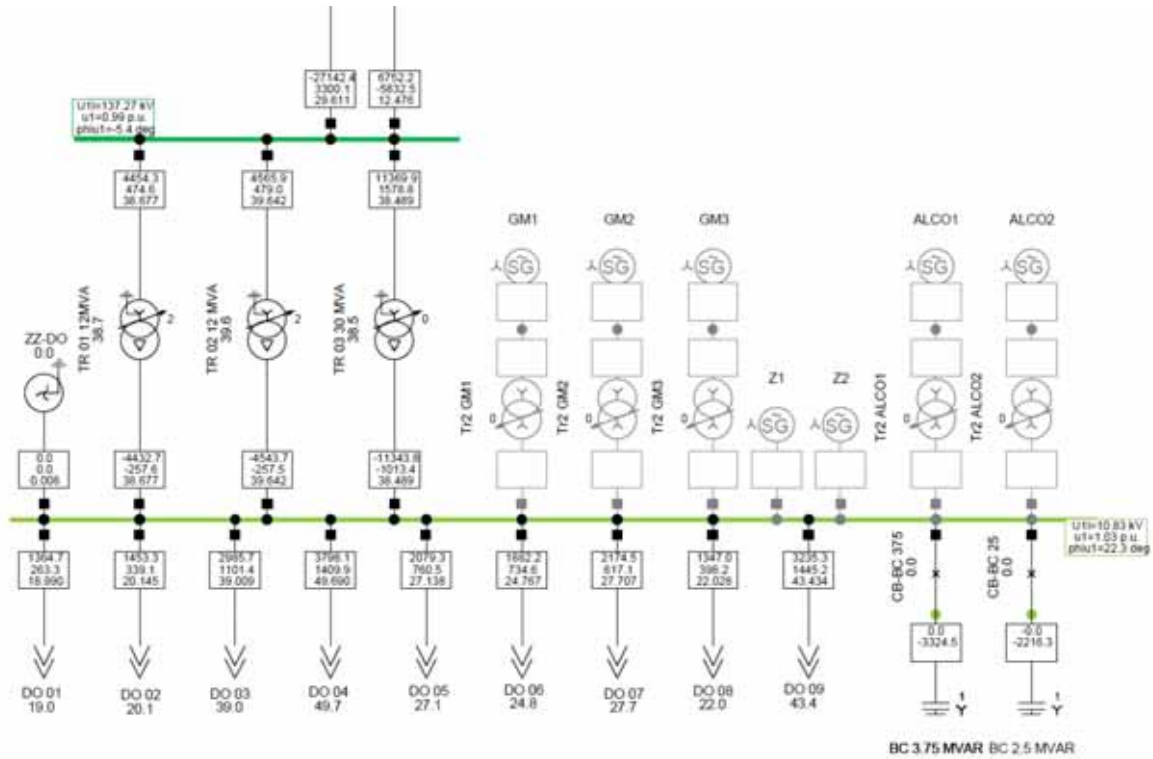
ESTIAJE MAXIMA DEMANDA – AÑO 2018



ESTIAJE MEDIA DEMANDA – AÑO 2018



ESTIAJE MINIMA DEMANDA – AÑO 2018



A continuación se describen los resultados obtenidos para los escenarios hidrológicos y condiciones de demanda considerados:

Cuadro resumen de cargabilidad de líneas

El siguiente cuadro muestra de manera resumida el porcentaje de variación de carga de las principales líneas en el área de influencia del mismo:

Niveles de Carga en Líneas														
Escenario		KV	Avenida 2018						Estiaje 2018					
Línea de Transmisión	Código		Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda		Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
			MW	(%)	MW	(%)	MW	(%)	MW	(%)	MW	(%)	MW	(%)
Dolores Pata - Quencoro	L 1004	138	21.98	32.23	16.48	24.16	16.50	25.15	2.95	14.54	1.78	13.59	6.75	12.48
Cachimayo-Dolores Pata	L 1003	138	55.42	62.29	43.22	48.33	36.29	40.16	32.10	35.80	29.62	32.48	27.23	29.61

De las simulaciones se puede observar que los niveles de carga de las líneas existentes del área de influencia del proyecto perteneciente a la empresa distribuidora ELSE se encuentran operando por debajo de su máxima capacidad de transporte.

Cuadro resumen de cargabilidad de transformadores de potencia

El siguiente cuadro muestra de manera resumida el porcentaje de variación de carga de algunos transformadores de potencia en el área de influencia del mismo:

Nivel de Carga en Transformadores de Potencia						
Escenario	Avenida 2018			Estiaje 2018		
	Máxima Demanda	Media Demanda	Mínima Demanda	Máxima Demanda	Media Demanda	Mínima Demanda
Transformador	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Transformador TR01 Dolores Pata 12.2MVA, 138/11.5kV	63.96	51.24	37.01	67.14	52.93	38.68
Transformador TR02 Dolores Pata 12.2MVA, 138/11.5kV	65.56	52.52	37.94	68.81	54.25	39.64
Transformador TR03 Dolores Pata 30MVA, 138/10.95kV	65.36	52.51	37.97	66.72	52.65	38.49

Con respecto a los transformadores de potencia de la zona de influencia del proyecto, para las condiciones de demanda establecidos ellos se encuentran operando por debajo de su máxima capacidad de transporte.

Cuadro resumen de niveles de tensión

El siguiente cuadro muestra de manera resumida cuales son los niveles de tensión en el área de influencia del mismo:

Tensiones de Operación													
Escenario		Avenida 2018						Estiaje 2018					
Subestación	Tensión Nominal (kV)	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda		Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
		(kV)	p.u.	(kV)	p.u.	(kV)	p.u.	(kV)	p.u.	(kV)	p.u.	(kV)	p.u.
DOLORES PATA	138	130.98	0.95	131.89	0.96	134.31	0.97	135.36	0.98	137.26	0.99	137.27	0.99
DOLORES PATA	105	105.7	1.01	106.2	1.01	108.6	1.03	106.5	1.01	107.8	1.03	108.3	1.03

Respecto a las barras del área de influencia del proyecto se observa en los escenarios y condiciones de demanda establecidos que los niveles de tensión se encuentran dentro de los límites permitidos de operación normal, por lo cual no se observa problema alguno en la operación en el sistema eléctrico de Cuzco.

8.2. ANÁLISIS DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO

Los tipos de cortocircuito simulados para el año de puesta en servicio de las instalaciones del proyecto son:

Topología de red de Máxima demanda Avenida año 2018

- Cortocircuito trifásico franco (Figura AvMax18-3f-00).
- Cortocircuito bifásico franco (Figura AvMax18-2f-00).
- Cortocircuito bifásico con resistencia 10 ohm (Figura AvMax18-2f-10).
- Cortocircuito monofásico franco (Figura AvMax18-1f-00).
- Cortocircuito monofásico con resistencia de 50 ohm (Figura AvMax18-1f-50).

Cada uno de los tipos de cortocircuito considerados para el año 2018 en el escenario de máxima demanda en avenida son mostrados en el Anexo N° 2 y presentan las salidas gráficas con

resúmenes de fallas en barras que muestran la corriente total subtransitoria de falla en barras (I''_k) y la contribución que llega a cada barra a través de líneas, transformadores y generadores.

Topología de red de Mínima demanda Estiaje año 2018

- Cortocircuito trifásico franco (Figura EsMin18-3f-00).
- Cortocircuito bifásico franco (Figura EsMin 18-2f-00).
- Cortocircuito bifásico con resistencia 10 ohm (Figura EsMin18-2f-10).
- Cortocircuito monofásico franco (Figura EsMin18-1f-00).
- Cortocircuito monofásico con resistencia de 50 ohm (Figura EsMin18-1f-50).

Cada uno de los tipos de cortocircuito considerados para el año 2018 en el escenario de mínima demanda en estiaje son mostrados en el Anexo N° 3 y presentan las salidas gráficas con resúmenes de fallas en barras que muestran la corriente total subtransitoria de falla en barras (I''_k) y la contribución que llega a cada barra a través de líneas, transformadores y generadores. Las variables mostradas en los resultados gráficos son:

- Para falla trifásica se muestra la corriente inicial de cortocircuito I_k .
- Para falla bifásica se muestra la corriente inicial de cortocircuito en la fase B I_{k-B}
- Para falla monofásica se muestra la corriente inicial de falla a tierra $3xI_0$.

En los siguientes cuadros se presenta un resumen de los resultados obtenidos para cada tipo de cortocircuito simulado para el año 2018 en las instalaciones de ELSE:

Niveles de corriente de cortocircuito en Avenida Máxima Demanda 2018

RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO - 2018						
Subestación	V nom kV	AVENIDA MÁXIMA DEMANDA				
		Falla Trifásica	Falla Bifásica		Falla Monofásica	
		Rf = 0 ohm I_{k-ABC} (kA)	Rf = 0 ohm I_{k-B} (kA)	Rf = 10 ohm I_{k-B} (kA)	Rf = 0 ohm $3 \times I_0$ (kA)	Rf = 50 ohm $3 \times I_0$ (kA)
DOLORES PATA	138	3.03	2.50	2.32	3.37	1.25
DOLORES PATA	10.5	15.58	13.23	1.02	1.60	0.12

Niveles de corriente de cortocircuito en Estiaje Mínima Demanda 2018

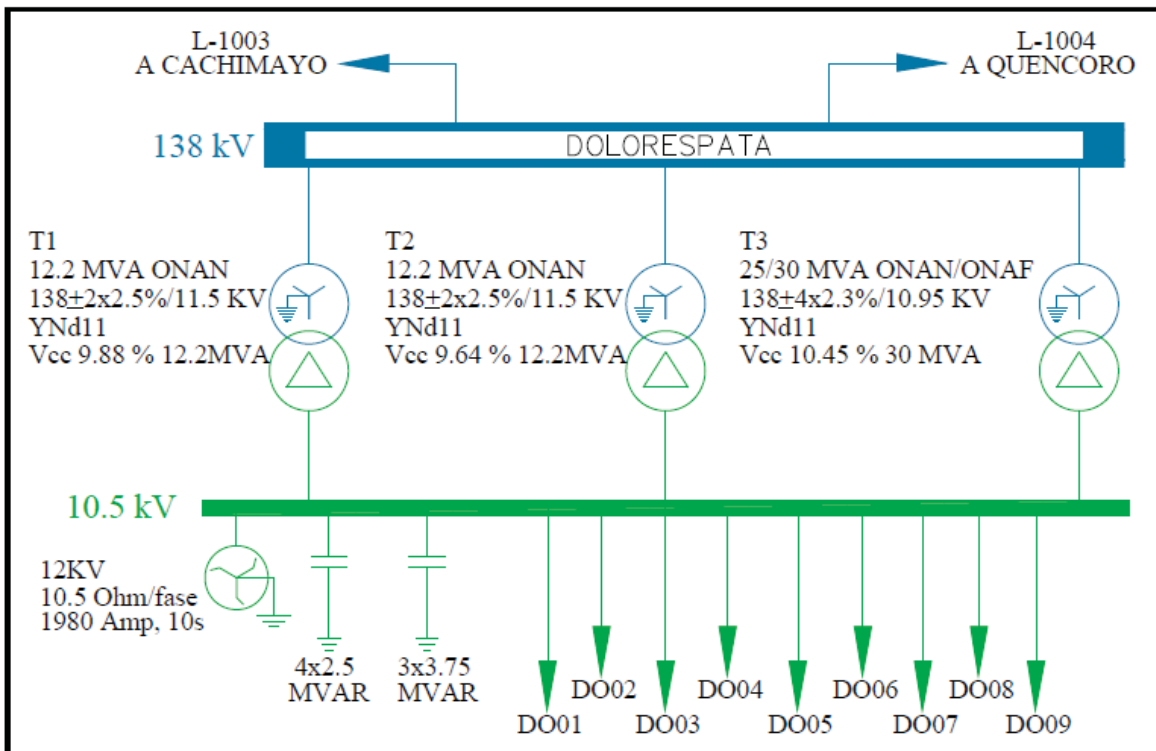
RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO - 2018						
Subestación	V nom kV	ESTIAJE MINIMA DEMANDA				
		Falla Trifásica	Falla Bifásica		Falla Monofásica	
		Rf = 0 ohm I_{k-ABC} (kA)	Rf = 0 ohm I_{k-B} (kA)	Rf = 10 ohm I_{k-B} (kA)	Rf = 0 ohm $3 \times I_0$ (kA)	Rf = 50 ohm $3 \times I_0$ (kA)
DOLORES PATA	138	3.77	3.15	2.91	4.25	1.38
DOLORES PATA	10.5	17.30	14.79	1.06	1.66	0.12

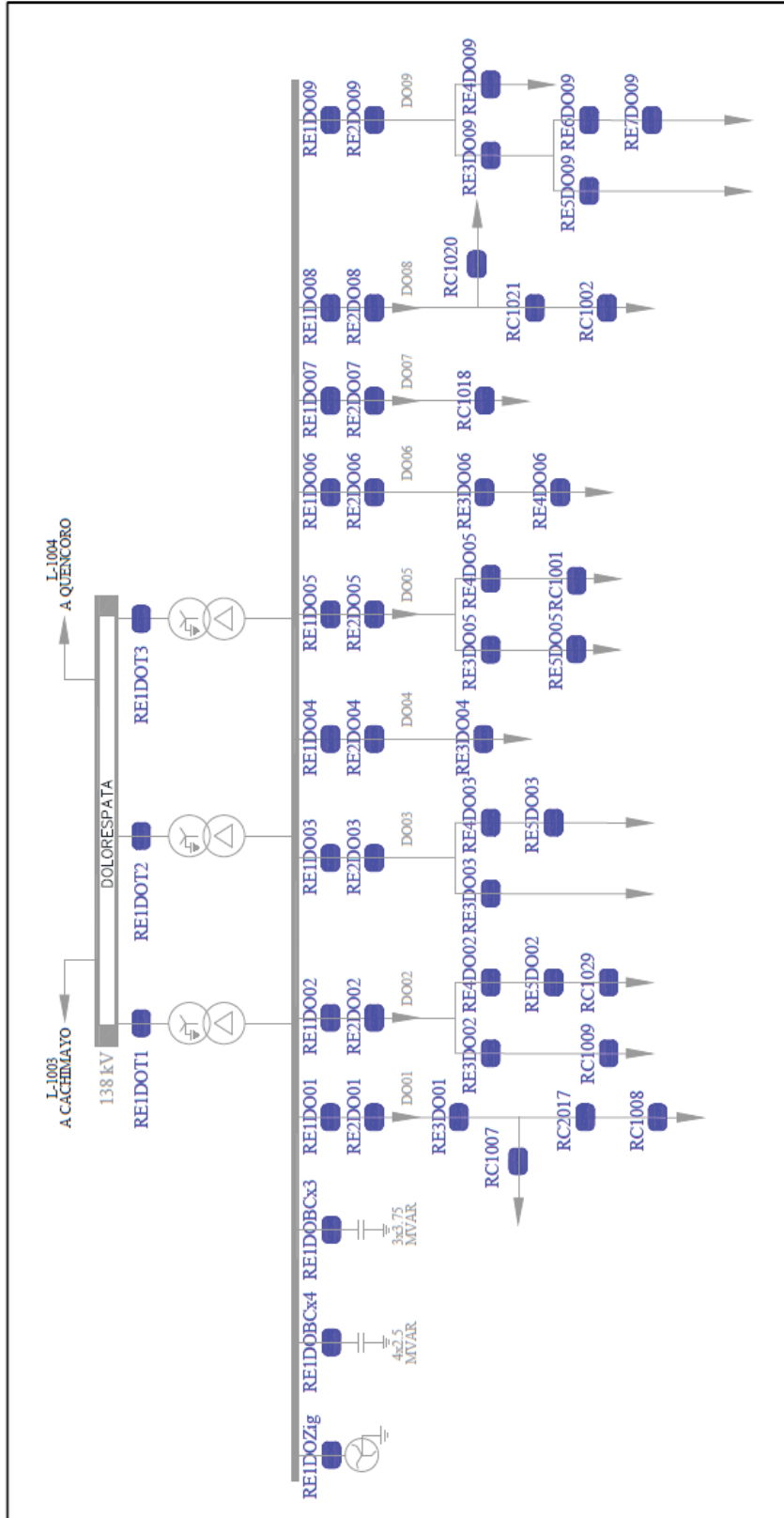
9. SUBESTACION DOLORESPATA 138/10.5 KV

9.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y DE PROTECCIONES

En la S. E. Dolorespata, se encuentra principalmente el siguiente equipamiento:

- 3 Transformadores de potencia de 2 devanados
- Transformador de puesta a tierra (zig-zag)
- 4 capacitores de 2.5 MVAR
- 3 capacitores de 3.75 MVAR
- 9 Alimentadores DO01, DO02, DO03, DO04, DO05, DO06, DO07, DO08 y DO09 en 10.5KV.





- Relés de protección

S.E. DOLORESPATA								
COD. RELE	EQUIPO PROTEGIDO	KV	MARCA	TIPO	FUNCIONES	CT	VT	OBSERVACIONES
RE1DOT1	12.2-15.25 MVA ONAN-ONAF 138±2x2.5%/11.5 YNd11 - 9.88% (ONAN)	138.00	MICOM	P632	87T, 50,51P , 50,51N	100,1		Ok
RE1DOT2	12.2 MVA ONAN 138±2x2.5%/11.5 YNd11 - 9.64% (ONAN)	138.00	MICOM	P632	87T, 50,51P , 50,51N	100,1		Ok
RE1DOT3	25-30 MVA ONAN-ONAF 138±4x2.3%/10.95 YNd5 - 10.45% (ONAF)	138.00	MICOM	P632	87T, 50,51P , 50,51N	350,1		Ok
RE1DO01	Salida 1	10.50	ABB	REX521	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE2DO01		10.50	GE	SR735	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE1DO02	Salida 2	10.50	ABB	REX521	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE2DO02		10.50	GE	SR735	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE1DO03	Salida 3	10.50	ABB	REX521	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE2DO03		10.50	GE	SR735	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE1DO04	Salida 4	10.50	ABB	REX521	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE2DO04		10.50	GE	SR735	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE1DO05	Salida 5	10.50	ABB	REX521	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE2DO05		10.50	GE	SR735	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE1DO06	Salida 6	10.50	ABB	REX521	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE2DO06		10.50	GE	SR735	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE1DO07	Salida 7	10.50	ABB	REX521	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE2DO07		10.50	GE	SR735	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE1DO08	Salida 8	10.50	ABB	REX521	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE2DO08		10.50	GE	SR735	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE1DO09	Salida 9	10.50	ABB	REX521	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE2DO09		10.50	GE	SR735	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE1DOBCx4	Banco capacitores 4x2.5 Mvar	10.50	ABB	REF545	50,51, 50N,51N	600,5		OK
RE1DOBCx3	Banco capacitores 3x3.75 Mvar	10.50	ABB	REF615	50,51, 50N,51N	800,5		OK
RE1DOTa	Salida a Taller	10.50	ABB	P121	50,51, 50N,51N			OK
RE2DOTa		10.50	Alstom Atlantique	TMA211	50,51			OK
RE1DOZig	zigzag	10.50	Alstom Atlantique	TA1110	50N,51N	500,5		OK

- Listado de reconectores instalados aguas abajo de los alimentadores de Dolorespata:

S.E. DOLORESPATA								
COD. RELE	ALIMENTADOR	KV	MARCA	TIPO	FUNCIONES	CT	VT	OBSERVACIONES
RE3DO01	Salida DO01	10.5	SCHNEIDER		50,51P , 50,51N	--	--	
RC1007		10.5	SCHNEIDER	ADVC	50,51P , 50,51N, 79	--	--	
RC1008		10.5	NOJA	RC10	50,51P , 50,51N, 79	--	--	
RC2017		10.5	NOJA	RC10	50,51P , 50,51N, 79	--	--	
RC1009	Salida DO02	10.5	SCHNEIDER	ADVC	50,51P , 50,51N, 79	--	--	
RC1029		10.5	NOJA	RC10	50,51P , 50,51N, 79	--	--	
RC1001	Salida DO05	10.5	NOJA	RC10	50,51P , 50,51N, 79	--	--	
RC1018	Salida DO07	10.5	NOJA	RC10	50,51P , 50,51N, 79	--	--	
RC1002	Salida DO08	10.5	NOJA	RC10	50,51P , 50,51N, 79	--	--	
RC1020		10.5	SEL	351R	50,51P , 50,51N, 79	--	--	
RC1021		10.5	SEL	351R	50,51P , 50,51N, 79	--	--	
RE3DO09	Salida DO09	10.5	SEL	751	50,51P , 50,51N	--	--	

- Listado de relés instalados en las subestaciones de distribución aguas abajo de los alimentadores de Dolorespata:

S.E. DOLORESPATA							
COD. RELE	ALIMENTADOR	KV	UBICACIÓN - SED	FUNCIONES	CT	VT	CARGA ALIMENTADA
RE3DO01	Salida DO01	10.5	ANTONIO LORENA	50,51P , 50,51N	--	--	INDEPENDENCIA
RE3DO02	Salida DO02	10.5	URB. PRIMAVERA	50,51P , 50,51N	--	--	MERCADO HUANCARO
RE4DO02		10.5	URB. PRIMAVERA	50,51P , 50,51N	--	--	AV GRAU
RE5DO02		10.5	AV. GRAU	50,51P , 50,51N	--	--	RAMON CASTILLA
RE3DO03	Salida DO03	10.5	PALACIO DE JUSTICIA	50,51P , 50,51N	--	--	BALCON CUSQUEÑO
RE4DO03		10.5	PALACIO DE JUSTICIA	50,51P , 50,51N	--	--	PORTAL ESPINAR
RE5DO03		10.5	ARCOPATA	50,51P , 50,51N	--	--	AV. LA RAZA
RE3DO04	Salida DO04	10.5	CARMEN ALTO	50,51P , 50,51N	--	--	CALERA CERVECEROS
RE3DO05	Salida DO05	10.5	CRUZPATA	50,51P , 50,51N	--	--	JR CONDORCANQUI
RE4DO05		10.5	CRUZPATA	50,51P , 50,51N	--	--	AV. BRASIL
RE5DO05		10.5	ATAHUALPA	50,51P , 50,51N	--	--	TAMBILLO
RE3DO06	Salida DO06	10.5	AV. LOS INCAS II	50,51P , 50,51N	--	--	AV. LOS INCAS II
RE4DO06		10.5	AV. LOS INCAS III	50,51P , 50,51N	--	--	AV. LA RAZA
RE3DO09	Salida DO09	10.5	PTE. GRAU	50,51P , 50,51N	--	--	AV. EL EJERCITO
RE4DO09		10.5	PTE. GRAU	50,51P , 50,51N	--	--	AV. PARDO
RE5DO09		10.5	AV. EL EJERCITO	50,51P , 50,51N	--	--	PTE. ALMUDENA
RE6DO09		10.5	AV. EL EJERCITO	50,51P , 50,51N	--	--	ESTACION SAN PEDRO
RE7DO09		10.5	PLAZA SAN FRANCISCO	50,51P , 50,51N	--	--	TEATRO MUNICIPAL

9.2. AJUSTES ACTUALES – SOBRECORRIENTE DE FASES Y TIERRA

SOBRECORRIENTE DE FASES - ACTUALES												
COD. RELE	MARCA	TIPO	KV	TC	TEMPO INVERSO				TEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					b		TMS	Curva	b>		p>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE1DOT1	ALSTOM	P632	138.0	100.1	0.64	64.00	0.20	EC-N	7.00	700.00	0.10	--
RE1DOT2	ALSTOM	P632	138.0	100.1	0.64	64.00	0.20	EC-N	7.00	700.00	0.10	--
RE1DOT3	ALSTOM	P632	138.0	350.1	0.43	150.50	0.20	EC-N	5.14	1799.00	0.10	--
RE1DO01	ABB	REX521	10.5	600.5	3.00	360.00	0.11	EC-N	67.00	8040.00	0.10	--
RE2DO01	GE	SR735	10.5	600.5	3.00	360.00	0.15	EC-N	70.00	8400.00	0.10	--
RE1DO02	ABB	REX521	10.5	600.5	3.00	360.00	0.11	EC-N	67.00	8040.00	0.10	--
RE2DO02	GE	SR735	10.5	600.5	3.00	360.00	0.15	EC-N	70.00	8400.00	0.10	--
RE1DO03	ABB	REX521	10.5	600.5	3.00	360.00	0.11	EC-N	67.00	8040.00	0.10	--
RE2DO03	GE	SR735	10.5	600.5	3.00	360.00	0.15	EC-N	70.00	8400.00	0.10	--
RE1DO04	ABB	REX521	10.5	600.5	3.00	360.00	0.11	EC-N	67.00	8040.00	0.10	--
RE2DO04	GE	SR735	10.5	600.5	3.00	360.00	0.15	EC-N	70.00	8400.00	0.10	--
RE1DO05	ABB	REX521	10.5	600.5	3.00	360.00	0.11	EC-N	67.00	8040.00	0.10	--
RE2DO05	GE	SR735	10.5	600.5	3.00	360.00	0.15	EC-N	70.00	8400.00	0.10	--
RE1DO06	ABB	REX521	10.5	600.5	3.00	360.00	0.11	EC-N	67.00	8040.00	0.10	--
RE2DO06	GE	SR735	10.5	600.5	3.00	360.00	0.15	EC-N	70.00	8400.00	0.10	--
RE1DO07	ABB	REX521	10.5	600.5	3.00	360.00	0.11	EC-N	67.00	8040.00	0.10	--
RE2DO07	GE	SR735	10.5	600.5	3.00	360.00	0.15	EC-N	70.00	8400.00	0.10	--
RE1DO08	ABB	REX521	10.5	600.5	3.00	360.00	0.11	EC-N	67.00	8040.00	0.10	--
RE2DO08	GE	SR735	10.5	600.5	3.00	360.00	0.15	EC-N	70.00	8400.00	0.10	--
RE1DO09	ABB	REX521	10.5	600.5	3.00	360.00	0.11	EC-N	67.00	8040.00	0.10	--
RE2DO09	GE	SR735	10.5	600.5	3.00	360.00	0.15	EC-N	70.00	8400.00	0.10	--
RE1DOBc3	ABB	REF615	10.5	800.5	5.75	920.00	0.05	EC-VI	4.20	672.00	3.00	--
RE1DOBc4	ABB	REF545	10.5	600.5	6.00	720.00	0.05	EC-N	20.00	2400.00	0.05	--
RE1DOZig	Alstom	TA1110	10.5	900.5	-	-	-	-	-	-	-	--

SOBRECORRIENTE DE FASES - ACTUALES												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					▷		TMS	Curva	▷▷		▷▷	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RC1007	Schneider	ADVC	D001	1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC2017	NOJA	RC10		1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC1008	NOJA	RC10		1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC1009	Schneider	ADVC	D002	1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC1029	Schneider	ADVC		1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC1001	NOJA	RC10	DO05	1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC1018	NOJA	RC10	DO07	1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC1020	SEL	351R	DO08	1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC1021	SEL	351R		1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC1002	NOJA	RC10		1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock

SOBRECORRIENTE DE FASES - ACTUALES												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					▷		TMS	Curva	▷▷		▷▷	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE3DO01	Schneider		DO01	1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE3DO02	SEL	751	D002	1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE4DO02	SEL	751		1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE5DO02	SEL	751		1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE3DO03	Schneider		D003	1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE4DO03	Schneider			1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE5DO03	Schneider			1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE3DO04	Schneider		DO04	1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE3DO05	SEL	751	D005	1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE4DO05	SEL	751		1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE5DO05	SEL	751		1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE3DO06	SEL	751	D006	1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE4DO06	Schneider			1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE3DO09	SEL	751	D009	1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE4DO09	SEL	751		1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE5DO09	SEL	751		1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE6DO09	SEL	751		1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE7DO09	SEL	751		1/1	--	--	--	--	--	--	--	--

SOBRECORRIENTE DE TIERRA - ACTUALES												
COD. RELE	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					▷		TMS	Curva	▷▷		↻▷	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE1DOT1	ALSTOM	P632	138.0	100/Δ	0.20	20.00	0.55	IEC-NI	7.00	700.00	0.10	--
RE1DOT2	ALSTOM	P632	138.0	100/Δ	0.20	20.00	0.55	IEC-NI	7.00	700.00	0.10	--
RE1DOT3	ALSTOM	P632	138.0	350/Δ	0.12	42.00	0.53	IEC-NI	4.57	1599.50	0.10	--
RE1DO01	ABB	REX521	10.5	600/δ	0.45	54.00	0.12	IEC-NI	10.00	1200.00	0.05	--
RE2DO01	GE	SR735	10.5	600/δ	0.75	90.00	0.15	IEC-NI	10.00	1200.00	0.03	--
RE1DO02	ABB	REX521	10.5	600/δ	0.45	54.00	0.12	IEC-NI	10.00	1200.00	0.05	--
RE2DO02	GE	SR735	10.5	600/δ	0.75	90.00	0.15	IEC-NI	10.00	1200.00	0.03	--
RE1DO03	ABB	REX521	10.5	600/δ	0.45	54.00	0.12	IEC-NI	10.00	1200.00	0.05	--
RE2DO03	GE	SR735	10.5	600/δ	0.75	90.00	0.15	IEC-NI	10.00	1200.00	0.03	--
RE1DO04	ABB	REX521	10.5	600/δ	0.45	54.00	0.12	IEC-NI	10.00	1200.00	0.05	--
RE2DO04	GE	SR735	10.5	600/δ	0.75	90.00	0.15	IEC-NI	10.00	1200.00	0.03	--
RE1DO05	ABB	REX521	10.5	600/δ	0.45	54.00	0.12	IEC-NI	10.00	1200.00	0.05	--
RE2DO05	GE	SR735	10.5	600/δ	0.75	90.00	0.15	IEC-NI	10.00	1200.00	0.03	--
RE1DO06	ABB	REX521	10.5	600/δ	0.45	54.00	0.12	IEC-NI	10.00	1200.00	0.05	--
RE2DO06	GE	SR735	10.5	600/δ	0.75	90.00	0.15	IEC-NI	10.00	1200.00	0.03	--
RE1DO07	ABB	REX521	10.5	600/δ	0.45	54.00	0.12	IEC-NI	10.00	1200.00	0.05	--
RE2DO07	GE	SR735	10.5	600/δ	0.75	90.00	0.15	IEC-NI	10.00	1200.00	0.03	--
RE1DO08	ABB	REX521	10.5	600/δ	0.45	54.00	0.12	IEC-NI	10.00	1200.00	0.05	--
RE2DO08	GE	SR735	10.5	600/δ	0.75	90.00	0.15	IEC-NI	10.00	1200.00	0.03	--
RE1DO09	ABB	REX521	10.5	600/δ	0.45	54.00	0.12	IEC-NI	10.00	1200.00	0.05	--
RE2DO09	GE	SR735	10.5	600/δ	0.75	90.00	0.15	IEC-NI	10.00	1200.00	0.03	--
RE1DOBCx3	ABB	REF615	10.5	50/δ	6.40	64.00	0.70	DT	80.00	800.00	0.50	--
RE1DOBCx4	ABB	REF545	10.5	600/δ	0.45	54.00	0.40	DT	4.50	540.00	0.20	--
RE1DOZlg	Alstom	TA1110	10.5	500/δ	1.20	120	1.00	DT	--	--	--	--

SOBRECORRIENTE DE TIERRA - ACTUALES												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					D		TMS	Curva	D>		t>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RC1007	Schneider	ADVC	D001	1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC2017	NOJA	RC10		1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC1008	NOJA	RC10		1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC1009	Schneider	ADVC	D002	1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC1029	Schneider	ADVC		1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC1001	NOJA	RC10	DO05	1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC1018	NOJA	RC10	DO07	1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC1020	SEL	351R	DO08	1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC1021	SEL	351R		1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock
RC1002	NOJA	RC10		1/1	--	--	--	--	--	--	--	2R+Lock

SOBRECORRIENTE DE TIERRA - ACTUALES												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					D		TMS	Curva	D>		t>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE3DO01	Schneider		DO01	1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE3DO02	SEL	751	D002	1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE4DO02	SEL	751		1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE5DO02	SEL	751		1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE3DO03	Schneider		D003	1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE4DO03	Schneider			1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE5DO03	Schneider			1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE3DO04	Schneider		DO04	1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE3DO05	SEL	751	D005	1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE4DO05	SEL	751		1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE5DO05	SEL	751		1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE3DO06	SEL	751	D006	1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE4DO06	Schneider			1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE3DO09	SEL	751	D009	1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE4DO09	SEL	751		1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE5DO09	SEL	751		1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE6DO09	SEL	751		1/1	--	--	--	--	--	--	--	--
RE7DO09	SEL	751		1/1	--	--	--	--	--	--	--	--

9.3. AJUSTES PROPUESTOS – SOBRECORRIENTE DE FASES Y TIERRA

SOBRECORRIENTE DE FASES - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					D		TMS	Curva	D>		t>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE1DOT1	ALSTOM	P632	138.0	100,1	0.64	64	0.20	IEC-NI	7.00	700	0.10	**
RE1DOT2	ALSTOM	P632	138.0	100,1	0.64	64.0	0.20	IEC-NI	7.00	700	0.10	**
RE1DOT3	ALSTOM	P632	138.0	350,1	0.43	150.50	0.20	IEC-NI	5.14	1799	0.10	--
RE1DO01	ABB	REX521	10.5	600,5	3.25	390.00	0.18	IEC-NI	--	--	--	--
RE2DO01	GE	SR735	10.5	600,5	3.50	420.00	0.20	IEC-NI	--	--	--	--
RE1DO02	ABB	REX521	10.5	600,5	3.25	390.00	0.18	IEC-NI	--	--	--	--
RE2DO02	GE	SR735	10.5	600,5	3.50	420.00	0.20	IEC-NI	--	--	--	--
RE1DO03	ABB	REX521	10.5	600,5	3.25	390.00	0.18	IEC-NI	--	--	--	--
RE2DO03	GE	SR735	10.5	600,5	3.50	420.00	0.20	IEC-NI	--	--	--	--
RE1DO04	ABB	REX521	10.5	600,5	3.25	390.00	0.18	IEC-NI	--	--	--	--
RE2DO04	GE	SR735	10.5	600,5	3.50	420.00	0.20	IEC-NI	--	--	--	--
RE1DO05	ABB	REX521	10.5	600,5	3.25	390.00	0.18	IEC-NI	--	--	--	--
RE2DO05	GE	SR735	10.5	600,5	3.50	420.00	0.20	IEC-NI	--	--	--	--
RE1DO06	ABB	REX521	10.5	600,5	3.25	390.00	0.18	IEC-NI	--	--	--	--
RE2DO06	GE	SR735	10.5	600,5	3.50	420.00	0.20	IEC-NI	--	--	--	--
RE1DO07	ABB	REX521	10.5	600,5	3.25	390.00	0.18	IEC-NI	--	--	--	--
RE2DO07	GE	SR735	10.5	600,5	3.50	420.00	0.20	IEC-NI	--	--	--	--
RE1DO08	ABB	REX521	10.5	600,5	3.25	390.00	0.18	IEC-NI	--	--	--	--
RE2DO08	GE	SR735	10.5	600,5	3.50	420.00	0.20	IEC-NI	--	--	--	--
RE1DO09	ABB	REX521	10.5	600,5	3.25	390.00	0.18	IEC-NI	--	--	--	--
RE2DO09	GE	SR735	10.5	600,5	3.50	420.00	0.20	IEC-NI	--	--	--	--
RE1DOBCx3	ABB	REF615	10.5	800,5	5.75	920.00	0.05	IEC-VI	4.20	672	3.00	--
RE1DOBCx4	ABB	REF545	10.5	600,5	6.00	720.00	0.05	IEC-NI	20.00	2400	0.05	--
RE1DOZig	Alstom	TA1110	10.5	500,5	-	-	-	-	-	-	-	--

SOBRECORRIENTE DE FASES - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					D		TMS	Curva	D>		t>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RC1007	Schneider	ADVC	D001	1,1	50.00	50.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC2017	NOJA	RC10		1,1	300.00	300.00	0.07	IEC-NI	--	--	--	2R+Lock
RC1008	NOJA	RC10		1,1	150.00	150.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC1009	Schneider	ADVC	DO02	1,1	80.00	80.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC1029	Schneider	ADVC		1,1	120.00	120.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC1001	NOJA	RC10	DO05	1,1	120.00	120.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC1018	NOJA	RC10	DO07	1,1	300.00	300.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	2R+Lock
RC1020	SEL	351R	DO08	1,1	300.00	300.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	2R+Lock
RC1021	SEL	351R		1,1	300.00	300.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	2R+Lock
RC1002	NOJA	RC10		1,1	50.00	50.00	0.08	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock

SOBRECORRIENTE DE FASES - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					▷		TMS	Curva	▷▷		▷▷ (s)	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE3DO01	Schneider		DO01	1/1	360.00	360.00	0.12	IEC-NI	--	--	--	--
RE3DO02	SEL	751	D002	1/1	360.00	360.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE4DO02	SEL	751		1/1	360.00	360.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE5DO02	SEL	751		1/1	300.00	300.00	0.05	IEC-NI	--	--	--	--
RE3DO03	Schneider		D003	1/1	360.00	360.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE4DO03	Schneider			1/1	360.00	360.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE5DO03	Schneider			1/1	360.00	360.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	--
RE3DO04	Schneider		DO04	1/1	300.00	300.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	--
RE3DO05	SEL	751	D005	1/1	360.00	360.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE4DO05	SEL	751		1/1	360.00	360.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE5DO05	SEL	751		1/1	360.00	360.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	--
RE3DO06	SEL	751	D006	1/1	360.00	360.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE4DO06	Schneider			1/1	360.00	360.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	--
RE3DO09	SEL	751	D009	1/1	360.00	360.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE4DO09	SEL	751		1/1	360.00	360.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE5DO09	SEL	751		1/1	300.00	300.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	--
RE6DO09	SEL	751		1/1	300.00	300.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	--
RE7DO09	SEL	751		1/1	300.00	300.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	--

SOBRECORRIENTE DE TIERRA - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					D		TMS	Curva	D>		t>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE1DOT1	ALSTOM	P632	138.0	100/1	0.20	20	0.55	IEC-NI	7.00	700	0.10	**
RE1DOT2	ALSTOM	P632	138.0	100/1	0.20	20.0	0.55	IEC-NI	7.00	700	0.10	**
RE1DOT3	ALSTOM	P632	138.0	350/1	0.12	42	0.53	IEC-NI	4.57	1599.5	0.10	--
RE1DO01	ABB	REX521	10.5	600/5	0.45	54	0.18	IEC-NI	--	--	--	--
RE2DO01	GE	SR735	10.5	600/5	0.75	90	0.15	IEC-NI	--	--	--	--
RE1DO02	ABB	REX521	10.5	600/5	0.45	54	0.18	IEC-NI	--	--	--	--
RE2DO02	GE	SR735	10.5	600/5	0.75	90	0.15	IEC-NI	--	--	--	--
RE1DO03	ABB	REX521	10.5	600/5	0.45	54	0.18	IEC-NI	--	--	--	--
RE2DO03	GE	SR735	10.5	600/5	0.75	90	0.15	IEC-NI	--	--	--	--
RE1DO04	ABB	REX521	10.5	600/5	0.45	54	0.18	IEC-NI	--	--	--	--
RE2DO04	GE	SR735	10.5	600/5	0.75	90	0.15	IEC-NI	--	--	--	--
RE1DO05	ABB	REX521	10.5	600/5	0.45	54	0.18	IEC-NI	--	--	--	--
RE2DO05	GE	SR735	10.5	600/5	0.75	90	0.15	IEC-NI	--	--	--	--
RE1DO06	ABB	REX521	10.5	600/5	0.45	54	0.18	IEC-NI	--	--	--	--
RE2DO06	GE	SR735	10.5	600/5	0.75	90	0.15	IEC-NI	--	--	--	--
RE1DO07	ABB	REX521	10.5	600/5	0.45	54	0.18	IEC-NI	--	--	--	--
RE2DO07	GE	SR735	10.5	600/5	0.75	90	0.15	IEC-NI	--	--	--	--
RE1DO08	ABB	REX521	10.5	600/5	0.45	54	0.18	IEC-NI	--	--	--	--
RE2DO08	GE	SR735	10.5	600/5	0.75	90	0.15	IEC-NI	--	--	--	--
RE1DO09	ABB	REX521	10.5	600/5	0.45	54	0.18	IEC-NI	--	--	--	--
RE2DO09	GE	SR735	10.5	600/5	0.75	90	0.15	IEC-NI	--	--	--	--
RE1DOBCx3	ABB	REF615	10.5	50/5	6.40	64	0.70	DT	80.00	800	0.50	--
RE1DOBCx4	ABB	REF545	10.5	600/5	0.45	54	0.40	DT	4.50	540	0.20	--
RE1DOZlg	Alstom	TA1110	10.5	500/5	1.20	120	1.00	DT	--	--	--	--

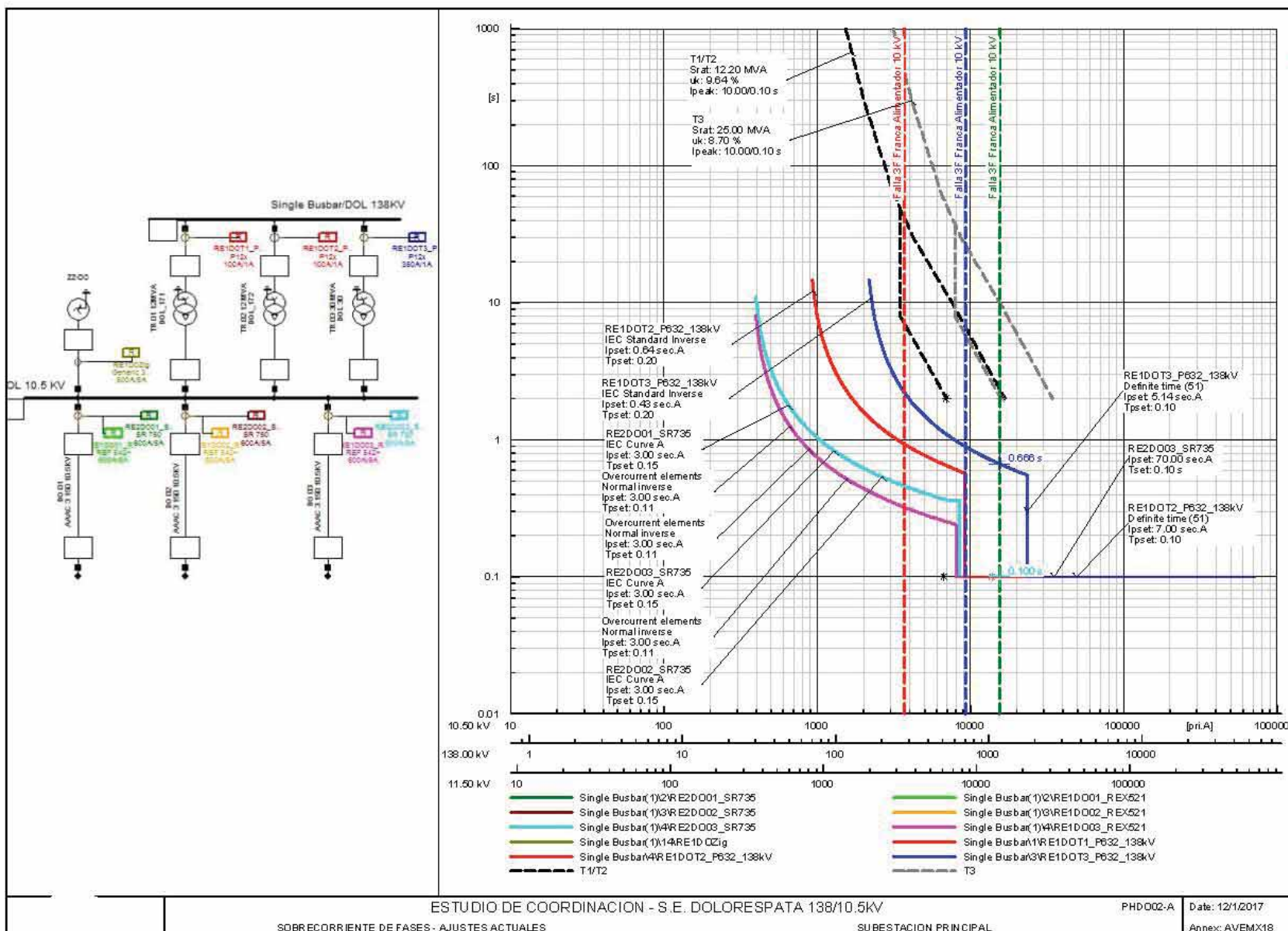
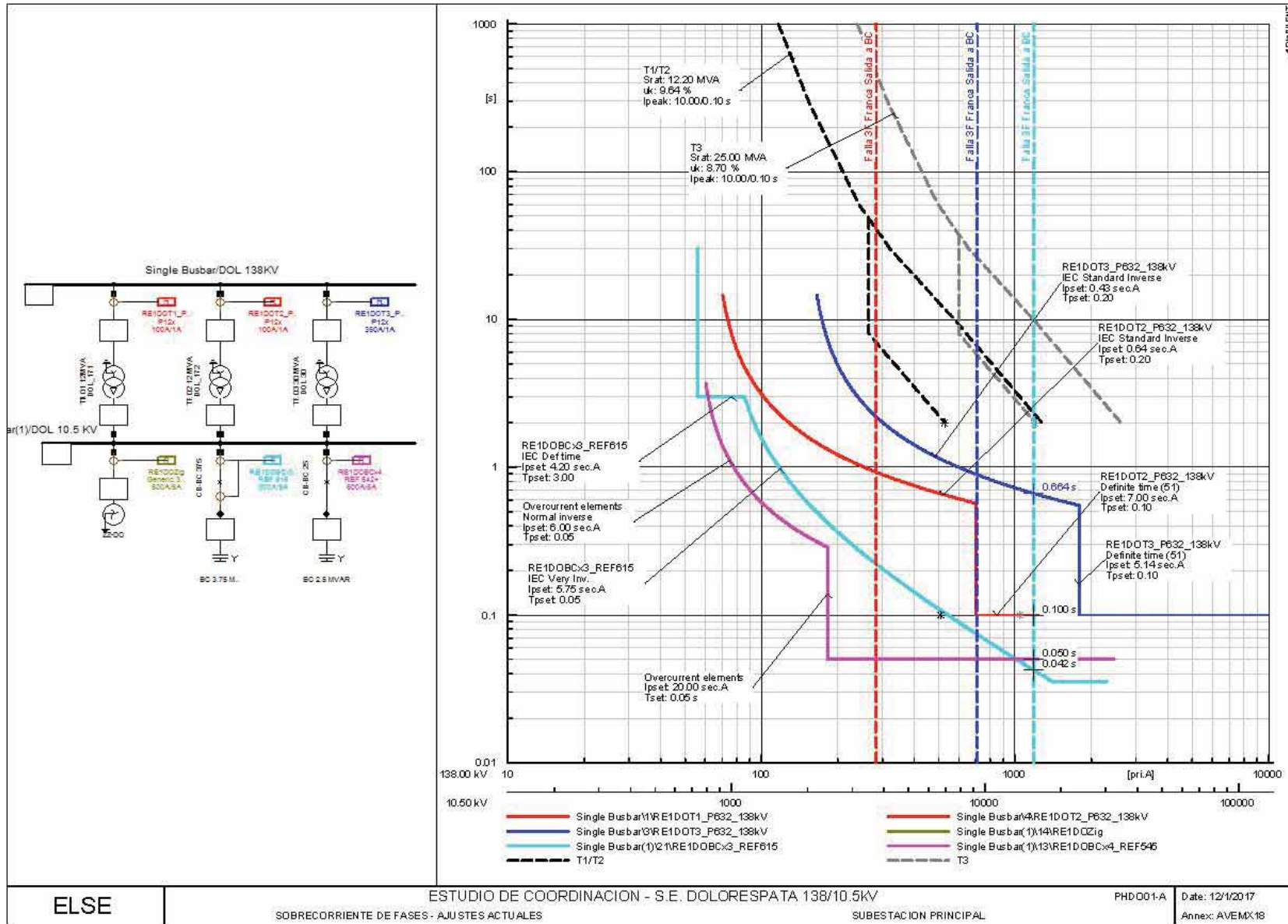
SOBRECORRIENTE DE TIERRA - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					D		TMS	Curva	D>		t>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RC1007	Schneider	ADVC		1/1	30.00	30.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC2017	NOJA	RC10	D001	1/1	30.00	30.00	0.09	IEC-NI	--	--	--	2R+Lock
RC1008	NOJA	RC10		1/1	30.00	30.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC1009	Schneider	ADVC	D002	1/1	30.00	30.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC1029	Schneider	ADVC		1/1	30.00	30.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC1001	NOJA	RC10	DO05	1/1	30.00	30.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock
RC1018	NOJA	RC10	DO07	1/1	30.00	30.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	2R+Lock
RC1020	SEL	351R		1/1	30.00	30.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	2R+Lock
RC1021	SEL	351R	DO08	1/1	30.00	30.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	2R+Lock
RC1002	NOJA	RC10		1/1	30.00	30.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock

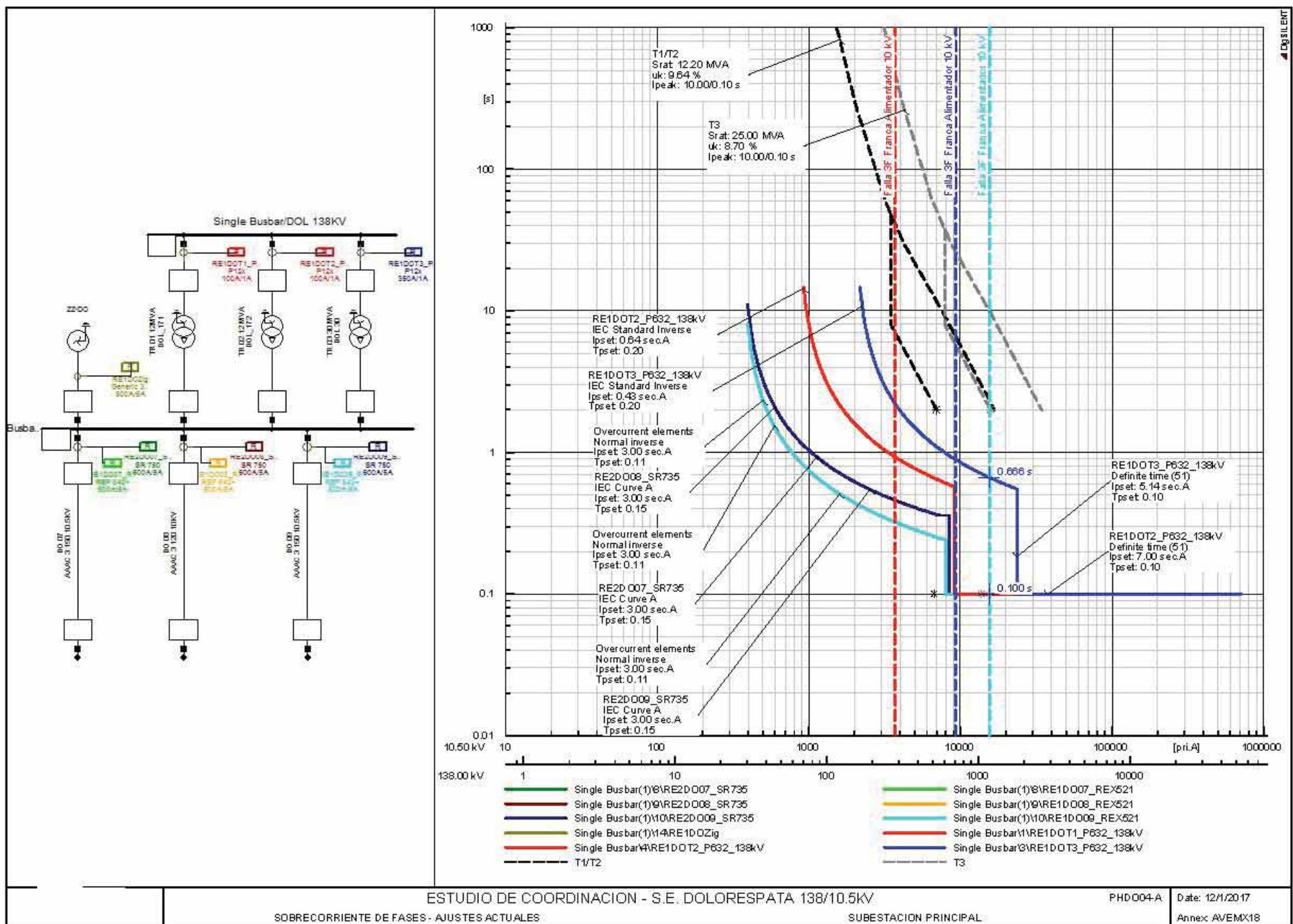
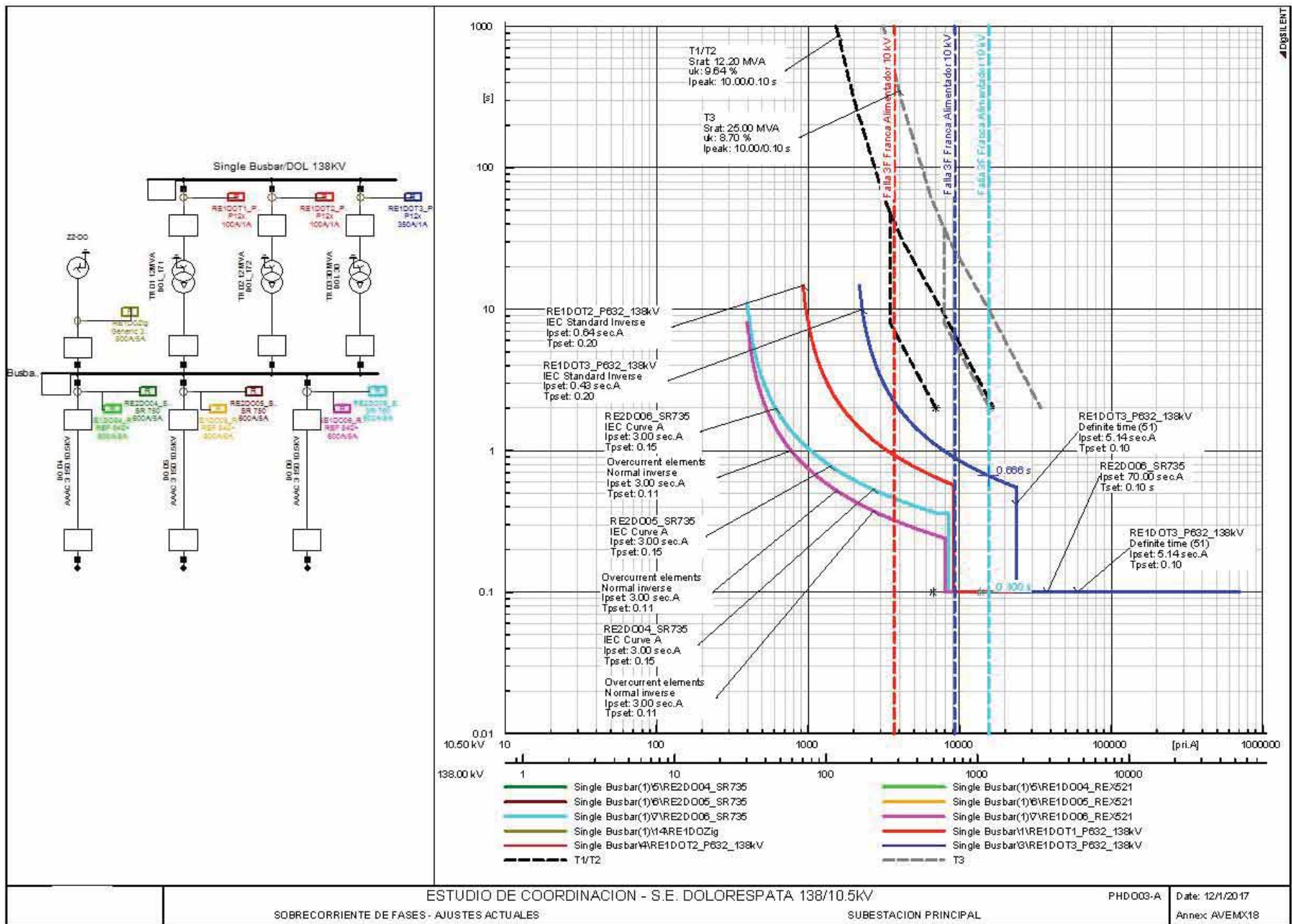
SOBRECORRIENTE DE TIERRA - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					▷		TMS	Curva	▷▷		▷▷ (s)	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE3D001	Schneider		DO01	1/Δ	45.00	45.00	0.15	IEC-NI	--	--	--	--
RE3D002	SEL	751	D002	1/Δ	45.00	45.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE4D002	SEL	751		1/Δ	45.00	45.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE5D002	SEL	751		1/Δ	45.00	45.00	0.05	IEC-NI	--	--	--	--
RE3D003	Schneider		D003	1/Δ	45.00	45.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE4D003	Schneider			1/Δ	45.00	45.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE5D003	Schneider			1/Δ	45.00	45.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	--
RE3D004	Schneider		DO04	1/Δ	45.00	45.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	--
RE3D005	SEL	751	D005	1/Δ	45.00	45.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE4D005	SEL	751		1/Δ	45.00	45.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE5D005	SEL	751		1/Δ	45.00	45.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	--
RE3D006	SEL	751	D006	1/Δ	45.00	45.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE4D006	Schneider			1/Δ	45.00	45.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	--
RE3D009	SEL	751	D009	1/Δ	45.00	45.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE4D009	SEL	751		1/Δ	45.00	45.00	0.10	IEC-NI	--	--	--	--
RE5D009	SEL	751		1/Δ	45.00	45.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	--
RE6D009	SEL	751		1/Δ	45.00	45.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	--
RE7D009	SEL	751		1/Δ	45.00	45.00	0.05	IEC-VI	--	--	--	--

9.4 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE LOS TRANSFORMADORES DE DOLORESPATA

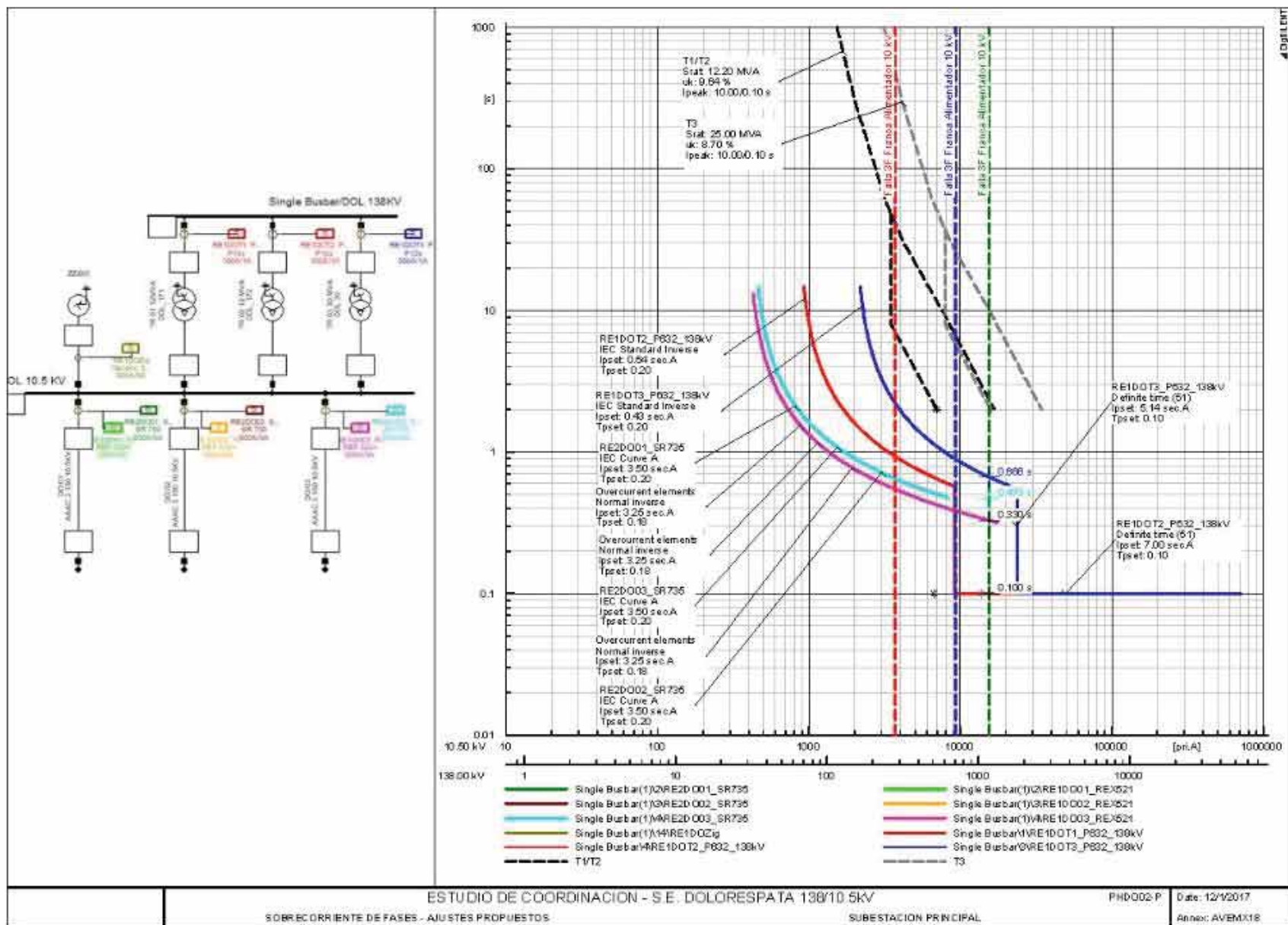
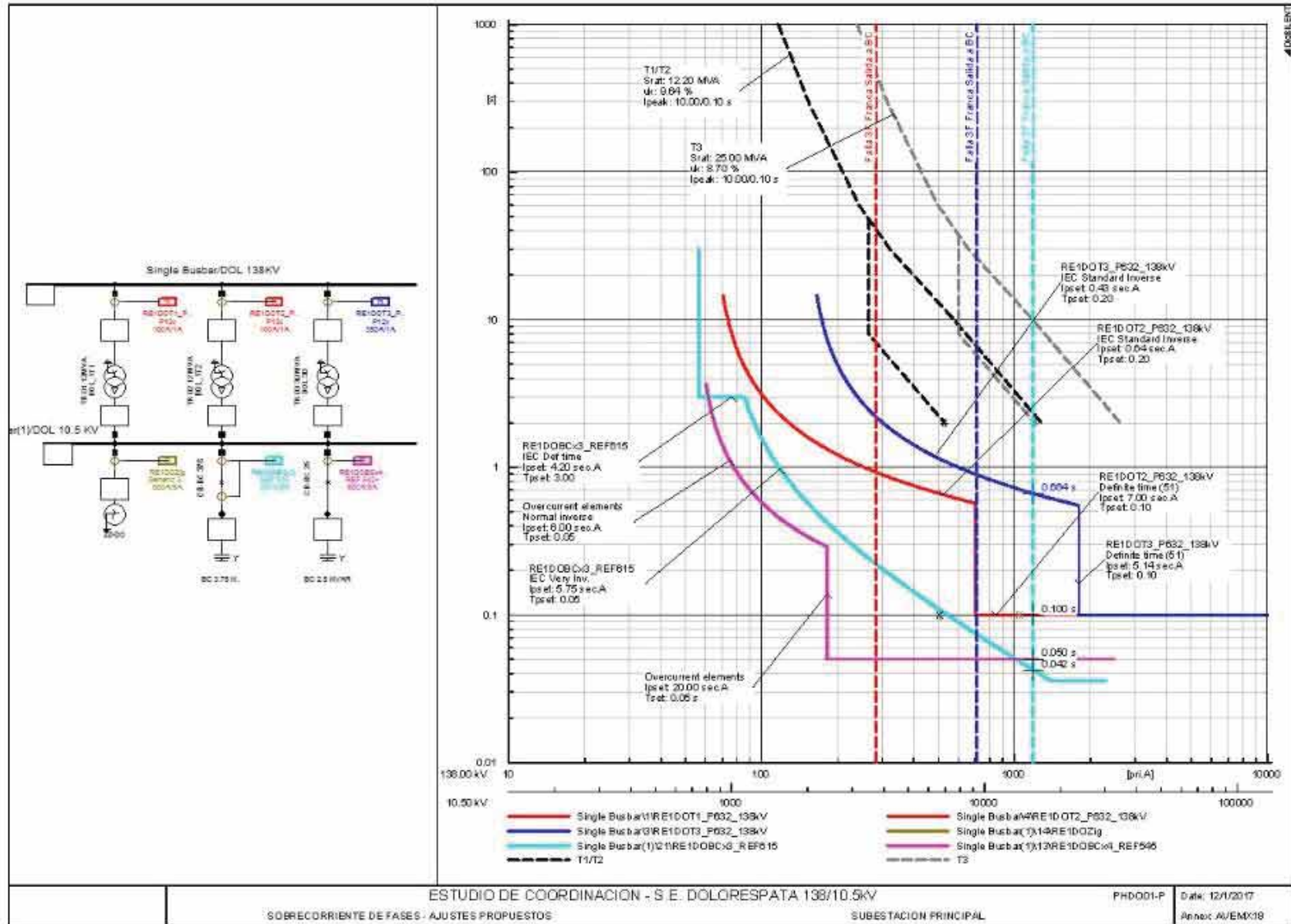
A continuación se verifica la selectividad de los relés de sobrecorriente del transformador de potencia:

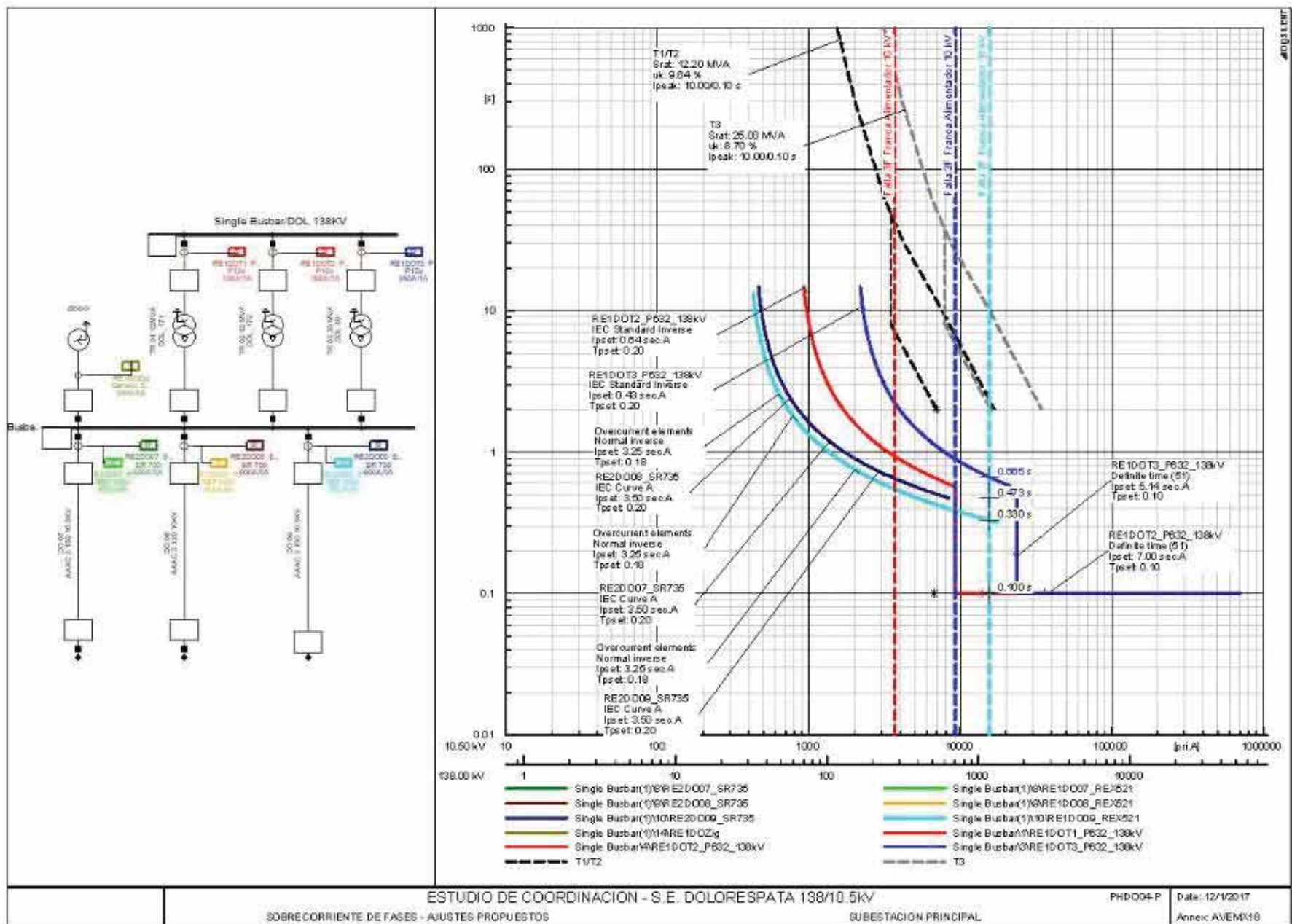
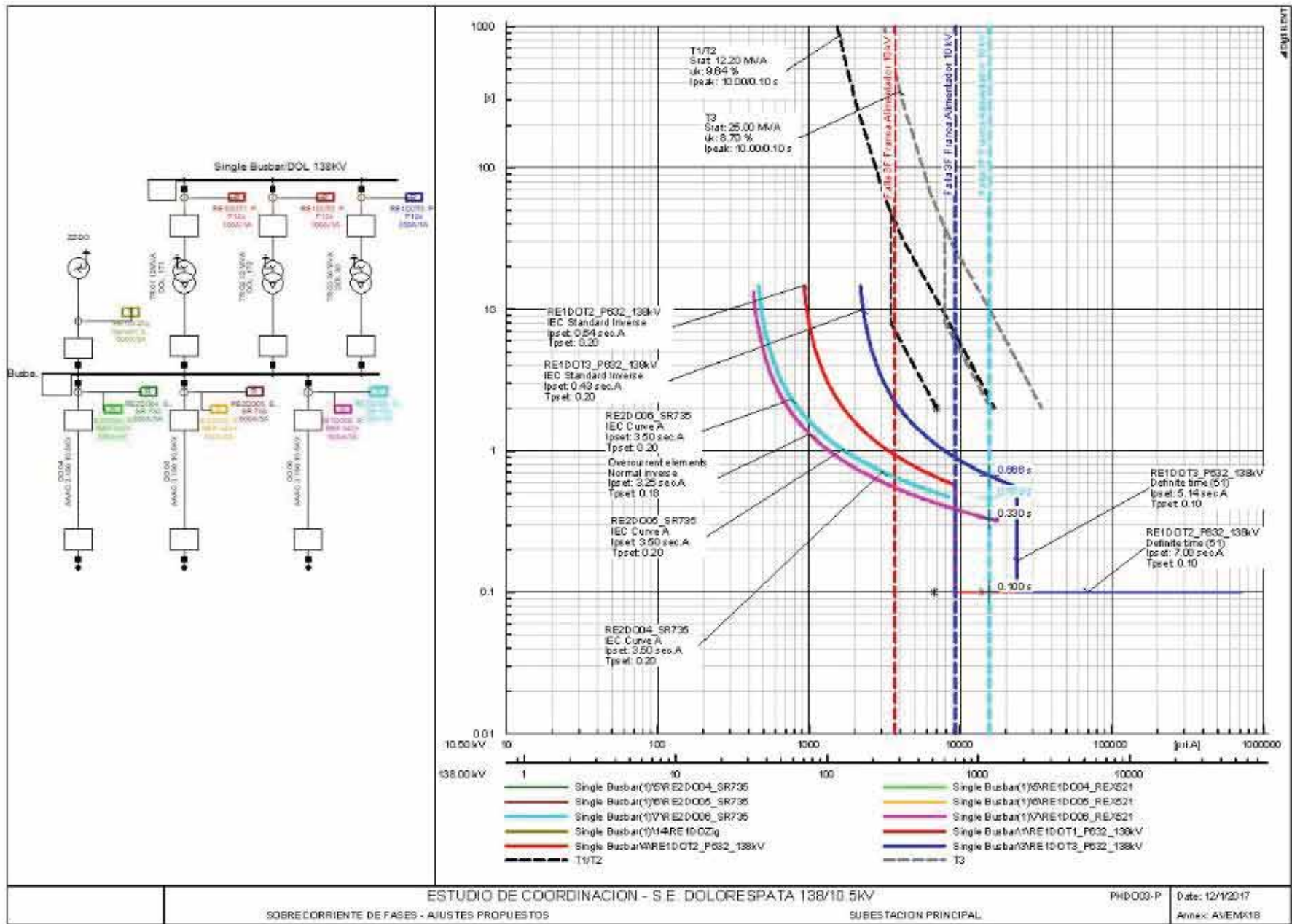
Protección de sobrecorriente de fases 51/50 - Ajustes Actuales

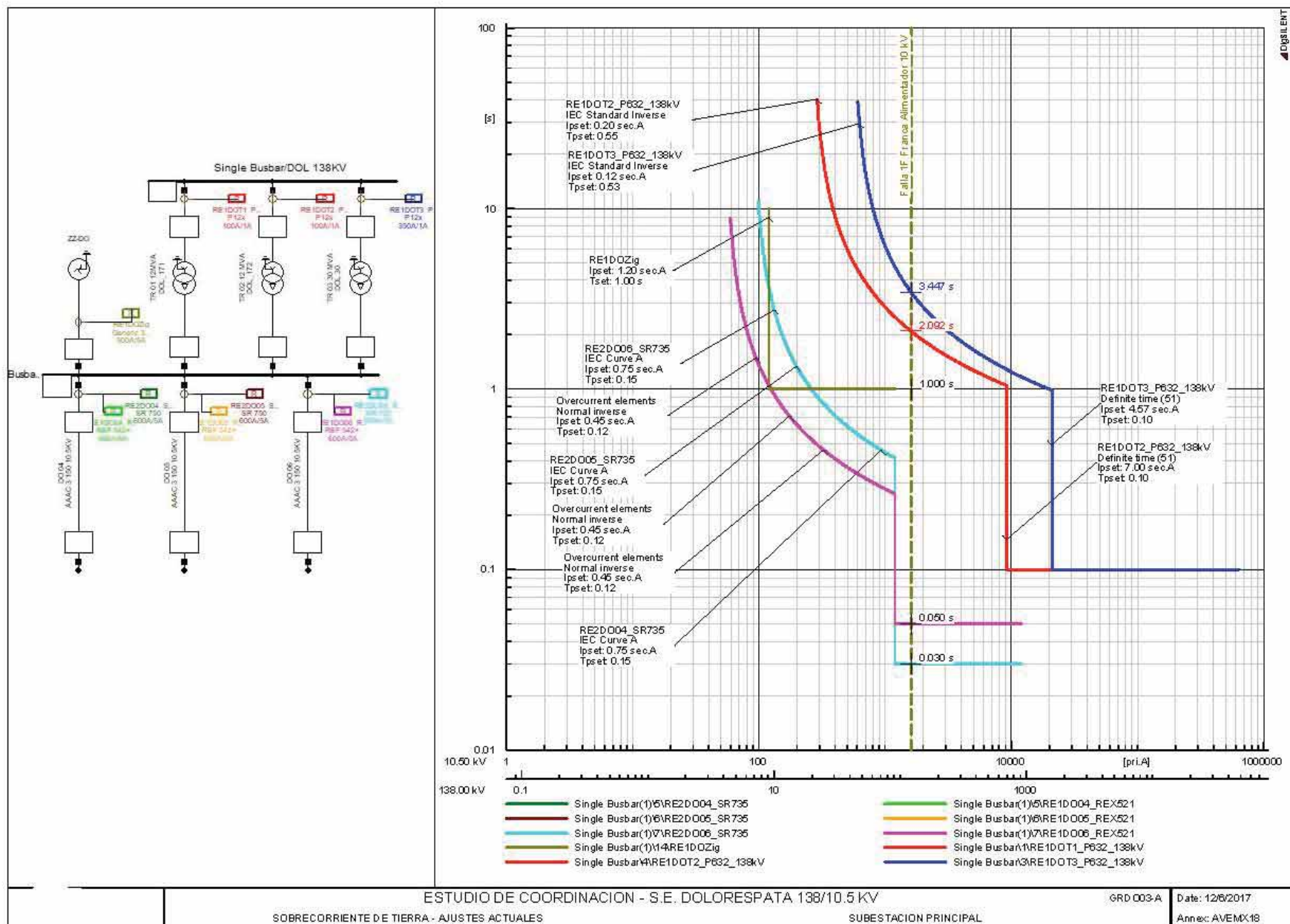
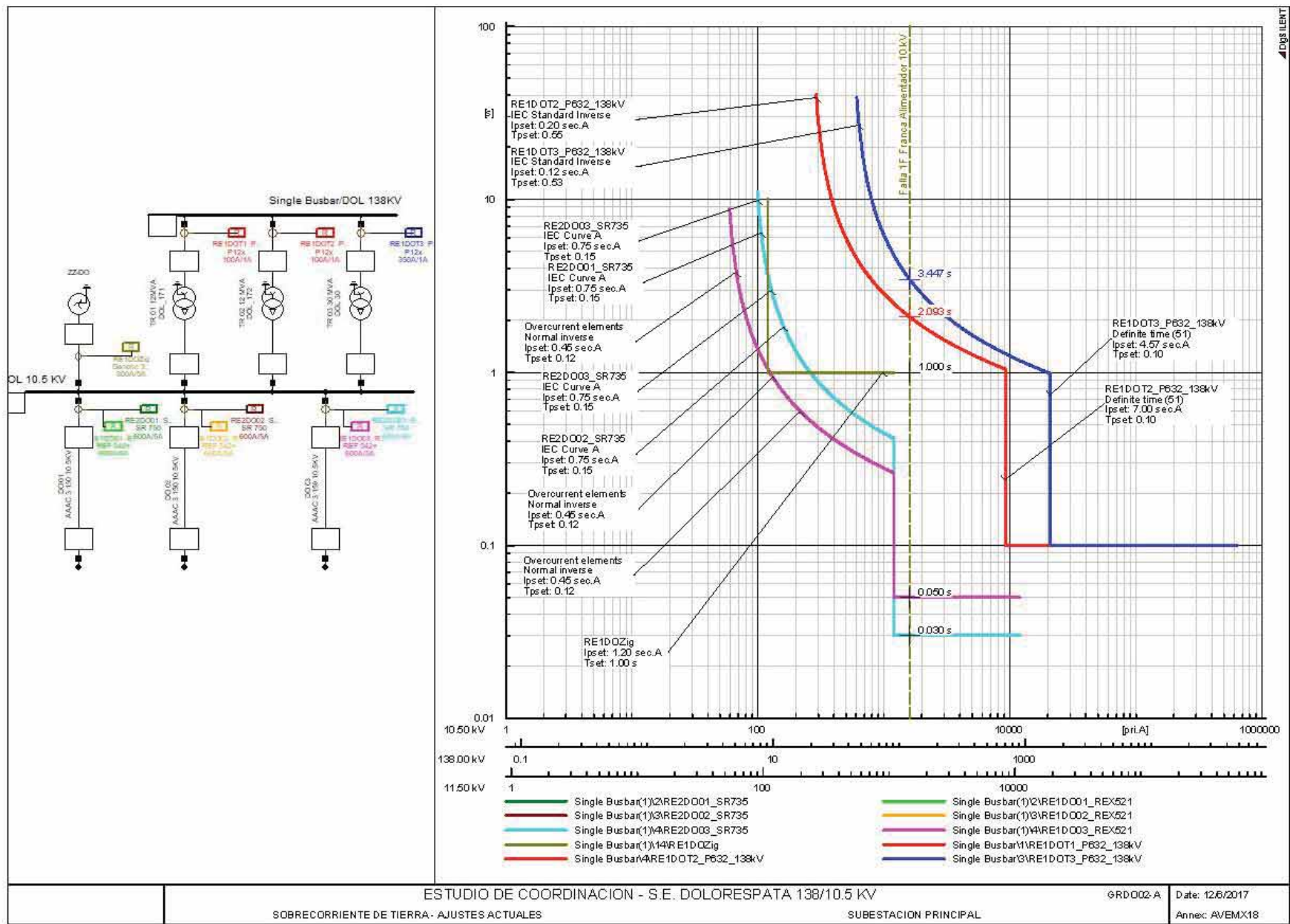


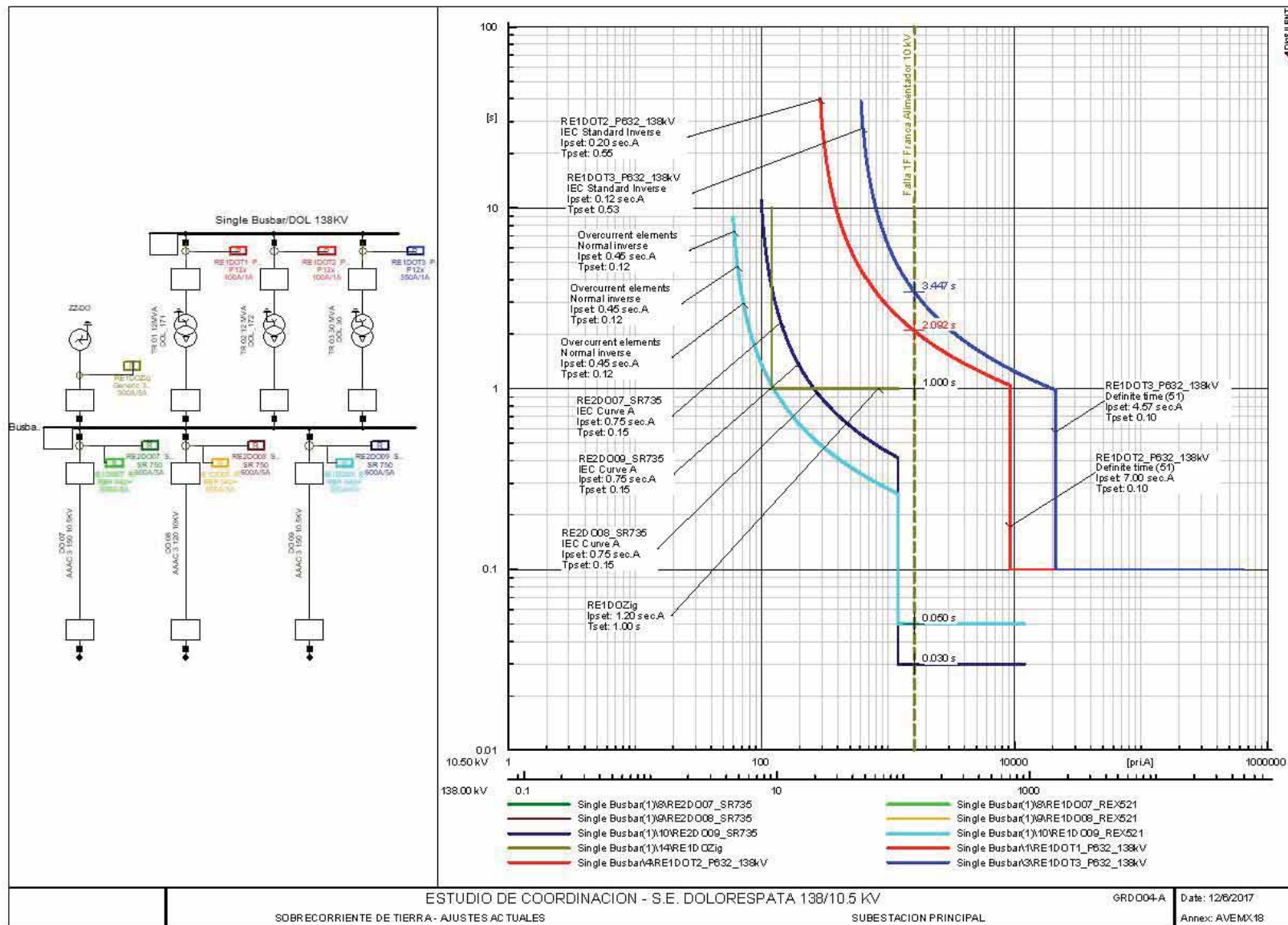


Protección de sobrecorriente de fases 51/50 - Ajustes Propuestos



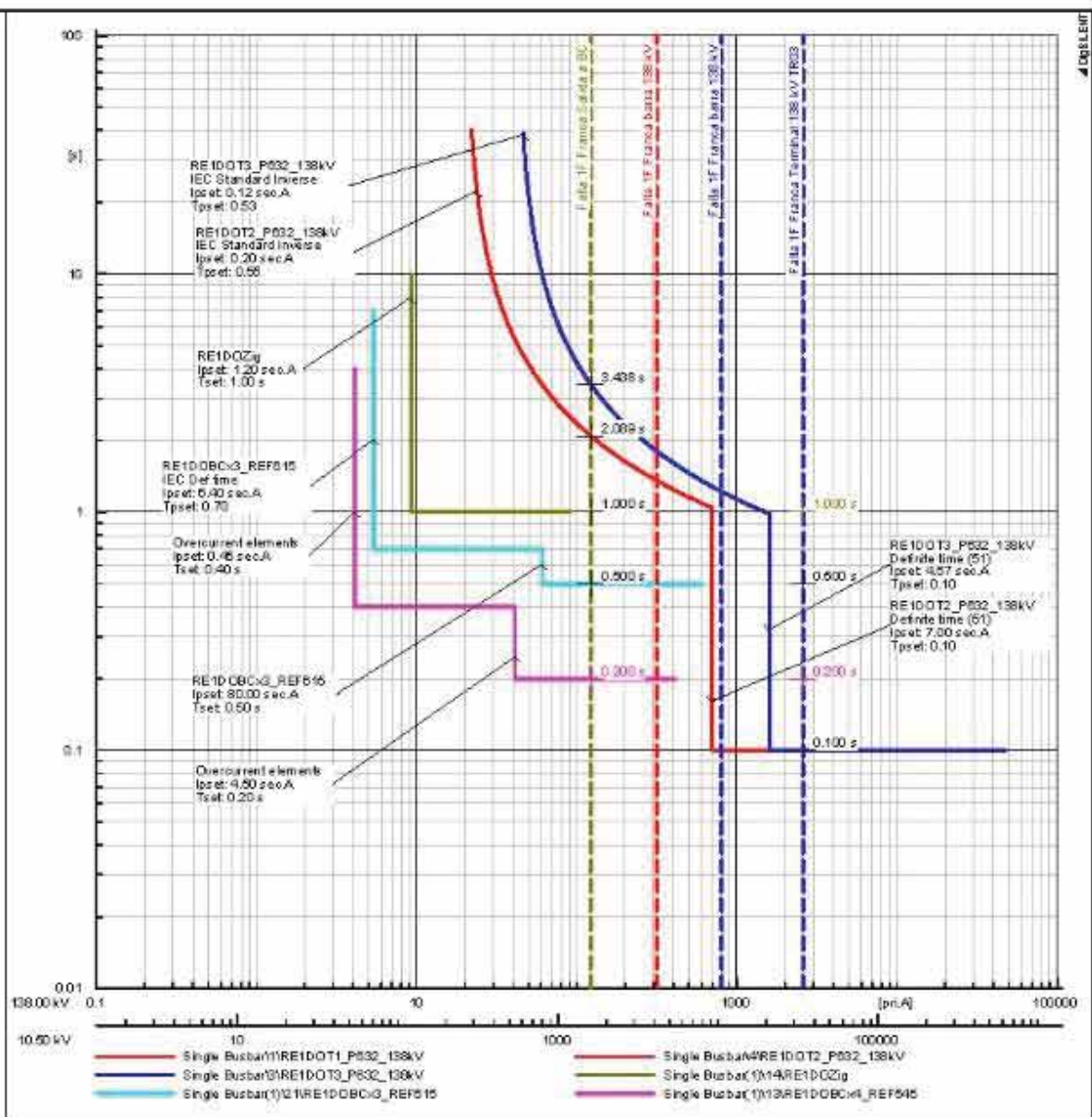
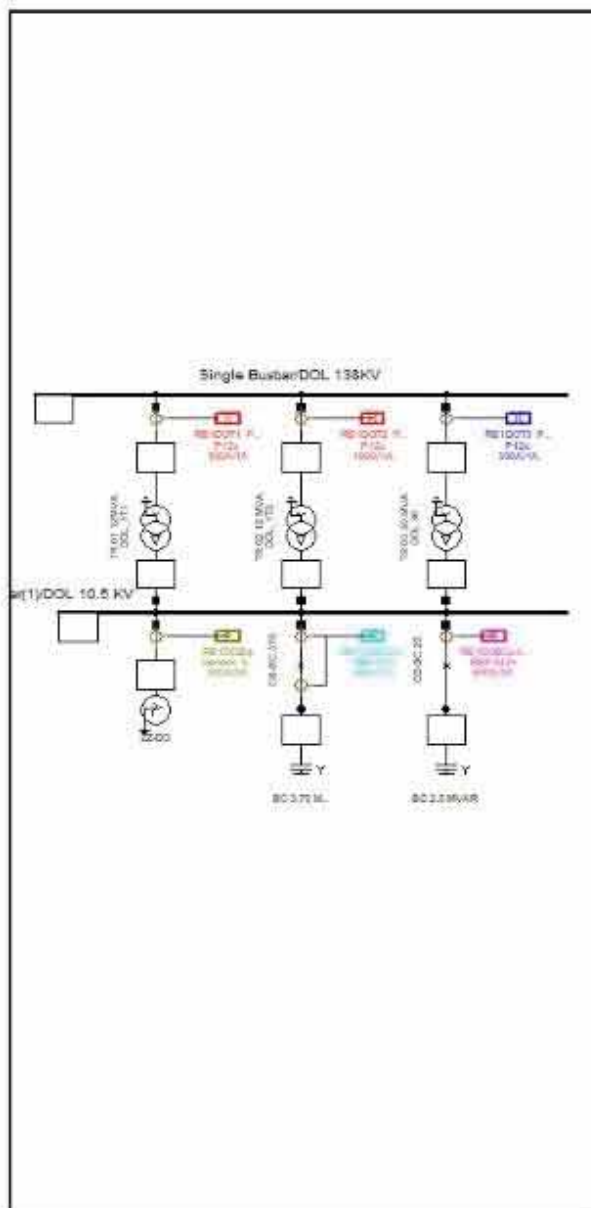




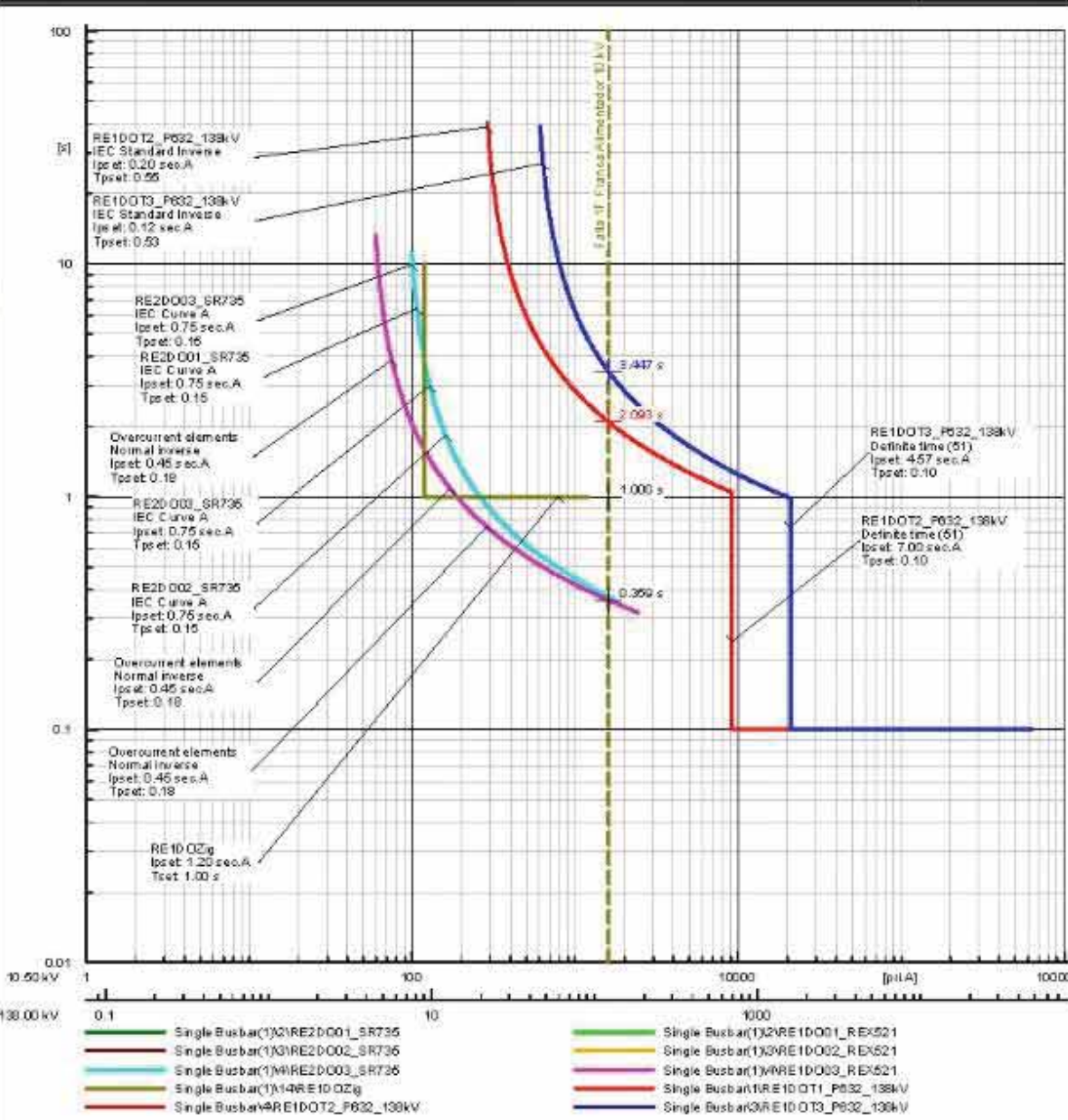
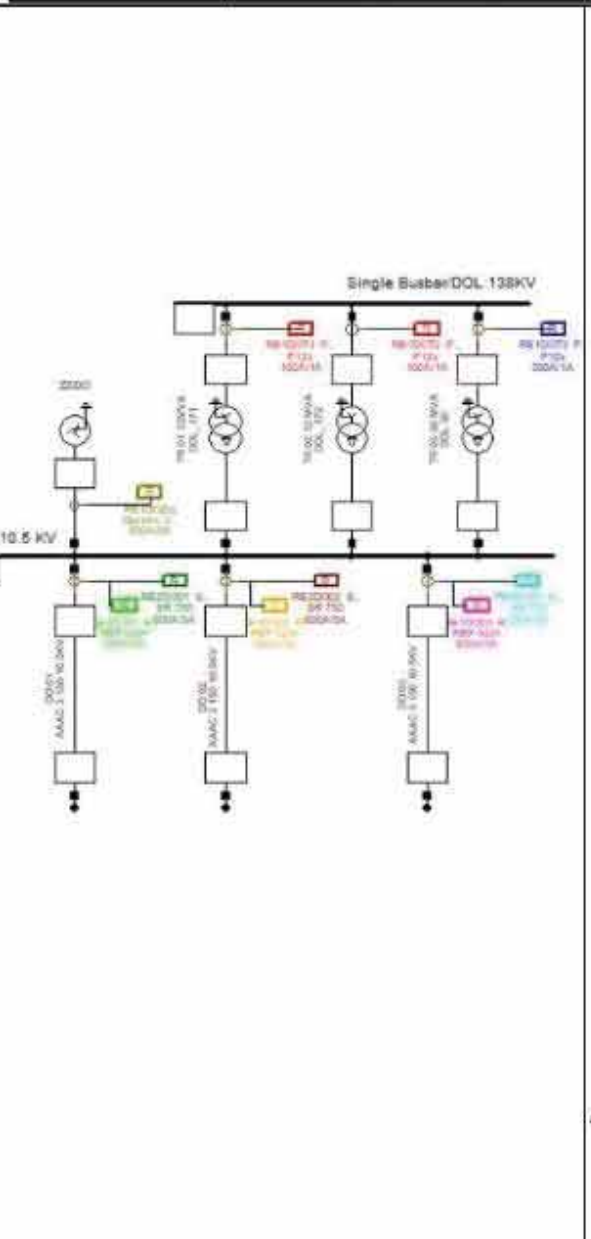


Protección de sobrecorriente de tierra 51N/50N - Ajustes Propuestos

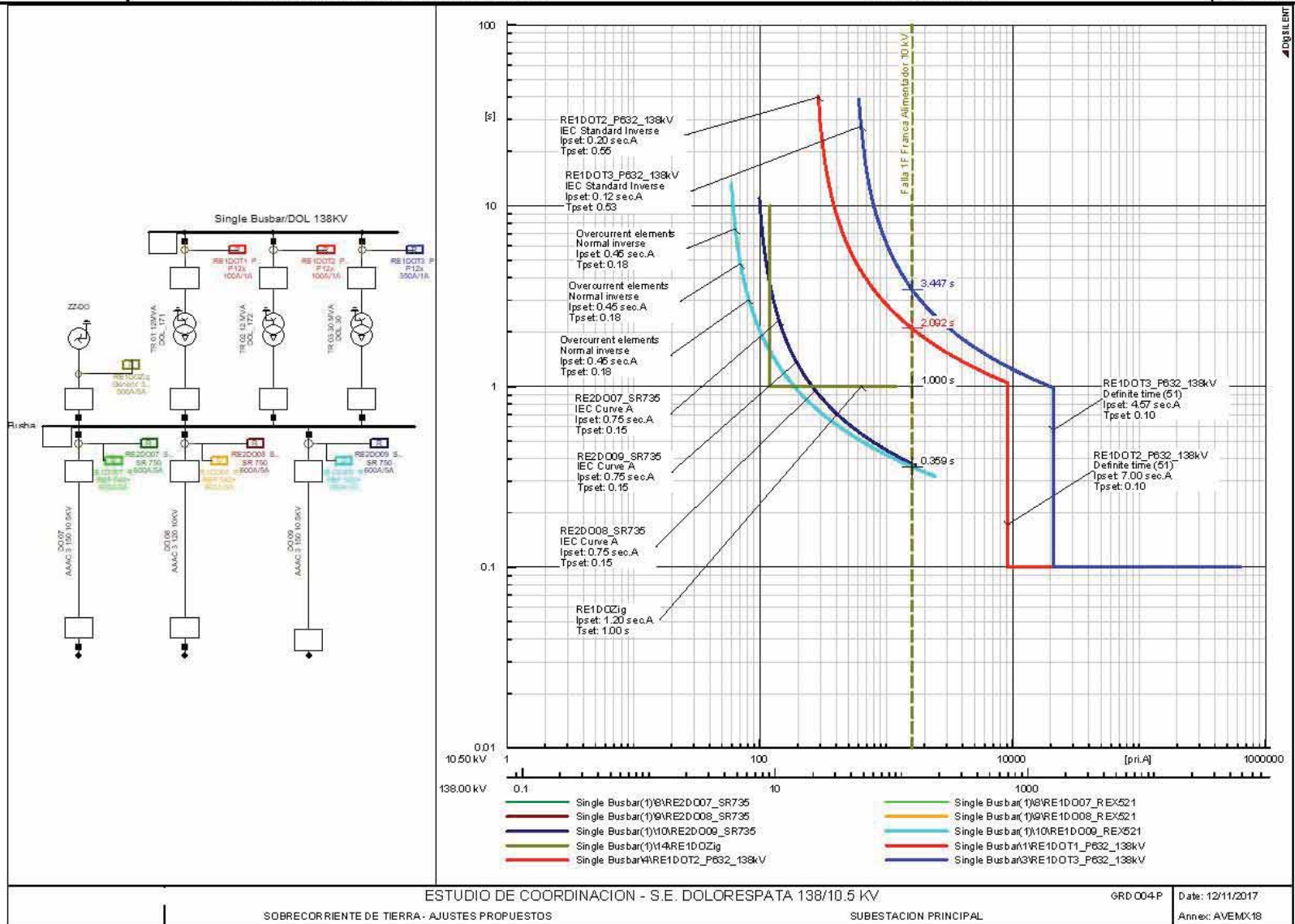
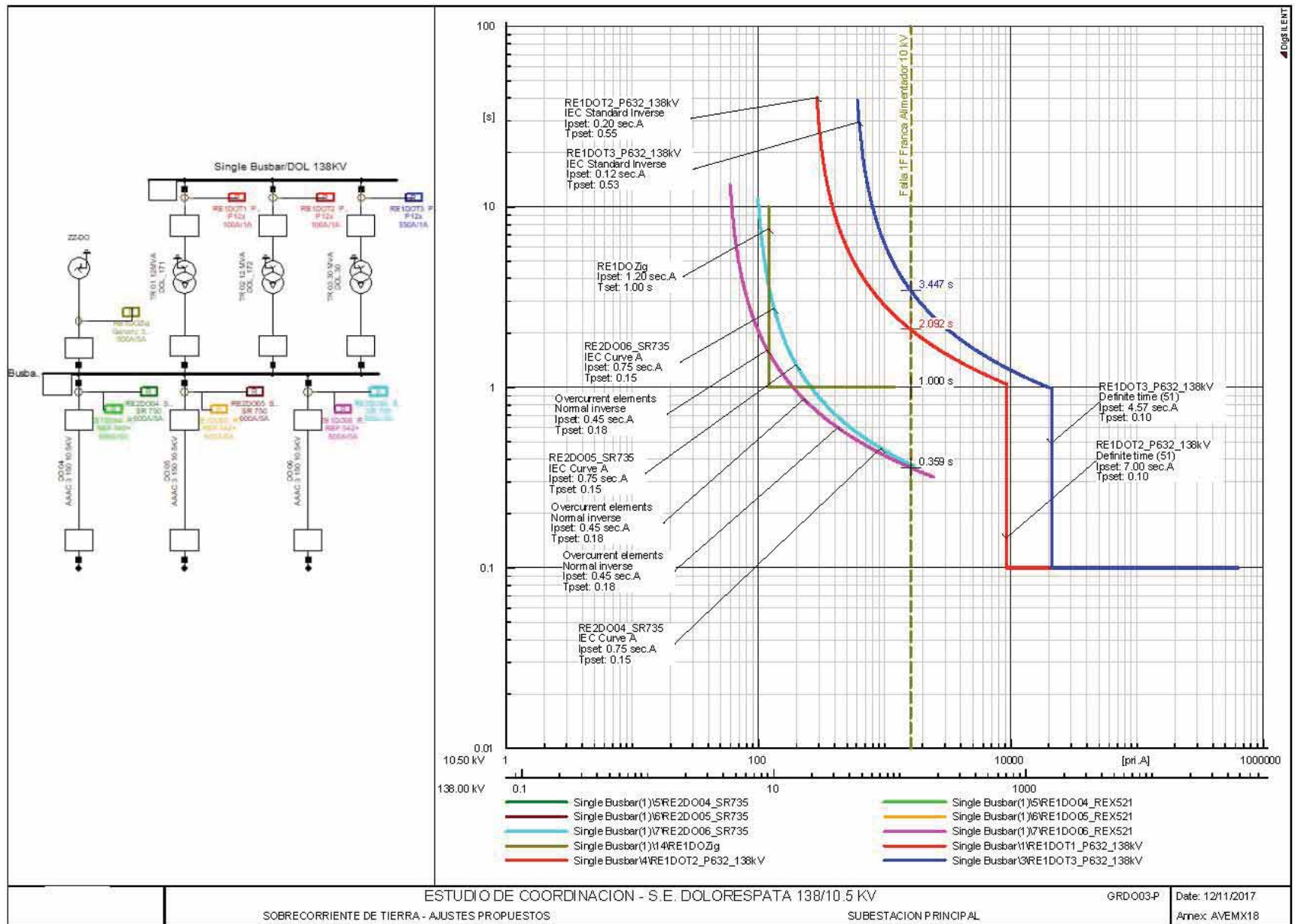
Se ha deshabilitado las etapas de tiempo definido de las protecciones de los alimentadores de tal forma que brinde un mayor tiempo de respaldo a las protecciones de los reconectores ubicadas aguas abajo.



ESTUDIO DE COORDINACION - S.E. DOLORESPATA 138/10.5 kV
SOBRECORRIENTE DE TIERRA - AJUSTES PROPUESTOS SUBSTACION PRINCIPAL 0RD001-P Date: 12/6/2017 Annex: AVEMX18



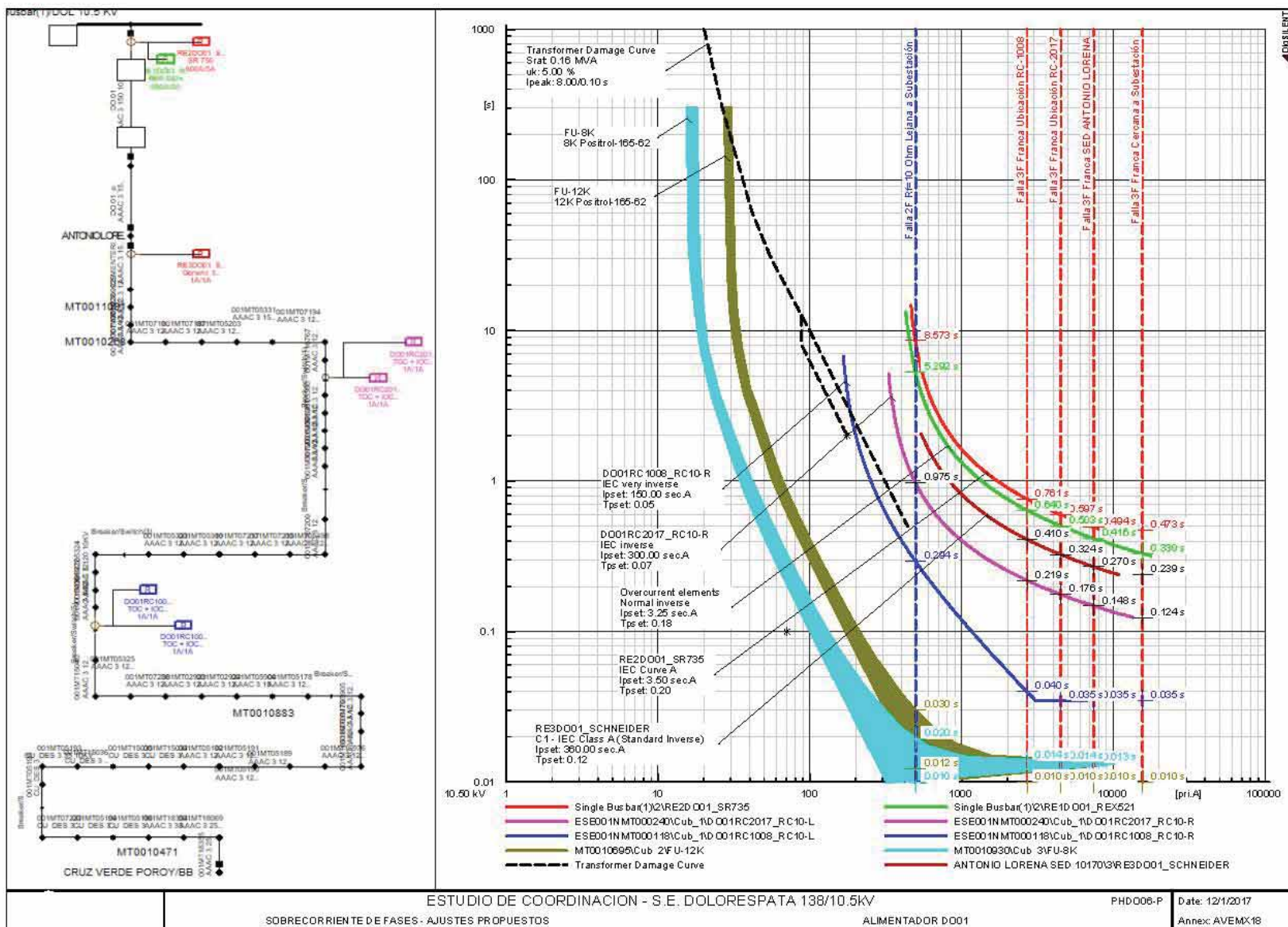
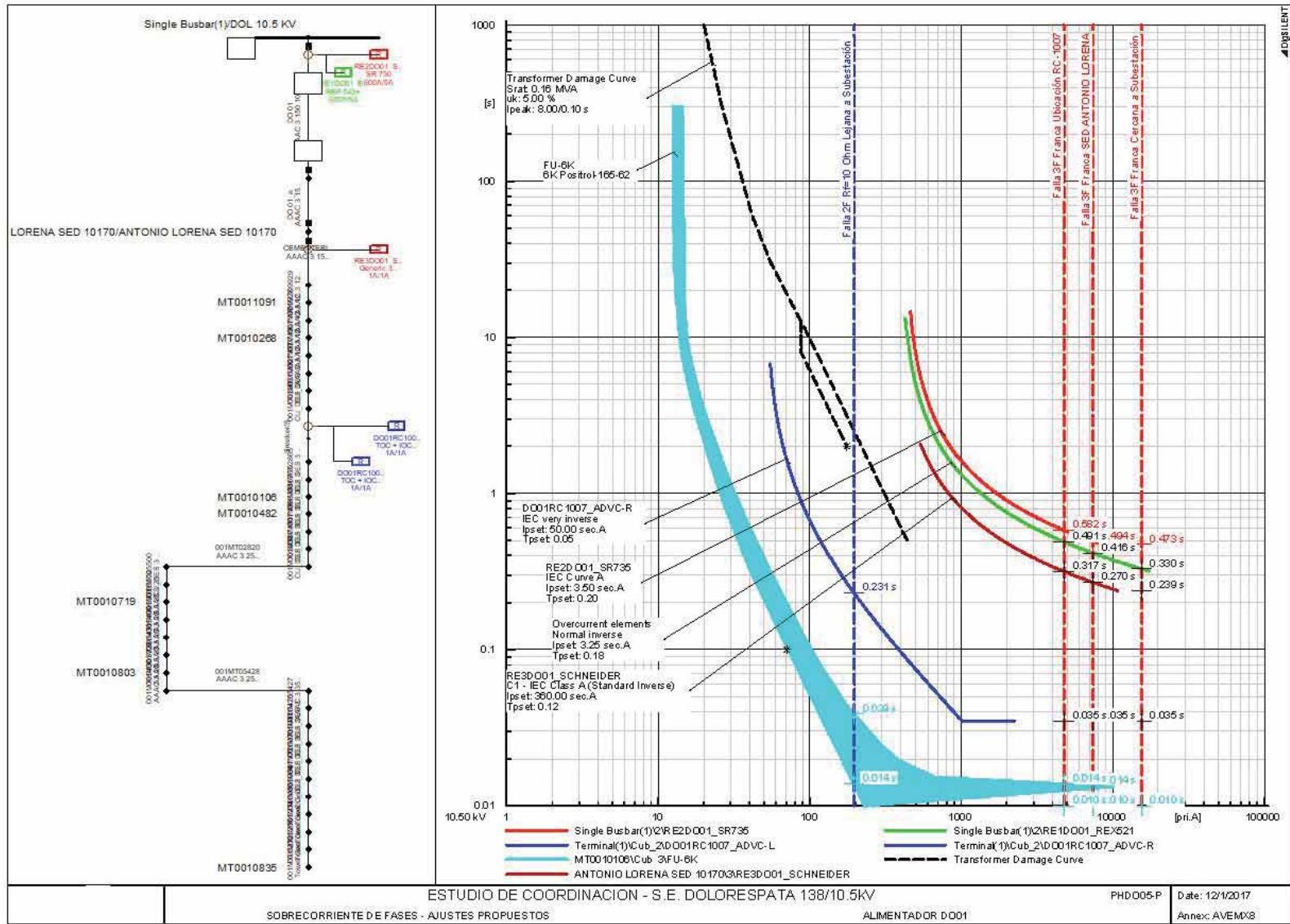
ESTUDIO DE COORDINACION - S.E. DOLORESPATA 138/10.5 kV
SOBRECORRIENTE DE TIERRA - AJUSTES PROPUESTOS SUBSTACION PRINCIPAL 0RD002-P Date: 12/11/2017 Annex: AVEMX18



9.5 VERIFICACIÓN DE LA SELECTIVIDAD DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE LOS ALIMENTADORES EN MEDIA TENSIÓN

9.5.1 ALIMENTADOR 10.5 KV: DO01

Protección de sobrecorriente de fases 51/50 - Ajustes Propuestos



La corriente de arranque de la protección de sobrecorriente de fases de los reconectores automáticos se ha seleccionado en función a la potencia instalada de los transformadores de distribución ubicados aguas abajo, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Alimentador DO01	Corriente Nominal de Carga	Potencia Instalada Transformadores Distribución		Corriente de arranque Seleccionado
	A	MVA	A	A
Red Protegida RC-1007	15	0.82	47.40	50
Red Protegida RC-2017	98	5.0965	294.60	300
Red Protegida RC-1008	49	2.4525	141.76	150

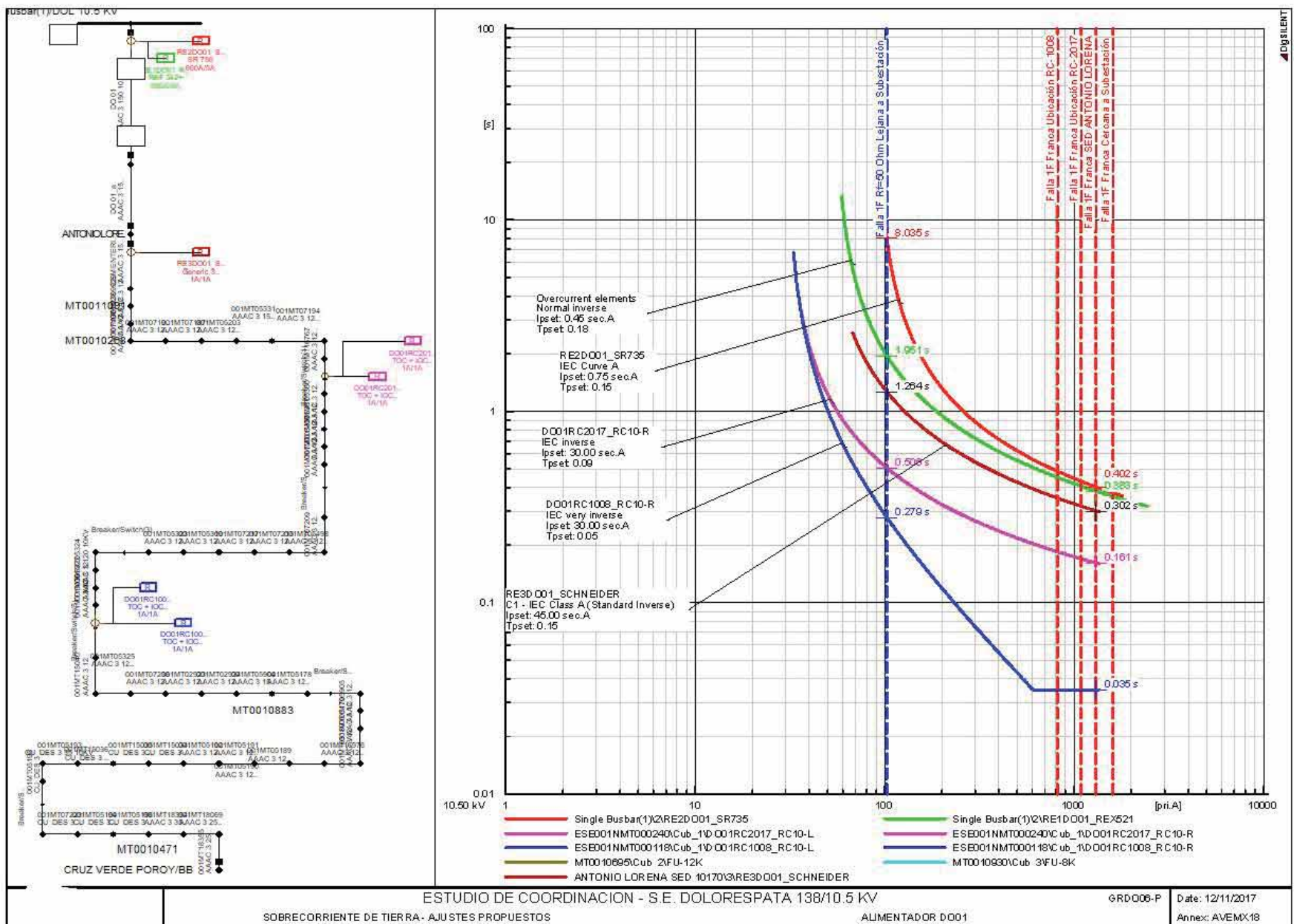
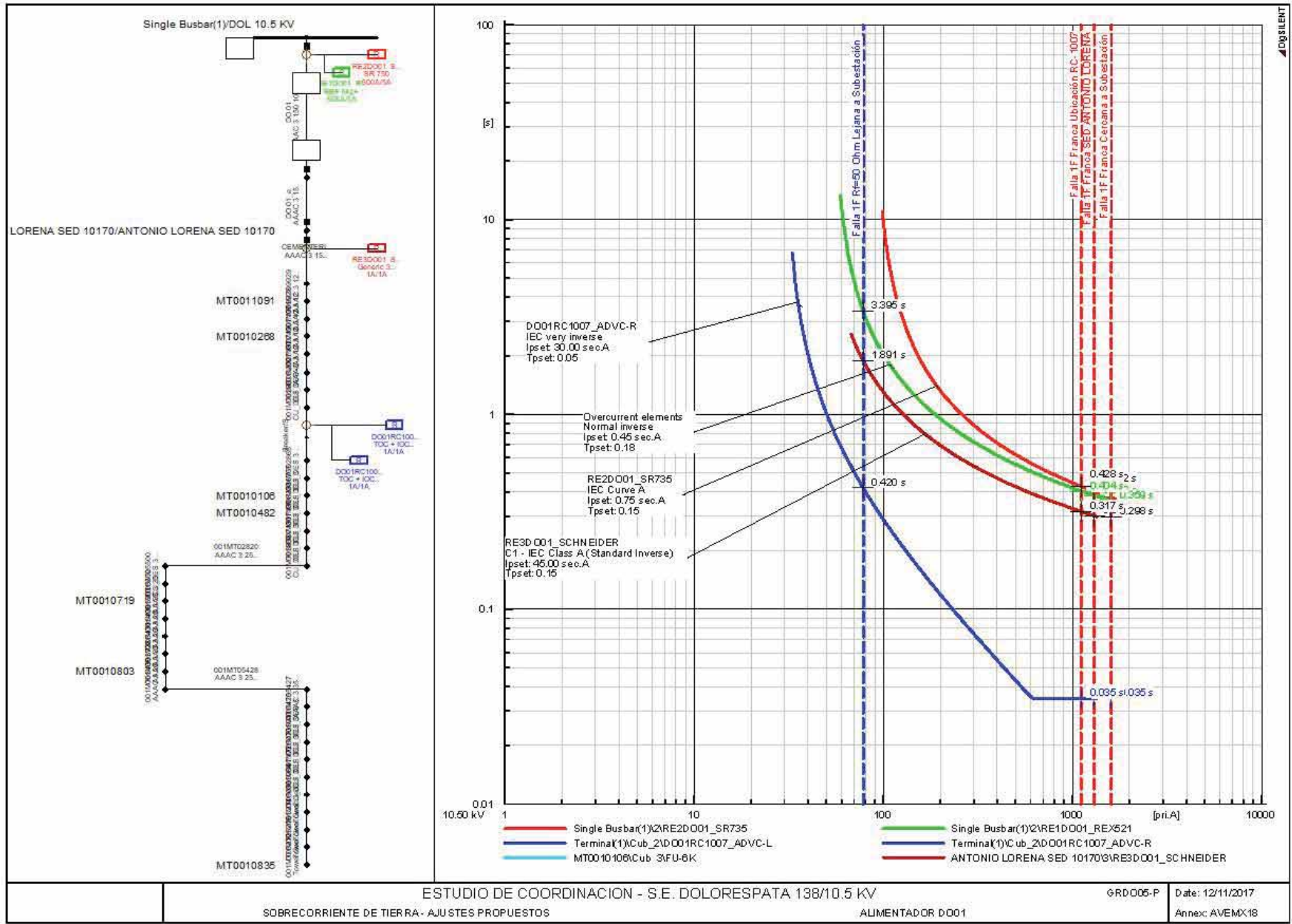
Se verifica que las curvas propuestas estén por encima del fusible de protección correspondiente al transformador de distribución de mayor potencia ubicado aguas abajo.

Se recomienda para las protecciones de sobrecorriente de fases de los reconectores automáticos configurarlos para realizar dos recierres y un disparo definitivo, los cuales se efectuarán utilizando la misma curva característica de operación y la misma corriente de arranque.

Protección de sobrecorriente de tierra 51N/50N – Ajustes Propuestos

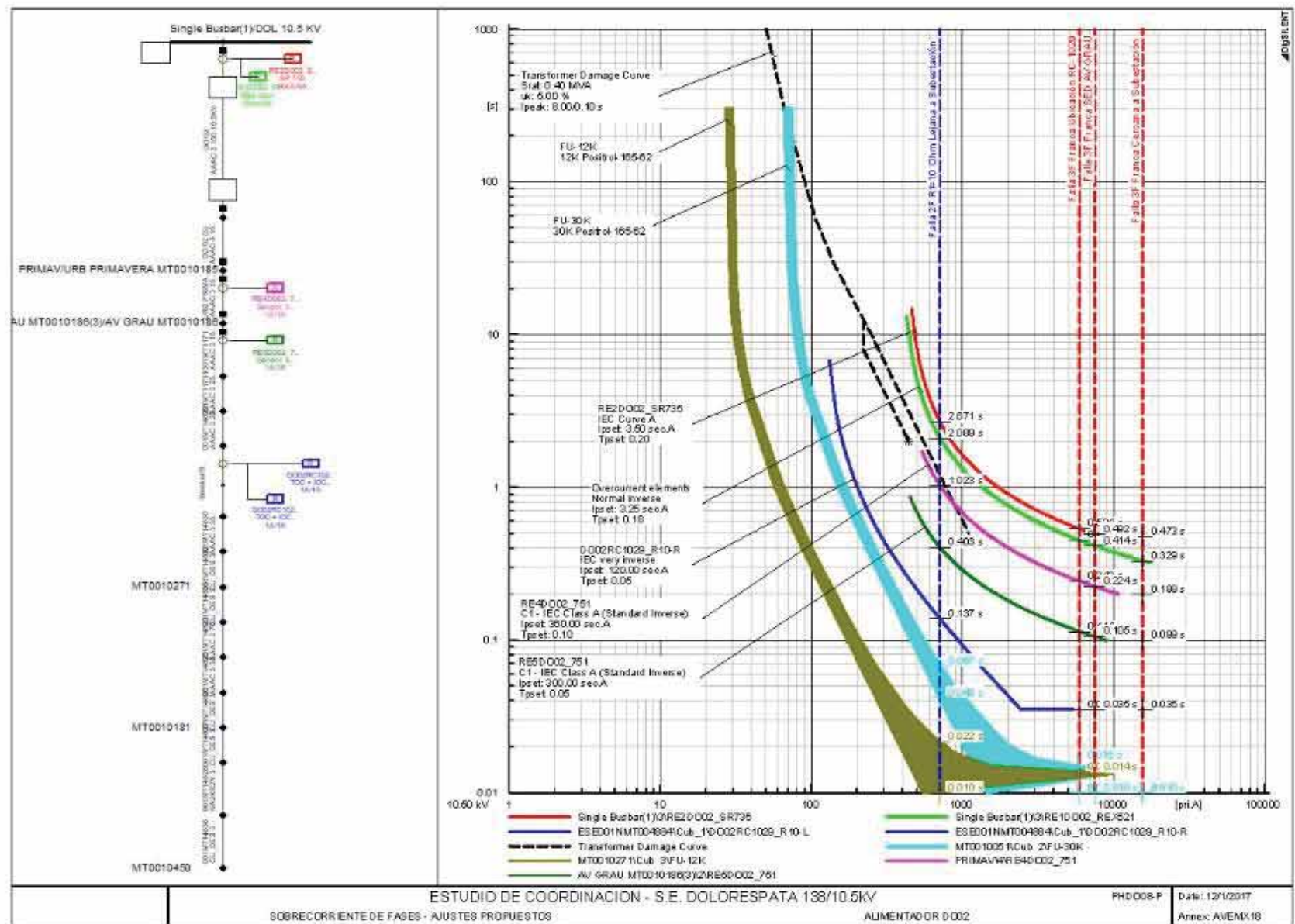
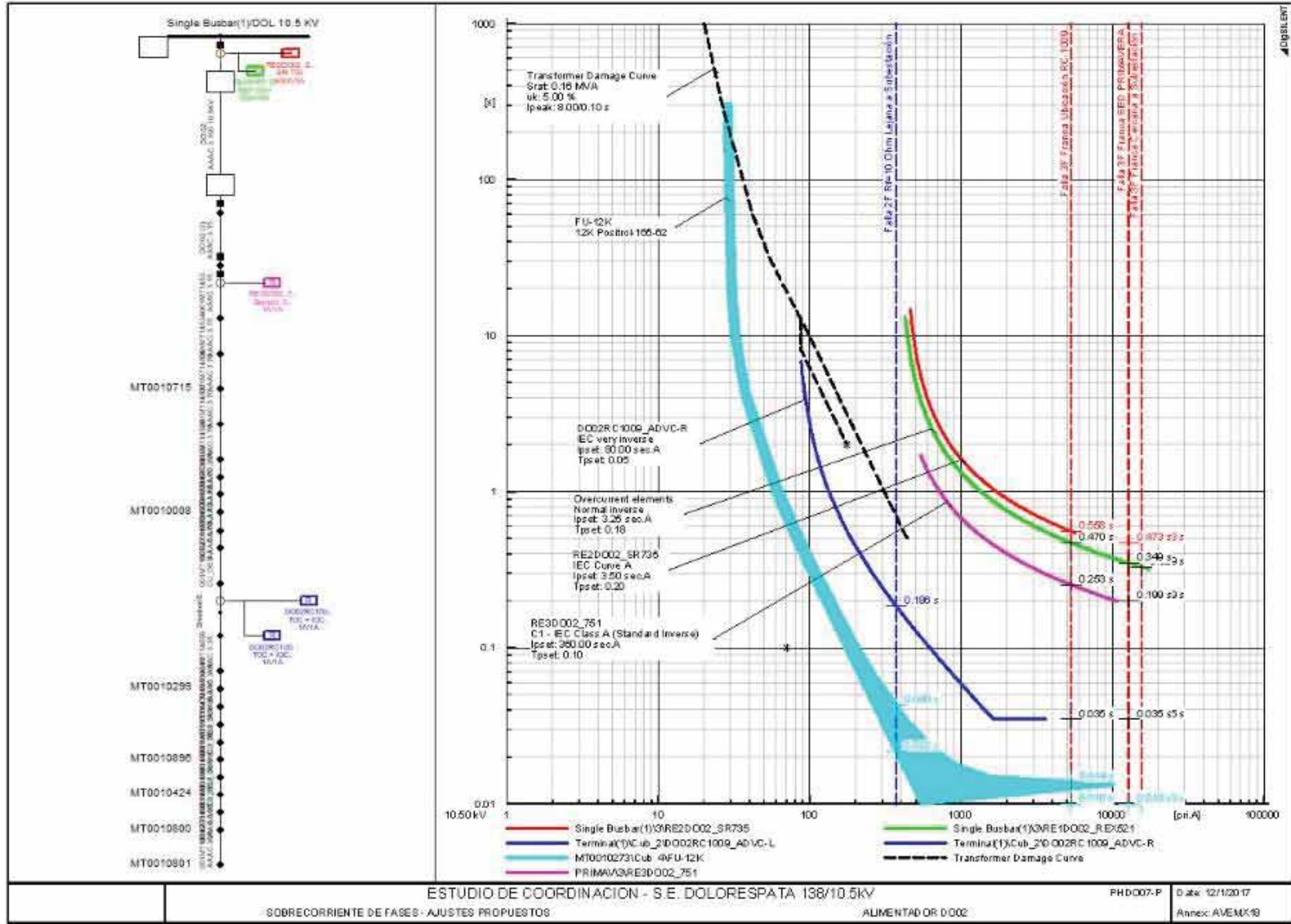
La corriente de arranque de la protección de sobrecorriente de tierra de los reconectores automáticos se ha seleccionado de tal forma que permita la detección de una falla monofásica con una resistencia de falla de 50 Ohm a lo largo de todo el alimentador.

Se recomienda para las protecciones de sobrecorriente de tierra de los reconectores automáticos configurarlos para realizar dos recierres y un disparo definitivo, los cuales se efectuarán utilizando la misma curva característica de operación y la misma corriente de arranque.



9.5.2 ALIMENTADOR 10.5 KV: D002

Protección de sobrecorriente de fases 51/50 - Ajustes Propuestos



La corriente de arranque de la protección de sobrecorriente de fases de los reconectores automáticos se ha seleccionado en función a la potencia instalada de los transformadores de distribución ubicados aguas abajo, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Alimentador DO02	Corriente Nominal de Carga	Potencia Instalada Transformadores Distribución		Corriente de arranque Seleccionado
	A	MVA	A	A
Red Protegida RC-1009	26	1.1525	66.62	80
Red Protegida RC-1029	34	1.05	60.69	120

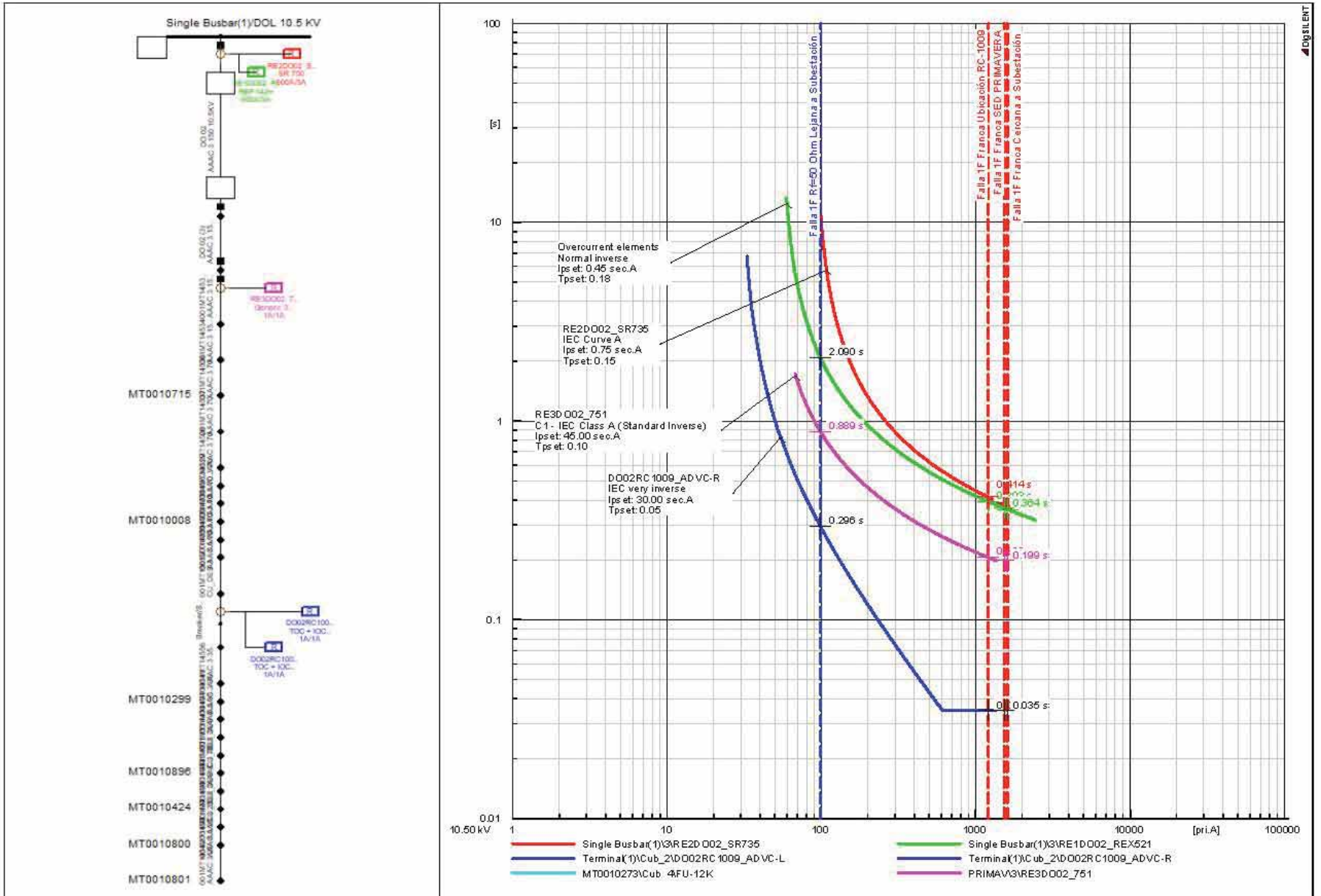
Se verifica que las curvas propuestas estén por encima del fusible de protección correspondiente al transformador de distribución de mayor potencia ubicado aguas abajo.

Se recomienda para las protecciones de sobrecorriente de fases de los reconectores automáticos configurarlos para realizar dos recierres y un disparo definitivo, los cuales se efectuarán utilizando la misma curva característica de operación y la misma corriente de arranque.

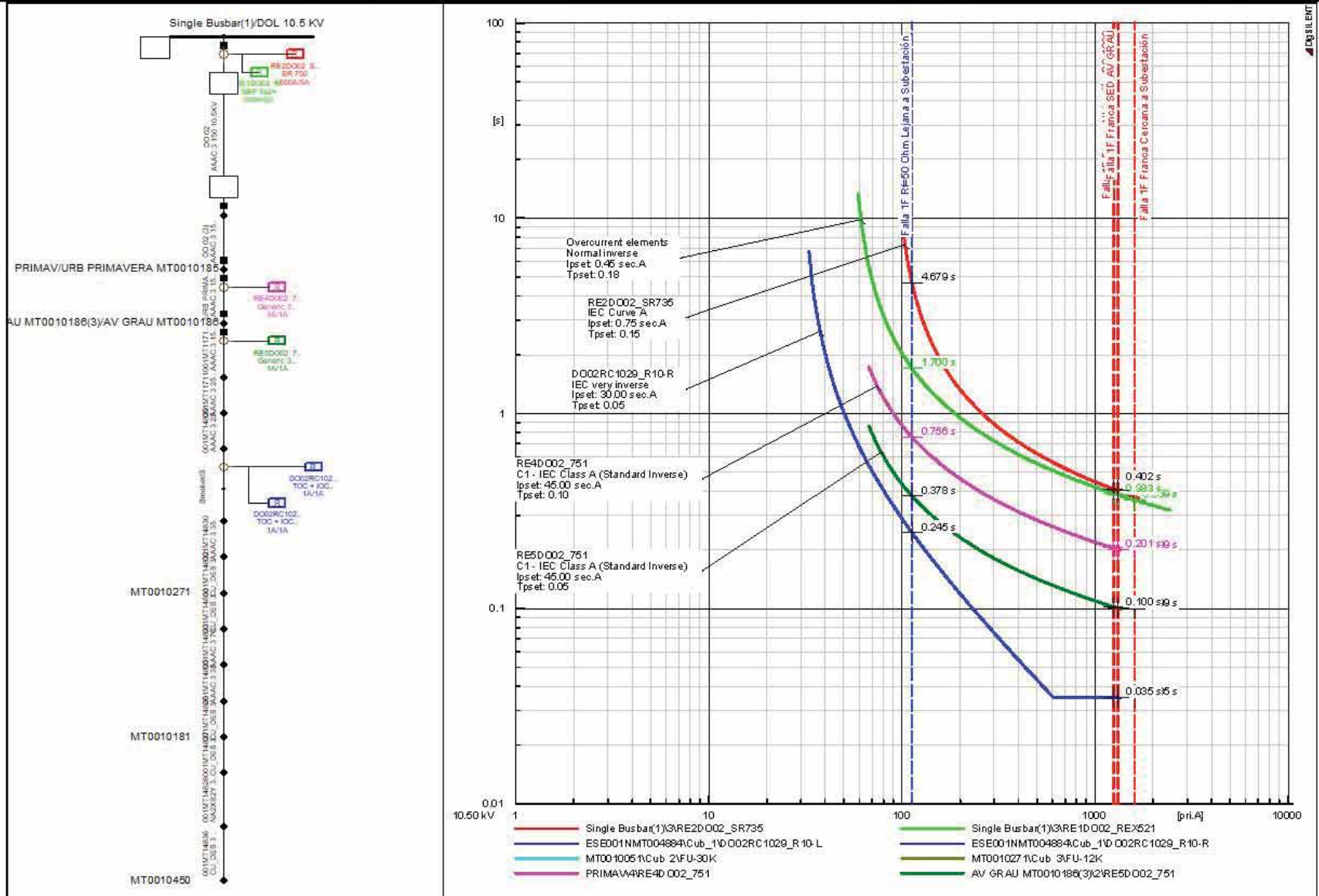
Protección de sobrecorriente de tierra 51N/50N – Ajustes Propuestos

La corriente de arranque de la protección de sobrecorriente de tierra de los reconectores automáticos se ha seleccionado de tal forma que permita la detección de una falla monofásica con una resistencia de falla de 50 Ohm a lo largo de todo el alimentador.

Se recomienda para las protecciones de sobrecorriente de tierra de los reconectores automáticos configurarlos para realizar dos recierres y un disparo definitivo, los cuales se efectuarán utilizando la misma curva característica de operación y la misma corriente de arranque.



ESTUDIO DE COORDINACION - S.E. DOLORESPATA 138/10.5kV
 SOBRECORRIENTE DE TIERRA - AJUSTES PROPUESTOS ALIMENTADOR D002 GRD 007-P Date: 12/1/2017
 Annex: AVEMX18



ESTUDIO DE COORDINACION - S.E. DOLORESPATA 138/10.5kV
 SOBRECORRIENTE DE TIERRA - AJUSTES PROPUESTOS ALIMENTADOR D002 GRD 008-P Date: 12/1/2017
 Annex: AVEMX18

ANEXO 4

Certificado de originalidad

CERTIFICADO DE ORIGINALIDAD

EL QUE SUSCRIBE: **Ing. LUDWIN CASTILLO QUISPE, JEFE DEL CENTRO DE CONTROL DE ELECTRO SUR ESTE SAA.** Certifica la originalidad del trabajo tesis en elaboración realizada por los bachilleres:


- JACQUELINE CECILIA HORQUE CHACON
- LEONARD GONZALO MANCCO NINA

Cuya denominación es **“PROPUESTA DE AUTOMATIZACION DE EQUIPOS DE PROTECCION Y MANIOBRA MEDIANTE EL SISTEMA DE CONTROL DE SUPERVISION Y ADQUISICION DE DATOS – SISTEMA ELÉCTRICO CUSCO”** , además cabe indicar, que nos es necesaria la propuesta para la automatización de los equipos de protección y maniobra de las redes de distribución Cusco, mediante el Sistema de control de Supervisión y adquisición de datos SCADA, para mejorar los indicadores de calidad de servicio.

POR LO TANTO DECLARO:

Que el trabajo presentado es original, que **no ha sido** todavía realizado por algún otro profesional

Cusco, 18 de Junio, 2018



Ludwin W. Castillo Quispe
Jefe del Centro de Control
Electro Sur Este S.A.A.