

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y  
MECÁNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

---

---

ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE AJUSTE DE PROTECCIONES EN LOS  
RELÉS E INTEGRACIÓN AL SCADA PARA MEJORAR EL SUMINISTRO  
ELÉCTRICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA CIUDAD DE ABANCAY

---

---

**Presentado por:**

Br. CLAUDIO AUGUSTO AGUILAR FERNANDEZ

**Para optar al título profesional de:**

INGENIERO ELECTRICISTA

**Asesor:**

M. Sc. Ing. MANUEL LAU PACHECO

Cusco – Perú

2021

**DEDICATORIA**

*A mi padre P. Aguilar, madre S. Fernández y hermanos por el apoyo constante para el logro de mis objetivos.*

## **PRESENTACIÓN**

**Señor:**

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

En cumplimiento con las disposiciones del Reglamento de Grados y Títulos vigente, para optar al título profesional de Ingeniero Electricista, presento a vuestra consideración la Tesis intitulada:

“Estudio para la implementación de ajuste de protecciones en los relés e integración al SCADA para mejorar el suministro eléctrico en el sistema de distribución de la ciudad de Abancay”

## RESUMEN

La presente investigación, en base a la incidencia de las interrupciones de suministro eléctrico en el sistema de distribución de media tensión de la ciudad de Abancay, plantea soluciones tecnológicas adecuadas para una operatividad óptima del sistema eléctrico de media tensión, con la puesta en operatividad de los relés de protección, la implementación de ajustes de protecciones eléctricas y su integración a un centro de mando como el SCADA para una gestión remota, frente a perturbaciones de los parámetros eléctricos de operación.

El Capítulo I, explica el ámbito geográfico donde se desarrolla la investigación, analiza y determina las causas del problema de investigación, así mismo indica los objetivos y alcances de su desarrollo, plantea soluciones hipotéticas a los problemas de interrupciones de suministro eléctrico causado por fallas eléctricas, también indica los métodos de investigación y análisis de datos a desarrollar.

El Capítulo II, investiga los antecedentes de las probables soluciones anteriores al problema de las interrupciones de suministro eléctrico, seguidamente desarrolla el marco conceptual y las bases teóricas del problema de investigación, calidad de suministro eléctrico, dispositivos y esquemas de protección, arquitectura de red planteada y uso de protocolos de comunicación para las soluciones planteadas.

El Capítulo III, describe disposición unifilar del sistema de distribución eléctrica de media tensión de la ciudad de Abancay y analiza la operatividad en régimen estacionario o permanente a través de los estudios de flujo de potencia sin y con transferencia de carga entre los alimentadores, bajo los escenarios de máxima y mínima demanda, así mismo analiza la operatividad en régimen transitorio generada por las fallas eléctricas en las redes eléctricas de media tensión, mediante cálculos manuales y compara haciendo el uso del software Digsilent. Posteriormente analiza y aclara la falta de ajuste de protecciones de los relés de protección eléctrica, antes de la intervención del estudio.

El Capítulo IV, realiza el estudio de coordinación de protecciones eléctricas, estableciendo los criterios para la determinación de los parámetros de coordinación sin y con transferencia de carga, también bajo los escenarios de máxima y mínima demanda.

Así mismo, establece los criterios para el ajuste de los relés de protección, de acuerdo a la función que van a desarrollar dentro del sistema de distribución de media tensión. Estos parámetros determinados en la planilla de ajuste de protecciones, son emplazados físicamente sobre los relés de protección.

El Capítulo V, plantea una arquitectura de red sencilla y fácil de entender para la integración de los relés de interruptores y recloser al SCADA del Centro de Control de Electro Sur Este. Para el logro de este objetivo, hace uso de los protocolos de comunicación IEC 60870-5-103 y el DNP3, dichos protocolos de comunicación son configurados en los relés, modem y SCADA, de esta forma se logra la integración y la interoperabilidad entre los dispositivos de protección y el SCADA.

El Capítulo VI, realiza el análisis de los resultados de la investigación y verifica los logros de la hipótesis general y las hipótesis específicas, para esto realiza los cálculos de los indicadores de la calidad de suministro eléctrico, ya con la implementación de los ajustes de protección e integración de los relés al SCADA, desestimando las interrupciones generadas por las fallas en los circuitos de derivación que afectaron al alimentador principal.

## INDICE GENERAL

PRESENTACIÓN.....	ii
RESUMEN.....	iii
INDICE GENERAL.....	v
ÍNDICE DE TABLAS.....	x
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xii
TÉRMINOS y ABREVIATURAS.....	xv
CAPITULO I ASPECTOS GENERALES.....	17
1.1. Introducción.....	17
1.2. Ámbito geográfico.....	17
1.3. El problema.....	18
1.3.1. Descripción del problema.....	18
1.3.2. Formulación del problema.....	21
1.3.2.1. Problema general.....	21
1.3.2.2. Problemas específicos.....	21
1.3.3. Justificación del estudio.....	21
1.3.4. Alcances.....	22
1.3.5. Limitaciones.....	23
1.4. Objetivos.....	23
1.4.1. Objetivo General.....	23
1.4.2. Objetivos Específicos.....	24
1.5. Hipótesis y variables.....	24
1.5.1. Hipótesis.....	24
1.5.1.1. Hipótesis general.....	24
1.5.1.2. Hipótesis específica.....	24
1.5.2. Variables.....	24

1.5.2.1.	Dependiente .....	24
1.5.2.2.	Independientes .....	25
1.5.2.3.	Operacionalización de variables .....	25
1.6.	Metodología .....	26
1.6.1.	Metodología de la investigación .....	26
1.6.2.	Diseño de la investigación.....	27
1.6.3.	Población .....	27
1.6.4.	Muestra.....	27
1.6.5.	Técnica de recolección de datos .....	27
1.6.6.	Análisis de datos.....	28
CAPITULO II MARCO TEÓRICO.....		30
2.1.	Antecedentes .....	30
2.2.	Marco conceptual.....	31
2.3.	Bases teóricas .....	32
2.3.1.	Parámetros de línea de transmisión.....	32
2.3.1.1.	Resistencia.....	32
2.3.1.2.	Inductancia.....	33
2.3.1.3.	Capacitancia.....	33
2.3.2.	Tipo de fallas en redes distribución .....	34
2.3.2.1.	Falla trifásica .....	34
2.3.2.2.	Falla bifásica a tierra .....	35
2.3.2.3.	Falla bifásica .....	37
2.3.2.4.	Falla monofásica .....	38
2.3.3.	Relés de sobre corriente en sistemas de distribución.....	39
2.3.3.1.	Relés electromecánicos.....	40
2.3.3.2.	Relé digital.....	41

2.3.4.	Esquemas de protección y sus características .....	43
2.3.4.1.	Esquema de protección del relé de sobre corriente de tiempo inverso .....	43
2.3.4.2.	Esquema de protección del relé de sobre corriente de tiempo definido .....	45
2.3.4.3.	Esquema de protección del relé de sobre corriente instantánea .....	47
2.3.4.4.	Esquema de protección mixta del relé de sobre corriente.....	48
2.3.5.	Arquitectura de red para integración de IED's y RTU's .....	48
2.3.5.1.	IED (Intelligent Electronic Device) y RTUs (Remote Terminal Unit) .....	48
2.3.5.2.	Sistema SCADA (Supervisory, Control and Data Aquisition) .....	49
2.3.5.3.	Medios de comunicación .....	51
2.3.5.4.	Arquitectura de red planteada para la integración de IED's y RTU's.....	51
2.3.6.	Protocolos de comunicación .....	52
2.3.6.1.	Introducción a protocolos propios y abiertos.....	52
2.3.6.2.	Protocolo IEC 60870 .....	53
2.3.6.2.1.	Características del protocolo IEC 60780.....	54
2.3.6.2.2.	Estructura del protocolo IEC 60870-103 .....	55
2.3.6.3.	Protocolo DNP3 (Distributed Network Protocol).....	56
2.3.6.3.1.	Características del protocolo DNP3 .....	57
2.3.6.3.2.	Estructura del protocolo DNP3.....	57
2.3.7.	Calidad de suministro eléctrico.....	59
2.3.7.1.	Interrupciones de suministro eléctrico.....	59
2.3.7.1.1.	Indicadores de calidad de suministro eléctrico .....	59
2.3.7.1.2.	Indicadores de performance de calidad de suministro eléctrico .....	60
2.3.7.2.	Obligaciones de suministrador.....	61
2.3.7.3.	Facultades de la Autoridad .....	61
CAPITULO III ANALISÍS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ACTUAL .....		62
3.1.	Introducción .....	62



3.2. Descripción de la red de distribución.....	62
3.3. Análisis de la operatividad de la red de distribución .....	65
3.3.1. Análisis de la red de distribución sin transferencia de carga .....	65
3.3.1.1. Análisis de flujo de potencia .....	65
3.3.1.2. Análisis de cortocircuito.....	72
3.3.2. Análisis de la red de distribución con transferencia de carga .....	94
3.3.2.1. Análisis de flujo de potencia .....	94
3.3.2.2. Análisis de cortocircuito.....	95
3.4. Análisis actual de los sistemas de protección.....	95
3.4.1. Ajuste actual de los relés de interruptores de potencia y recloser .....	95
CAPITULO IV COORDINACIÓN y AJUSTE DE PROTECCIONES ELECTRICAS .....	101
4.1. Introducción .....	101
4.2. Criterios para la coordinación de protecciones eléctricas .....	102
4.3. Coordinación de protecciones entre relés, recloser y fusibles .....	106
4.3.1. Coordinación de protecciones sin transferencia de carga .....	106
4.3.2. Coordinación de protecciones con transferencia de carga .....	112
4.4. Criterios de ajuste de los dispositivos de protección .....	117
4.5. Ajuste de protecciones con software de relés de los interruptores y recloser .....	121
CAPITULO V INTEGRACIÓN DE RELÉ DEL INTERRUPTOR y RECLOSER USANDO PROTOCOLO IEC 60870-103 y DNP3 .....	127
5.1. Integración del relé PNC PACE100 del interruptor instalado en AMT TA02, usando el protocolo IEC 60870-103 al SCADA .....	127
5.1.1. Arquitectura de red planteada .....	127
5.2. Integración del relé SEL351R-2 del recloser instalado en AMT TA02 usando el protocolo DNP3 al SCADA .....	128
5.2.1. Comunicación entre el IED y modem .....	128

5.2.2.	Configuración de protocolo DNP3 .....	129
5.2.3.	Configuración de modem .....	131
5.2.4.	Configuración de sistema SCADA.....	133
CAPITULO VI ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN .....		139
6.1.	Introducción .....	139
6.2.	Análisis actual de los indicadores de calidad de suministro.....	139
6.2.1.	Cálculo de indicadores de calidad de suministro eléctrico.....	139
6.2.2.	Indicadores de performance de calidad de suministro eléctrico.....	141
6.3.	Mejora de la calidad de suministro eléctrico .....	142
6.3.1.	Mejora de los indicadores de calidad de suministro .....	146
6.3.2.	Mejora de los indicadores de performance de la calidad de suministro .....	147
6.3.3.	La calidad de suministro eléctrico del sistema de distribución de la ciudad de Abancay mejora con la sectorización de las fallas eléctricas.....	149
6.3.4.	Mediante un estudio de coordinación de protecciones eléctricas se implementa el ajuste de protecciones eléctricas en los relés de los interruptores y recloser .....	149
6.3.5.	Mediante la utilización de protocolos de comunicación se integra los relés al SCADA.....	150
CONCLUSIONES .....		151
RECOMENDACIONES .....		153
ANEXOS.....		155
BIBLIOGRAFÍA.....		157

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.1</b> Interrupciones no programadas en el SE0035 periodo 2019.....	19
<b>Tabla 1.2</b> Interrupciones no programadas en el SE0035 periodo 2020.....	20
<b>Tabla 1.3</b> Matriz de operacionalización de variables.....	26
<b>Tabla 2.1</b> Factores de las curvas IEC-Característica tiempo inverso .....	45
<b>Tabla 2.2</b> Partes del protocolo IEC 60870 .....	53
<b>Tabla 2.3</b> Estructura del protocolo IEC 60870-103 .....	55
<b>Tabla 2.4</b> Comparación IEC 60870-5 y DNP3 (IEEE 1815.1) .....	59
<b>Tabla 3.1</b> Impedancias del transformador de potencia.....	68
<b>Tabla 3.2</b> Cálculo de reactancia inductiva para diferentes secciones conductor AAAC .....	69
<b>Tabla 3.3</b> Impedancias de redes de MT AMT TA03 (Sb =100MVA).....	70
<b>Tabla 3.4</b> Impedancias de transformadores AMT TA03 (Sb =100MVA).....	71
<b>Tabla 3.5</b> Impedancia de secuencia positiva y cero para redes de MT AMT TA03 .....	74
<b>Tabla 3.6</b> Factor C de acuerdo a la Tabla 1.1a IEC 60909-0 .....	84
<b>Tabla 3.7</b> Cortocircuito trifásico en el punto de falla (nodo 8, 14 y 25).....	91
<b>Tabla 3.8</b> Cortocircuito bifásico a tierra en el punto de falla (nodo 8, 14 y 25) .....	91
<b>Tabla 3.9</b> Cortocircuito bifásico en el punto de falla (nodo 8, 14 y 25) .....	92
<b>Tabla 3.10</b> Cortocircuito monofásico en el punto de falla (nodo 8, 14 y 25) .....	92
<b>Tabla 3.11</b> Corrientes de falla en el escenario de máxima demanda.....	93
<b>Tabla 3.12</b> Corrientes de falla en el escenario de mínima demanda.....	93
<b>Tabla 3.13</b> Configuración actual del relé RE02TA02.....	96
<b>Tabla 3.14</b> Configuración actual del relé RE04TA02.....	96
<b>Tabla 3.15</b> Configuración actual del relé RE02TA04.....	98
<b>Tabla 3.16</b> Configuración actual del relé RE04TA04.....	98
<b>Tabla 5.1</b> Configuración para operación en modo extendido .....	130
<b>Tabla 6.1</b> Demanda teórica de energía eléctrica por usuario .....	139

<b>Tabla 6.2</b> Cálculo de compensación por interrupción.....	140
<b>Tabla 6.3</b> Compensación por suministro 2do Semestre 2020 (sin implementación) .....	141
<b>Tabla 6.4</b> SAIDI y SAIFI 2020.....	141
<b>Tabla 6.5</b> Compensación por suministro 2do Semestre 2020 (implementado).....	147
<b>Tabla 6.6</b> Cálculo de SAIFI y SAIDI 2020 (implementado).....	148

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1</b> Sistema eléctrico de distribución de la ciudad de Abancay.....	18
<b>Figura 2.1</b> Diagrama unifilar de protecciones eléctricas SET Tamburco.....	30
<b>Figura 2.2</b> Redes de secuencia para falla trifásica. ....	34
<b>Figura 2.3</b> Conexión de la falla trifásica.....	35
<b>Figura 2.4</b> Conexión y redes de secuencia para falla bifásica a tierra .....	36
<b>Figura 2.5</b> Conexión y redes de secuencia para falla bifásica .....	37
<b>Figura 2.6</b> Conexión y redes de secuencia para falla monofásica .....	38
<b>Figura 2.7</b> Característica tiempo inverso del relé.....	41
<b>Figura 2.8</b> Transmisión digital de un relé.....	42
<b>Figura 2.9</b> Curva de tiempo inverso (51, 51N).....	44
<b>Figura 2.10</b> Curvas de operación de tiempo inverso según IEC 60255 .....	45
<b>Figura 2.11</b> Curva de tiempo definido (50, 50N).....	46
<b>Figura 2.12</b> Curva de tiempo definido (50, 50N).....	46
<b>Figura 2.13</b> Curva instantánea (50, 50N).....	47
<b>Figura 2.14</b> Protección mixta de relés de sobrecorriente .....	48
<b>Figura 2.15</b> Comunicación de PC a PLC/DCS.....	50
<b>Figura 2.16</b> Arquitectura de red ELSE.....	52
<b>Figura 2.17</b> Diagrama de bloques del protocolo IEC 60870-5 .....	54
<b>Figura 2.18</b> Estructura de unidad de datos del servicio de aplicación (ASDU) .....	55
<b>Figura 2.19</b> Arquitectura de red DNP .....	56
<b>Figura 2.20</b> Niveles o capas del protocolo DNP3 .....	58
<b>Figura 3.1</b> Diagrama unifilar de los alimentadores TA02, TA03 y TA04.....	64
<b>Figura 3.2</b> Flujo de potencias activa y reactiva en una barra i .....	67
<b>Figura 3.3</b> Disposición de conductores eléctricos.....	69
<b>Figura 3.4</b> Impedancia de secuencia positiva, negativa y cero en una red de MT .....	74

<b>Figura 3.5</b> Conexión de un transformador trifásico YND de núcleo acorazado .....	77
<b>Figura 3.6</b> Reactancia de secuencia positiva y secuencia cero .....	77
<b>Figura 3.7</b> Impedancia de secuencia positiva y secuencia cero .....	78
<b>Figura 3.8</b> Corrientes y voltajes antes de la falla .....	79
<b>Figura 3.9</b> Voltaje de fuente equivalente $V_P$ .....	80
<b>Figura 3.10</b> Redes de secuencia positiva, negativa y cero de un sistema eléctrico .....	80
<b>Figura 3.11</b> Red de secuencia positiva del AMT TA03 .....	81
<b>Figura 3.12</b> Red de secuencia negativa del AMT TA03.....	81
<b>Figura 3.13</b> Red de secuencia cero del AMT TA03 .....	82
<b>Figura 3.14</b> Red equivalente en la barra de 138kV de la SET Tamburco .....	83
<b>Figura 3.15</b> Esquema de protecciones de fases relé AMT TA02 .....	97
<b>Figura 3.16</b> Esquema de protecciones de fase a tierra relé AMT TA02.....	97
<b>Figura 3.17</b> Esquema de protecciones de fases relé AMT TA04 .....	99
<b>Figura 3.18</b> Esquema de protecciones de fase a tierra relé AMT TA04 .....	100
<b>Figura 4.1</b> Curvas características recloser - fusible .....	104
<b>Figura 4.2</b> Disposición de interruptor y recloser.....	105
<b>Figura 4.3</b> Curvas de coordinación tiempo – corriente.....	106
<b>Figura 4.4</b> Diagrama unifilar del AMT TA02, TA03 y TA04 con disposición de relés .....	107
<b>Figura 4.5</b> Intervalos de tiempo de coordinación .....	108
<b>Figura 4.6</b> Tap de relé.....	109
<b>Figura 4.7</b> Diagrama de conexionado del relé PNC modelo PACE100.....	117
<b>Figura 4.8</b> Diagrama de conexionado del relé PNC modelo PACE100.....	118
<b>Figura 4.9</b> Diagrama de conexionado del relé SEL modelo 351R-2 .....	119
<b>Figura 4.10</b> Diagrama de conexionado de TC del relé PNC modelo PACE100 .....	120
<b>Figura 4.11</b> Conexionado físico del relé RE03TA02 al computador.....	125
<b>Figura 4.12</b> Configuración del relé RE03TA02 con software .....	126

<b>Figura 5.1</b> Arquitectura de red planteada .....	127
<b>Figura 5.2</b> Diagrama de conexión relé PNC PAE100 a modem mediante RS485 .....	128
<b>Figura 5.3</b> Diagrama de conexión relé SEL351R a modem mediante RS232.....	129
<b>Figura 5.4</b> Configuración de índices analógicos RC1015 .....	131
<b>Figura 5.5</b> Estructura de SCADA Explorer.....	134
<b>Figura 5.6</b> Configuración general de puntos de estado .....	135
<b>Figura 5.7</b> Configuración de telemetría de puntos de estado.....	135
<b>Figura 5.8</b> Configuración general de puntos analógicos .....	136
<b>Figura 5.9</b> Configuración de telemetría de puntos analógicos .....	136
<b>Figura 5.10</b> Configuración general de línea de comunicación .....	137
<b>Figura 5.11</b> Configuración conexiones de línea de comunicación .....	137
<b>Figura 5.12</b> Configuración general de la RTU.....	138
<b>Figura 6.1</b> Evento de falla trifásica .....	143
<b>Figura 6.2</b> Oscilografía de falla trifásica.....	143
<b>Figura 6.3</b> Evento falla monofásica .....	144
<b>Figura 6.4</b> Oscilografía falla monofásica.....	145
<b>Figura 6.5</b> Configuración de modem MOXA G3150A .....	146

## TÉRMINOS y ABREVIATURAS

A continuación se describen las palabras claves que se utilizan en el desarrollo de la tesis:

**AMT**, Alimentador de media tensión

**Barra**, terminal o nodo de alta, media y/o baja tensión.

**DNP3**, es un protocolo abierto de comunicación de datos basado en la red Maestro – Esclavo (pregunta respuesta).

**Flujo de potencia o flujo de carga**, cálculo en el que se determina valores de corriente, tensión, potencia activa y reactiva entre otras.

**HMI**, Interface Hombre Maquina.

**IEC 60780-103**, protocolo de comunicaciones estandarizado por la Comisión Electrotécnica Internacional.

**IED**, Dispositivo Electrónico Inteligente.

Interruptor, dispositivo de interrupción de energía eléctrica de mando mecánico y/o eléctrico.

**LAN**, Local área network

**Recloser**, Dispositivo electrónico reconectador de circuito automático.

**Relé digital**, dispositivo electrónico a base de microprocesador diseñado para producir cambios predeterminados y repentinos en uno o más circuitos eléctricos de salida cuando se cumplen con ciertas condiciones en los circuitos eléctricos de entrada que controlan el dispositivo.

**MODEM**, Radio modem, dispositivo periférico de entrada y salida que permite la comunicación de IED a una red móvil.

**MT**, Media tensión

**RTU**, Unidad Terminal Remota.

**Seccionador**, dispositivo de mando mecánico para apertura y cierre de circuitos eléctricos.

**SED**, Subestación de distribución

**SET**, Subestación de transformación.



**TC**, transformador de corriente.

**TP**, transformador de potencial o tensión.

**CD**, corriente directa.

**VAC**, Voltaje de corriente alterna.

**VDC**, Voltaje de corriente directa o corriente continua.

## **CAPITULO I ASPECTOS GENERALES**

### **1.1. Introducción**

El continuo avance de la tecnología en el sector energía a nivel global y en nuestro país, nos motiva a desarrollar investigaciones y estudios en materia de automatismos vinculados a la electricidad, ya sea en su forma inicial de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. En esta oportunidad desarrollamos algunas soluciones para mejorar los indicadores en el sistema de distribución de media tensión, con fines de mejorar la calidad de suministro de energía eléctrica prestada a los usuarios.

En la actualidad los organismos reguladores basándose en sus estudios de calidad de suministro eléctrico y realizando comparaciones con el desarrollo otros países, tienden a disminuir los indicadores de SAIDI y SAFI. Esto obliga a las empresas distribuidoras a implementar nuevas tecnologías.

En consecuencia la investigación que desarrollamos para implementación de ajustes de protecciones eléctricas en los relés y su integración a centro de mando, plantean soluciones tecnológicas adecuadas para que estos dispositivos en campo, puedan operar adecuadamente frente a una perturbación eléctrica y ser gestionadas remotamente.

### **1.2. Ámbito geográfico**

El estudio para la implementación de ajuste de protecciones en los relés e integración al SCADA para mejorar el suministro eléctrico en el sistema de distribución de la ciudad de Abancay, se realiza sobre los alimentadores de media tensión TA02, TA03 y TA04 en 13.2kV de la Subestación de Transformación (SET) Tamburco.



distribución en la ciudad de Abancay y ha implementado cada alimentador con interruptores de potencia a la salida de la SET Tamburco.

También en el intermedio de los alimentadores, se encuentran estratégicamente ubicados las celdas de media tensión y recloser para los fines de protección eléctrica y transferencia de carga ante situaciones de falla. Estas celdas de MT provistos de interruptores de potencia y relés de protección se han instalado con el proyecto: Renovación de redes media tensión en los alimentadores de la ciudad de Abancay en los años 2014-2015. Sin embargo los ajustes de protección no sean realizado hasta la actualidad, al igual que estos relés no están integrados al sistema SCADA de ELSE.

El diagnostico nos muestra que en la actualidad se han registrado interrupciones de suministro de energía eléctrica del tipo instantáneas, momentáneas, temporales y sostenidas en cada uno de estos alimentadores que han afectado el servicio eléctrico en la ciudad de Abancay, las causas de estas interrupciones se deben a fallas temporales de corta duración (descarga atmosférica, acercamiento de fases, contacto accidental con fierros de construcción) y fallas de larga duración o permanentes (contacto permanente entre conductores, contacto de paneles publicitarios, choque de postes, caída de conductor).

El resumen de las interrupciones extraídas del ANEXO 01, se muestran en el siguiente cuadro:

**Tabla 1.1**

*Interrupciones no programadas en el SE0035 periodo 2019*

AMT	Fallas en derivaciones que afectaron todo el Alimentador	Otras fallas (Cercanos a la SET Tamburco, emergencia)	Total de fallas
TA02	04	05	09
TA03	04	00	04
TA04	02	08	10

Fuente: Electro Sur Este – Elaboración propia

**Tabla 1.2***Interrupciones no programadas en el SE0035 periodo 2020*

<b>AMT</b>	<b>Fallas en derivaciones que afectaron todo el Alimentador</b>	<b>Otras fallas(Cercanos a la SET Tamburco, emergencia)</b>	<b>Total de fallas</b>
TA02	01	05	06
TA03	01	01	02
TA04	02	01	03

Fuente: Electro Sur Este – Elaboración propia

En la Tabla 1.1, el AMT TA02 ha tenido 09 fallas, de los cuales 04 fallas en circuitos de derivación que han afectado a todo el alimentador. El AMT TA03 ha tenido 04 fallas, todas estas fallas afectaron el alimentador principal. El AMT TA04 ha tenido 10 fallas, de los cuales 02 fallas en circuitos de derivación han afectado el alimentador principal.

En la Tabla 1.2, el AMT TA02 ha tenido 06 fallas, de los cuales 01 falla en circuito de derivación ha afectado el alimentador principal. El AMT TA03 ha tenido 02 fallas, de los cuales 01 falla en circuito de derivación ha afectado el alimentador principal. El AMT TA04 ha tenido 03 fallas, de los cuales 02 fallas en circuitos de derivación han afectado el alimentador principal.

A estas fallas que se producen en los circuitos de derivación y que generan interrupciones en el alimentador principal, contribuye la falta de ajuste de protecciones en los relés de los interruptores de potencia, ubicados en el intermedio de cada alimentador, quienes deben sectorizar las fallas.

Así mismo, los relés de interruptores de potencia y los recloser, provisto de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) no están integrados al SCADA del centro de control de Electro Sur Este, por lo tanto aumentan las duraciones de las interrupciones.

Si no se implementa el ajuste de protecciones eléctricas y no se integran los relés al SCADA, las fallas en los circuitos de derivación seguirán generando interrupciones de suministro de energía eléctrica masivas y afectaran al alimentador principal.

Lo que propone esta tesis, es mejorar el suministro de energía eléctrica a los usuarios de la ciudad de Abancay.

Esta mejora, se efectivizará implementando el ajuste de protecciones eléctricas en los relés de los interruptores de potencia, ubicados en el intermedio de cada alimentador, de esta forma se disminuyen la magnitud de las interrupciones y se sectorizan las fallas provenientes de las derivaciones del alimentador.

Por su parte un IED o relé integrado al SCADA del centro de operaciones del distribuidor, disminuirá la duración de la interrupción, por el permanente monitoreo y gestión remoto del operador de centro de operaciones.

### **1.3.2. Formulación del problema**

#### **1.3.2.1. Problema general**

¿Es posible mejorar la calidad de suministro eléctrico del sistema de distribución de la ciudad de Abancay con la implementación de ajuste de protecciones e integración de los relés al SCADA?

#### **1.3.2.2. Problemas específicos**

- a) ¿Es posible mejorar la calidad de suministro eléctrico del sistema de distribución de la ciudad de Abancay con la sectorización de fallas eléctricas?
- b) ¿Cómo se implementa un esquema de ajuste de protecciones en los relés para mejorar la calidad de suministro eléctrico?
- c) ¿Cómo se establece la integración de los relés al SCADA para mejorar la calidad de suministro eléctrico?

### **1.3.3. Justificación del estudio**

El constante crecimiento de la demanda de energía y la calidad de servicio, obligan al concesionario a mejorar sus sistemas de protecciones eléctricas e integrar estos relés al

SCADA, para tener una mejor herramienta de operación de su sistema eléctrico y brindar un mejor servicio en los siguientes aspectos:

**Técnico:** Permite una operación eficiente del sistema eléctrico de Abancay a través de su centro de control mediante el SCADA, con ello se determina la ubicación de fallas, el equipo de protección que actúa y una orientación adecuada a los grupos de emergencia para el control de fallas eléctricas, disminuyendo el tiempo de restablecimiento de energía y sobretodo mejorar la calidad de suministro eléctrico.

**Académica:** En el estudio se desarrollan los cálculos de cortocircuito para fallas tipo shunt por el método de superposición, que está basado en la norma IEC60909, aplicable para un sistema eléctrico desbalanceado, se determinan criterios para un ajuste adecuado de los parámetros de protección eléctrica y así mismo se establecen los criterios para la integración de un IED al SCADA, esto constituye una ayuda para los futuros investigadores de pregrado, lectores, consultores especializados en los rubros de automatización y protección eléctrica.

**Económica:** Un sistema eléctrico con una continuidad de suministro de energía eléctrica, genera mayor volumen de venta de energía en el fisco de la empresa suministradora, también reduce las pérdidas económicas por las compensaciones a los usuario por mala calidad de suministro eléctrico.

**Social:** Una interrupción de suministro eléctrico paraliza la actividad de la sociedad, traduciéndose en pérdidas económicas en los usuarios, por lo tanto el suministrador tiende la necesidad de mantener un servicio eléctrico continuo, con fines de lograr la satisfacción del usuario final.

#### **1.3.4. Alcances**

La presente investigación comprende:

- Análisis de fallas propias de la red y de origen externo con el método superposición.
- Estudio de flujo de potencia de acuerdo a la cargabilidad de equipos.

- Estudio de cortocircuito de los alimentadores involucrados.
- Estudio de coordinación de protección e implementación de un ajuste de protecciones por sobrecorriente en los relés.
- Establecer criterios de enlaces de comunicaciones para la integración de IEDs al SCADA, mediante protocolos de comunicaciones.

### **1.3.5. Limitaciones**

La investigación se limitará a lo siguiente:

- Realizar el ajuste de protecciones en los relés de los alimentadores de las subestaciones de transformación, puesto que estos ya están ajustados previa aprobación del COES.
- Realizar estudios de coordinación de protecciones de sobrecorriente direccional y operación en anillo, por la operación de transferencia de carga bidireccional entre los alimentadores.
- Realizar pruebas de integración entre los dispositivos de campo y el SCADA, por falta de acceso al software.
- Utilizar sistemas de comunicaciones cableadas y/o por fibra óptica, por los contratos de la empresa distribuidora con las operadoras de telecomunicaciones.

## **1.4. Objetivos**

### **1.4.1. Objetivo General**

Mejorar la calidad de suministro eléctrico del sistema de distribución de la ciudad de Abancay con la implementación de ajuste de protecciones e integración de los relés al SCADA.



### **1.4.2. Objetivos Específicos**

- a) Mejorar la calidad de suministro eléctrico del sistema de distribución de la ciudad de Abancay con la sectorización de fallas eléctricas.
- b) Realizar el ajuste de protecciones eléctricas en los relés de los interruptores y recloser, ubicados en el intermedio de los alimentadores TA02, TA03 y TA04 de la ciudad de Abancay, mediante un estudio de coordinación de protecciones.
- c) Establecer comunicación entre los relés y el SCADA, mediante uso de los protocolos de comunicación.

## **1.5. Hipótesis y variables**

### **1.5.1. Hipótesis**

#### **1.5.1.1. Hipótesis general**

La calidad suministro eléctrico en el sistema de distribución de la ciudad de Abancay mejora con la implementación de ajuste de protecciones e integración de los relés al SCADA.

#### **1.5.1.2. Hipótesis específica**

- a) La calidad de suministro eléctrico del sistema de distribución de la ciudad de Abancay mejora con la sectorización de las fallas eléctricas.
- b) Mediante un estudio de coordinación de protecciones eléctricas se implementa el ajuste de protecciones eléctricas en los relés de los interruptores y recloser.
- c) Mediante la utilización de los protocolos de comunicación se integra los relés al SCADA.

### **1.5.2. Variables**

#### **1.5.2.1. Dependiente**

- Calidad de suministro eléctrico.

Indicador: N y D.

Indicador: SAIDI y SAIFI.

#### **1.5.2.2. Independientes**

- Falla eléctrica.

Indicador: Corriente de falla

- Ajuste de protecciones.

Indicador: Coordinación de protección

Indicador: Corriente de ajuste

Indicador: Tiempo de ajuste

Indicador: Curva de operación

- Integración al SCADA.

Indicador: Transmisión de datos

Indicador: Protocolos de comunicación

#### **1.5.2.3. Operacionalización de variables**

La mejora de suministro eléctrico está en función de las interrupciones de suministro eléctrico, ajuste de protecciones e integración de los relés al SCADA. Por otra parte la matriz de operacionalización de variables, explica su definición conceptual y operativa de las variables.

Tabla 1.3

Matriz de operacionalización de variables

	VARIABLES	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DIMENSIONES	INDICADORES
Dependiente	Calidad de suministro eléctrico	Mantener la continuidad de suministro de energía eléctrica en los niveles de la normatividad.	· Continuidad de suministro eléctrico	· Número de interrupciones N · Duración de interrupción D · Duración media de interrupción SAIDI · Frecuencia media de interrupción SAIFI
	Falla Eléctrica	Defecto en los elementos de una red eléctrica que generan indisponibilidad de suministro de energía eléctrica	· Corrientes de falla o cortocircuito	Corriente de falla
Independientes	Ajuste de protecciones	Consiste en la configuración de los parámetros de corriente, tiempo, curva de actuación, impedancia y otros parámetros del relé, para que el relé mande un disparo al interruptor para su actuación, frente a la detección de una corriente de falla u otro parámetro.	· Configuración de los parámetros de operación, impedancia y otros parámetros	· Coordinación de protección · Corriente de ajuste · Tiempo de ajuste · Curva de operación
	Integración al SCADA	Consiste en la configuración de dispositivos de campo IED's, MODEM y SCADA para establecer la interoperabilidad con una estación maestra o entre ellas.	· Interoperabilidad entre dispositivos. · Configuración de los Sistemas SCADA	· Transmisión de datos · Protocolos de comunicación

Fuente: Elaboración propia

## 1.6. Metodología

### 1.6.1. Metodología de la investigación

La finalidad de la investigación es aplicativo, porque está basado en conocimientos ya desarrollados por la ciencia, con un enfoque cuantitativo, para analizar los datos de las interrupciones de suministro eléctrico y los indicadores de la calidad de suministro eléctrico.

### **1.6.2. Diseño de la investigación**

El diseño de la investigación a desarrollar son:

Correlacional. Se evalúa la dependencia de los indicadores de calidad de suministro eléctrico, una vez ya implementados los ajustes de protecciones eléctricas e integradas los relés al SCADA.

Explicativa. Las fallas eléctricas en media tensión, generan interrupciones de suministro eléctrico en el sistema de distribución, por falta actuación adecuada de los dispositivos de protección.

### **1.6.3. Población**

La población está conformada por todos los elementos de media tensión de la subestación de Tamburco, dentro de esta se encuentra el sistema eléctrico Abancay en 13.2kV (SE0035) y Abancay Rural en 22.9kV (SE0241).

### **1.6.4. Muestra**

Está constituido solamente por el sistema eléctrico de Abancay (SE0035), dentro de este sistema se encuentran los alimentadores TA02, TA03 y TA04 en 13.2kV, que suministran energía eléctrica a 20236 usuarios de la ciudad de Abancay.

### **1.6.5. Técnica de recolección de datos**

Una de las técnicas a utilizarse en la presente investigación es el análisis de contenidos de la siguiente información:

- Interrupciones de suministro de energía eléctrica.
- Estudios anteriores de protecciones eléctricas.

Otra técnica a utilizarse es la observación, por la recopilación de los datos y parámetros de las variables en estudio, con la ayuda del software y de los equipos de campo para conseguir la información:

- Ajustes actuales de las protecciones en los relés.
- Equipos de comunicación a implementar según necesidad del relé de protección.
- Datos del equipamiento (transformadores de potencia, distribución y protección, celdas de maniobra y disposición de las redes eléctricas de media tensión).

#### **1.6.6. Análisis de datos**

El objetivo del análisis de datos es encontrar la relación que existe entre las variables de estudio, donde se tiene la variable dependiente calidad de suministro eléctrico y las variables independientes falla eléctrica, ajuste de protecciones e integración al SCADA. Por ello la técnica para el análisis de datos es la correlacional, con previo procesamiento de la siguiente información:

- Se utiliza el software Digsilent para el análisis de flujo de potencia, cortocircuito y estudio coordinaciones de protecciones eléctricas del alimentadores TA02, TA03 y TA04.
- La correlación se aplica entre cada variable independiente y la dependiente, con previo cálculo de los indicadores de calidad de suministro eléctrico.

Finalmente en los resultados, se muestra la mejora de los indicadores de la calidad de suministro eléctrico debido a la sectorización de fallas, implementación de ajustes de protecciones eléctricas e integración de los relés al SCADA.

## MATRIZ DE CONSISTENCIA

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPOTESIS y VARIABLES	METODOLOGÍA	CONCLUSIONES									
<b>PROBLEMA GENERAL</b>	<b>OBJETIVO GENERAL</b>	<b>HIPOTESIS GENERAL</b>	Metodología de la investigación: La investigación es cuantitativa. Diseño de la investigación: Correlacional. Se evalúa la dependencia de los indicadores de calidad de suministro eléctrico, una vez ya implementados los ajustes de protecciones eléctricas e integración de los relés al SCADA. Experimental. En las actividades de campo se ejecutan ajustes de los parámetros de protección en los relés y también se ejecutan configuraciones de los mapas DNP3 en los relés, configuración de radio modem, configuración de SCADA Explorer. Técnica de recolección de datos: Las técnicas son el análisis de contenidos y la observación. Análisis de datos: Es la correlacional. Analiza los resultados con la implementación de ajuste de protecciones e integración de los relés.	a) La calidad de suministro eléctrico ha mejorado en sus indicadores de calidad N de 4.50 a 3.50 interrupciones por cliente y D de 6.70 a 6.34 duración ponderada de interrupciones por cliente y; sus indicadores de performance de calidad de suministro SAIFI de 2.79 a 2.12 promedio de interrupciones por cliente y SAIDI de 5.99 a 5.39 duración promedio de interrupciones por cliente, esta mejora de la calidad se debe a la implementación de los parámetros de protección eléctrica de las funciones de sobre corriente (51,50, 51N y 50N) en los relés de protección y la integración de estos relés al SCADA, mediante los protocolos IEC60870-103 y DNP3 y dispositivos de comunicación como el modem celular. b) Toda falla proveniente de los circuitos de derivación y circuitos troncales aguas abajo de los relés de protección, son sectorizados por la actuación de los interruptores y fusibles de protección, en el año 2020 de las 11 fallas del sistema eléctrico SE0035, 04 fallas se sectorizan, en consecuencia la calidad de suministro eléctrico ha mejorado sus indicadores de calidad N de 4.5 a 3.5 y D de 6.70 a 6.34. c) Se han configurado los parámetros de ajustes de protecciones eléctricas (CMO, TMS, Curva de operación, tiempo) en los relés de sobre corriente del AMT TA02, mediante el estudio de coordinación de protecciones eléctricas que ha determinado los parámetros de ajuste de protección. Las configuraciones emplazadas quedaron para el relé del interruptor de la caseta de Av. Arenas RE03TA02 (función 51: I=6A, TMS=0.11, Curva IEC NI y función 50: I=60A, t=0.05 seg.) y en el recloser de Aymas RC1015 (función 51: I=30A, TMS=0.06, curva IEC NI y función 50: I=480A, t=0.02 seg.). d) Mediante una arquitectura de red simple y comprensible, como el de la fig. 5.1, se ha establecido la comunicación entre el relé del recloser de Aymas RC1015 del AMT TA02 y el SCADA, donde el enlace de comunicación comienza en la configuración del protocolo DNP3 del relé, luego en la configuración del radio modem o router celular y finalmente en la configuración del SCADA. El uso del protocolo de comunicación, significa configurar el puerto DNPE, Baud rate, dirección y otros parámetros, para que el relé sea reconocido por otro dispositivo, posteriormente se configura entradas y salidas analógicas y digitales, para el envío de los datos requeridos como: Estado abierto o cerrado, tensiones y corrientes por fase al SCADA.									
<b>PROBLEMAS ESPECIFICOS</b>	<b>OBJETIVOS ESPECIFICOS</b>	<b>HIPOTESIS ESPECÍFICA</b>											
a) ¿Es posible mejorar la calidad de suministro eléctrico del sistema de distribución de la ciudad de Abancay con la sectorización de fallas eléctricas? b) ¿Cómo se implementa un esquema de ajuste de protecciones en los relés para mejorar la calidad de suministro eléctrico? c) ¿Cómo se establece la integración de los relés al SCADA para mejorar la calidad de suministro eléctrico?	a) Mejorar la calidad de suministro eléctrico del sistema de distribución de la ciudad de Abancay con la sectorización de fallas eléctricas. b) Realizar el ajuste de protecciones eléctricas en los relés de los interruptores y recloser, ubicados en el intermedio de los alimentadores TA02, TA03 y TA04 de la ciudad de Abancay, mediante un estudio de coordinación de protecciones. c) Establecer comunicación entre los relés y el SCADA, mediante uso de los protocolos de comunicación.	a) La calidad de suministro eléctrico del sistema de distribución de la ciudad de Abancay mejora con la sectorización de fallas eléctricas. b) Mediante un estudio de coordinación de protecciones eléctricas se implementa el ajuste de protecciones eléctricas en los relés de los interruptores y recloser. b) Mediante la utilización de los protocolos de comunicación se integra los relés al SCADA.											
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>VARIABLES</th> <th>INDICADORES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Variable Dependiente: •Calidad de suministro eléctrico.</td> <td>• N y D • SAIDI y SAIFI</td> </tr> <tr> <td>Variables Independientes: •Falla eléctrica</td> <td>•Corriente de falla</td> </tr> <tr> <td>•Ajuste de protecciones.</td> <td>•Coordinación de protección. •Corriente de ajuste •Tiempo de ajuste •Curva de operación</td> </tr> <tr> <td>•Integración al SCADA.</td> <td>•Transmisión de datos de comunicación</td> </tr> </tbody> </table>	VARIABLES	INDICADORES	Variable Dependiente: •Calidad de suministro eléctrico.	• N y D • SAIDI y SAIFI	Variables Independientes: •Falla eléctrica	•Corriente de falla	•Ajuste de protecciones.	•Coordinación de protección. •Corriente de ajuste •Tiempo de ajuste •Curva de operación	•Integración al SCADA.	•Transmisión de datos de comunicación	
VARIABLES	INDICADORES												
Variable Dependiente: •Calidad de suministro eléctrico.	• N y D • SAIDI y SAIFI												
Variables Independientes: •Falla eléctrica	•Corriente de falla												
•Ajuste de protecciones.	•Coordinación de protección. •Corriente de ajuste •Tiempo de ajuste •Curva de operación												
•Integración al SCADA.	•Transmisión de datos de comunicación												

## CAPITULO II MARCO TEÓRICO

### 2.1. Antecedentes

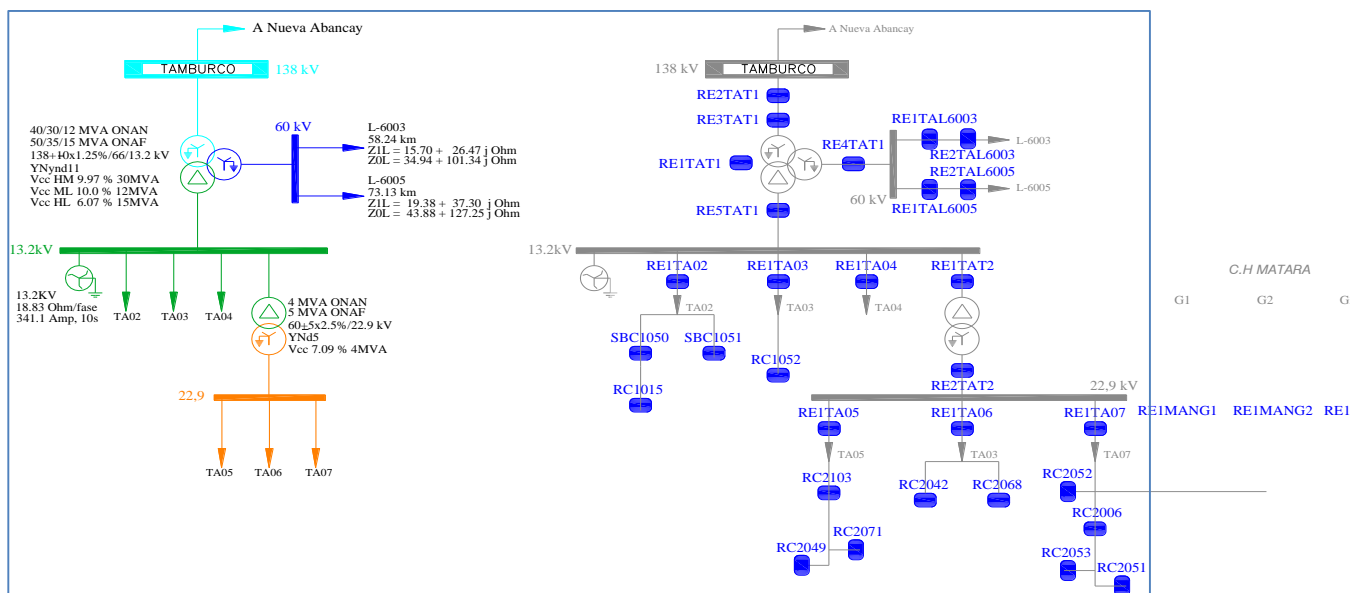
El objeto de la investigación son los fallas eléctricas que se generan en circuitos de derivación y afectan el alimentador principal por falta de ajuste de protecciones e integración de los relés a un sistema SCADA, para una operación óptima que mejore la calidad de suministro eléctrico en el sistema de distribución de la ciudad de Abancay, se revisa estudios o investigaciones anteriores que hayan podido contribuir con la solución del problema de investigación.

En el año 2014-2015, la concesionaria ejecuto proyectos de renovación de redes eléctricas de media tensión, en el cual con fines de mejorar al futuro, ha implementado celdas de maniobras, provistos de interruptores de potencia de la marca Ulusoy y sus respectivos relés de la marca PNC modelo PACE100.

En el año 2018, la concesionaria realizó estudios de coordinación de protecciones a nivel de la concesión, confines de actualizar y entregar información al COES, figura 2.1.

**Figura 2.1**

*Diagrama unifilar de protecciones eléctricas SET Tamburco*



Fuente: Electro Sur Este - EDP

Este estudio considero básicamente a los relés del alimentador principal, transformador de potencia, líneas de sub transmisión y transmisión. Por lo que la mayoría de los relés de las celdas o casetas de maniobras al intermedio de sistema eléctrico de media tensión no fueron considerados.

Por lo tanto, estos relés que se encuentran en las celdas de maniobras al intermedio de los alimentadores no tienen ajustado sus funciones de protecciones y tampoco están integradas a un centro de gestión o centro de control.

## **2.2. Marco conceptual**

**Calidad de suministro eléctrico.** Se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, su evaluación es de acuerdo a las interrupciones del servicio (MEM/DGE, pág. 28). Por lo tanto significa mantener el suministro de energía eléctrica dentro de los niveles de la normatividad.

**Falla eléctrica.** Situación anormal de las condiciones de operación o funcionamiento de la red de energía eléctrica.

**Ajuste de protecciones en los relés.** Consiste en la configuración de los parámetros umbrales de corriente, tiempo, curva de actuación, ángulo, tensión, impedancia y otros parámetros del relé, para que el relé mande un disparo al interruptor para su actuación, frente a la detección de una corriente de falla u otro parámetro.

**Integración de relés (IED's).** Consiste en la configuración de protocolos de comunicación en los equipos de campo como los RTU o IED's, implementación de un sistema de comunicación y la configuración de los sistemas de adquisición de datos como SCADA en los cuales serán incorporados el equipamiento de campo, para establecer la interoperabilidad entre un dispositivo de campo con una estación maestra o entre ellas.

**Protocolo de comunicación.** Es un conjunto de reglas que rigen el intercambio de datos entre un transmisor y un receptor a través de un enlace de comunicaciones.



Los datos se envían en paquetes y vienen a constituir una secuencia de bytes, entonces el protocolo define la longitud del paquete, cada paquete requiere una dirección de origen y una dirección de destino, para que el sistema sepa donde enviarla y el receptor sabe de dónde vino. (John Park, Steve Mackay, Edwin Wright, pág. 4 y 186).

## 2.3. Bases teóricas

### 2.3.1. *Parámetros de línea de transmisión*

#### 2.3.1.1. Resistencia

Es la resistencia de los conductores eléctricos de una línea de transmisión de energía eléctrica y causa la pérdida de potencia más importante en una línea de conducción eléctrica, la resistencia efectiva es igual en CD del conductor solo si la distribución de la corriente a través del conductor es uniforme. La resistencia está dada:

$$R = \rho \frac{l}{A} \Omega$$

Donde:

$\rho$  : Resistividad del conductor en  $\Omega$ -m

$l$  : Longitud de conductor en m.

$A$  : Sección del conductor m<sup>2</sup>.

Para determinar la resistencia a la temperatura de operación diferente de la temperatura inicial, se puede aplicar la siguiente fórmula:

$$R_2 = R_1 \left( \frac{T+T_2}{T+T_1} \right)$$

Donde  $R_1$  y  $R_2$  son las resistencias a temperatura  $T_1$  y  $T_2$  respectivamente y T es una constante, para aluminio estirado en frío con 61% de conductividad T= 228.

### 2.3.1.2. Inductancia

La corriente eléctrica circulante en un conductor eléctrico produce enlaces de flujo interno y externo, que inducen voltajes a los conductores.

La ecuación que define la inductancia es:

$$L_x = 2 \times 10^{-7} \ln \left( \frac{\sqrt[mn]{(D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} \dots D_{am})(D_{ba'} D_{bb'} D_{bc'} \dots D_{bm}) \dots (D_{na'} D_{nb'} D_{nc'} \dots D_{nm})}}{n^2 \sqrt{(D_{aa} D_{ab} D_{ac} \dots D_{an})(D_{ba} D_{bb} D_{bc} \dots D_{bn}) \dots (D_{na} D_{nb} D_{nc} \dots D_{nn})}} \right) H/m$$

$$L_x = 2 \times 10^{-7} \ln \left( \frac{D_{eq}}{RMG} \right) H/m$$

$$D_{eq} = DMG = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{31}}$$

Donde:

$D_{eq}$  : DMG Distancia media geométrica entre conductores (mutua)

$RMG$  : Radio medio geométrico (propia)

Por otra parte tenemos la expresión de reactancia:

$$X_L = 4\pi \times 10^{-7} f \ln \left( \frac{DMG}{RMG} \right) \Omega/m$$

Donde:

$f$  : Frecuencia de la red (60Hz)

### 2.3.1.3. Capacitancia

Es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y origina que ellos se carguen como las placas de los capacitores cuando hay una diferencia de potencial entre ellas, la capacitancia para líneas de transmisión menores a 80km es despreciable y para líneas de alto voltaje más largas su importancia es considerable. Entonces para redes distribución como del estudio se despreciará.

La ecuación que define la capacitancia al neutro es:

$$C_n = \frac{2\pi k}{\ln\left(\frac{D_{eq}}{r}\right)} F/m$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}$$

Donde:

$D_{eq}$  : DMG Distancia media geométrica entre conductores (mutua)

$r$  : Radio del conductor

$k$  :  $8.854 \times 10^{-12}$  F/m Constante

Por otra parte tenemos la expresión de reactancia:

$$X_c = \frac{1}{2\pi f C_n} = \frac{2.862 \times 10^9}{f} \ln \frac{D_{eq}}{r} \Omega \cdot m$$

Para  $f=60$  Hz, frecuencia de la red.

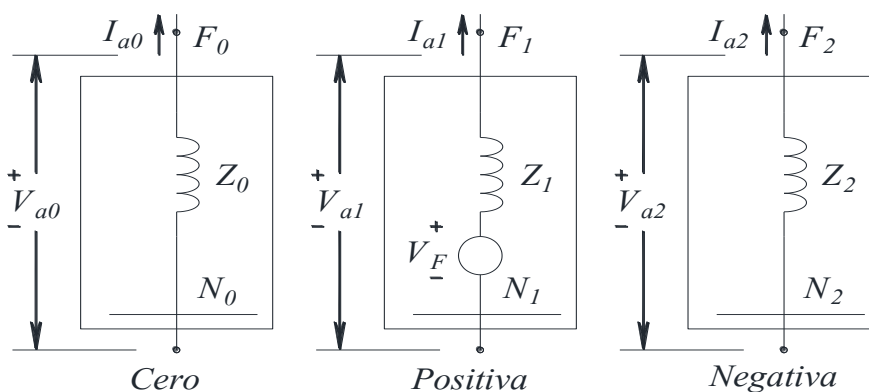
### 2.3.2. Tipo de fallas en redes distribución

#### 2.3.2.1. Falla trifásica

La disposición de las redes de secuencia y las corrientes de secuencia se muestran en la fig. 2.2. Obviamente no están las corrientes de secuencia negativa y cero por el tipo de falla, por lo que esto es completamente balanceado. Esto significa que no hay corriente a través de la impedancia de tierra y esto no diferencia si  $Z_G$  es 0 o infinito.

**Figura 2.2**

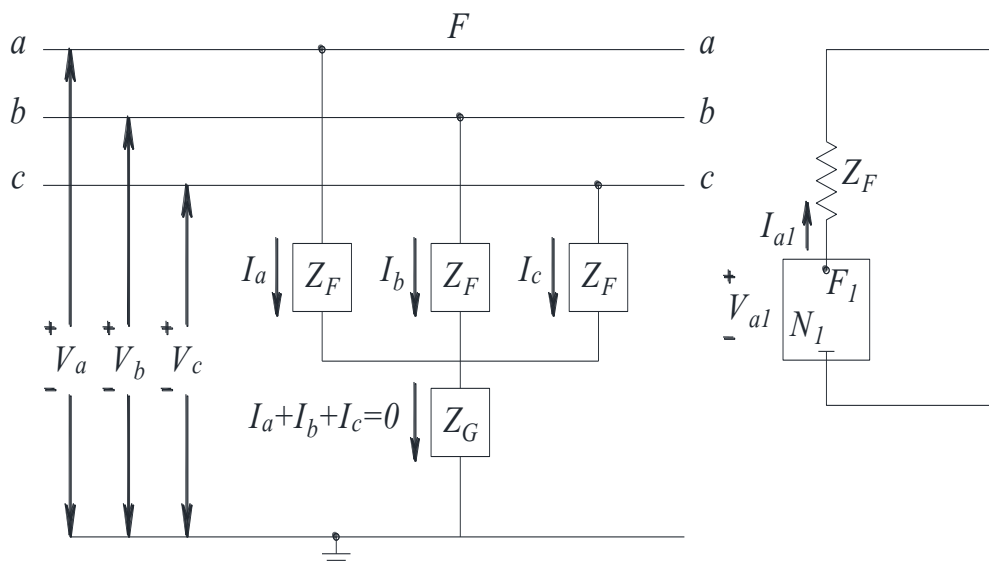
*Redes de secuencia para falla trifásica.*



Fuente: Power system protection (P. M. Anderson)

**Figura 2.3**

Conexión de la falla trifásica.



Fuente: Power system protection (P. M. Anderson)

$$I_{a1} = I_a = \frac{V_F}{Z_1 + Z_F}$$

El equivalente de voltaje thevenin  $V_F$  completa el dato necesario para la falla trifásica. Este voltaje no será precisamente conocido y usualmente toma valores de 1.0 y 1.1 con 1.05 con buen valor estimado. El ángulo usualmente toma el valor de  $0^\circ$  y el voltaje se convierte en fasor de referencia para los cálculos (Anderson, pág. 49) y (P.M.Anderson, pág. 169).

### 2.3.2.2. Falla bifásica a tierra

La designación de la fase fallada y la conexión de redes de secuencia de la falla bifásica a tierra se muestran en la figura 2.4, donde se nota que la secuencia de redes es conectada en paralelo, el constante "a" es el operador rotacional:

$$\alpha = e^{j2\pi/3} = e^{j120^\circ} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

Ahí están las tres corrientes de interés para este tipo de falla, las corrientes de línea  $I_b$  y  $I_c$ ; y la corriente de tierra  $I_b + I_c$ . Las corrientes de línea  $I_b$  y  $I_c$  no son iguales y debería ser calculado separadamente.

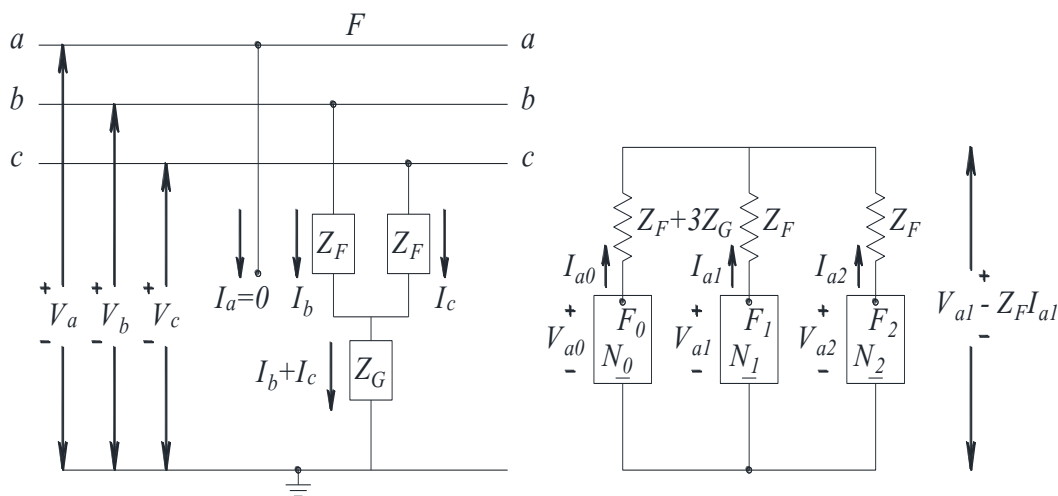
Las impedancias de secuencia positiva y negativa son exactamente iguales excepto para maquinas, e igualando estas impedancias de secuencia es muy buena aproximación.

La impedancia de secuencia cero  $Z_0$  es muy dificultoso para determinar exactamente por el sistema multiterrado.

Las impedancias de falla  $Z_F$  y  $Z_G$  son elegidas arbitrariamente o se basan en datos de fallas típicas. Por simplicidad lo dejamos  $Z_F = 0$  y un valor estimado de  $Z_G$ , (P.M.Anderson, pág. 170) y (Anderson, pág. 44).

**Figura 2.4**

*Conexión y redes de secuencia para falla bifásica a tierra*



Fuente: Power system protection (P. M. Anderson)

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}$$

$$I_{a1} = \frac{V_F}{Z_1 + Z_F + \frac{(Z_2 + Z_F)(Z_0 + Z_F + 3Z_G)}{Z_0 + Z_2 + 2Z_F + 3Z_G}}$$

$$I_b = I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2}$$

$$I_c = I_{a0} + a I_{a1} + a^2 I_{a2}$$

$$I_{a2} = \frac{Z_0 + Z_F + 3Z_G}{Z_0 + Z_2 + 2Z_F + 3Z_G} I_{a1}$$

$$I_b + I_c = 3I_{a0}$$

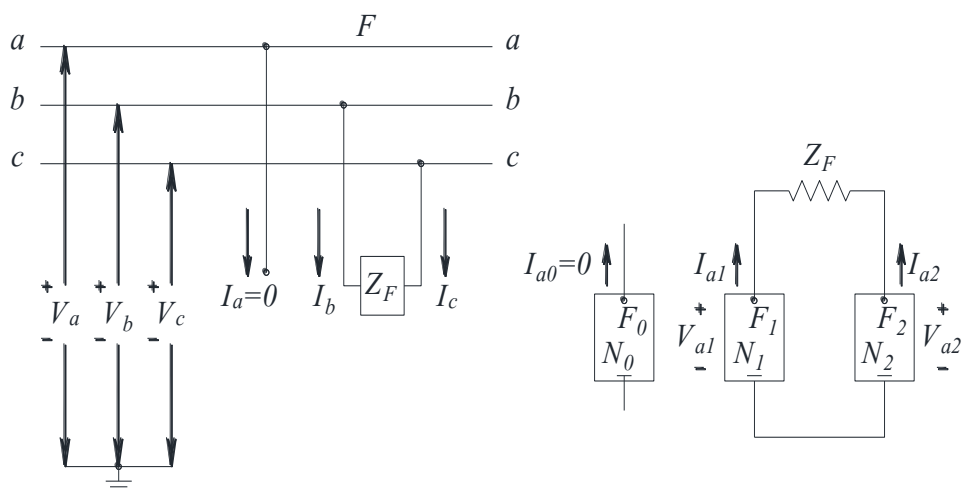
$$I_{a0} = \frac{Z_2 + Z_F}{Z_0 + Z_2 + 2Z_F + 3Z_G} I_{a1}$$

### 2.3.2.3. Falla bifásica

La designación de fase fallada y conexión de red de secuencias para la falla entre líneas son mostradas en la fig. 2.5 usualmente las impedancias de secuencia positiva y negativa se consideran de igual impedancia. La corriente de secuencia cero no fluye para la falla de línea a línea desde ahí no hay camino a tierra. Puesto que la falla es desbalanceada y deseamos mantener la fase a como una fase simétrica. Esta falla usualmente es representada como la fase b y c en falla, (P.M.Anderson, pág. 171) y (Anderson, pág. 42).

**Figura 2.5**

*Conexión y redes de secuencia para falla bifásica*



Fuente: Power system protection (P. M. Anderson)

$$I_a = 0$$

$$I_{a1} = \frac{V_F}{Z_1 + Z_2 + Z_F}$$

$$I_b = -I_c = -j\sqrt{3} I_{a1}$$

$$I_{a2} = -I_{a1}$$

$$I_{a0} = 0$$

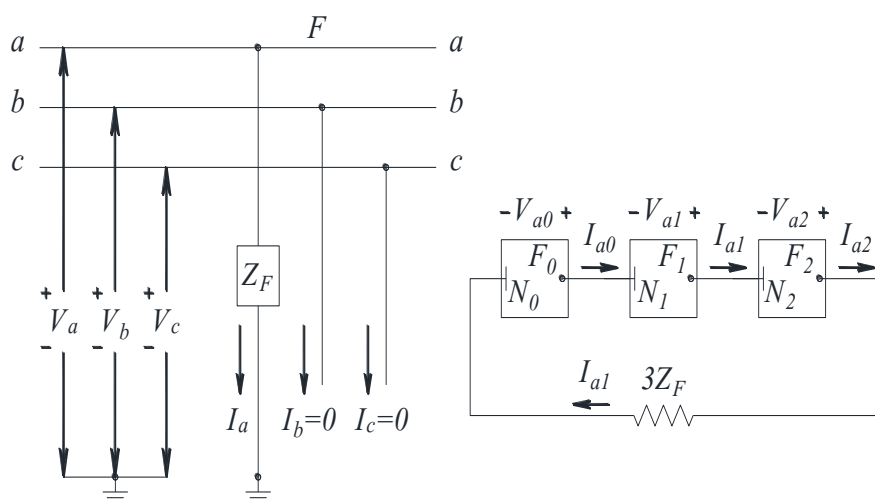
### 2.3.2.4. Falla monofásica

La configuración de la falla y las redes de secuencia son mostradas en la fig. 2.6; los comentarios sobre la impedancia de secuencias son aplicables ahí, con fase *a* como la fase simétrica, la falla de línea a tierra es usualmente representado como una falla sobre la fase *a*. las corrientes de secuencia para este tipo de falla fluyen en todas las tres redes de secuencia y son iguales.

Síntesis de las corrientes de fase desde las corrientes de secuencia muestran que las corrientes en las fases *b* y *c* son cero por el tipo de falla, (P.M.Anderson, pág. 171) y (Anderson, pág. 37).

**Figura 2.6**

*Conexión y redes de secuencia para falla monofásica*



Fuente: Power system protection (P. M. Anderson)

$$I_a = 3I_{a0}$$

$$I_b = I_c = 0 \quad I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{V_F}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_F}$$

### **2.3.3. Relés de sobre corriente en sistemas de distribución**

Relés constituidos por elementos de actuación instantánea o temporizada frente corriente altas o corrientes de falla, sus principios de operación para los relés electromecánicos se basan en atracción electromagnética e inducción electromagnética.

Actualmente existen los relés digitales y su principio de operación está basado en el procesamiento de señales de entrada y comparación de la variable establecida o configurada, manteniendo siempre las curvas características de operación de los relés electromecánicos.

Los objetivos principales de una protección de sobre corriente son:

- Toda protección debe detectar la falla y dar orden al interruptor para que aislé.
- Ser selectivo y veloz para el despeje de falla, en base a una adecuada coordinación entre los relés de sobrecorriente.

Los relés podemos clasificar de acuerdo a su construcción y funcionamiento (Kinderman, pág. 64).

Aspectos constructivos:

- Relés electromecánicos
- Relés electrónicos o estáticos
- Relés digitales

Actuación del interruptor del circuito a proteger:

- Actuación directa
- Actuación indirecta

Instalación o disposición:

- Primario
- Secundaria

Corriente de ajuste:

- Variación de entrehierro y accionamiento de muelle



- Cambio de taps en la bobina magnetizante
- Control por software

Tiempo de actuación:

- Relé instantáneo o tiempo definido
- Relé temporizado o tiempo inverso

### **2.3.3.1. Relés electromecánicos**

Estos relés operan cuando son energizados por una corriente eléctrica que pasa por su bobina de magnetización y produce un campo magnético que desliza un embolo, palanca u otro mecanismo que cierra un contacto eléctrico (NA), activando un circuito de disparo y este a su vez apertura el interruptor.

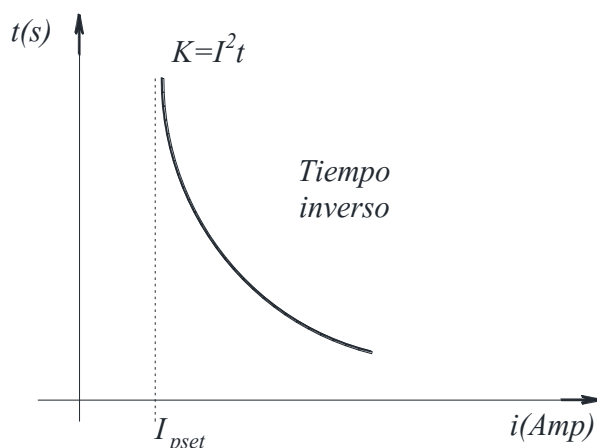
Teóricamente un menor campo magnético colocaría el relé en el inicio de operación o sea la fuerza magnética igual a la fuerza mecánica de retención, este es llamada límite de operación del relé. Un límite de operación del relé es un estado en el que la fuerza resultante que actúa en la parte móvil es nula. En estos momentos los mecanismos de los relés están sueltos, fluctuando sin movimiento.

Por tanto si una corriente de operación del sistema eléctrico levemente mayor al corriente de ajuste, teóricamente la palanca debería moverse. En la práctica esto no ocurre debido a la influencia de los elementos intrínsecos de su naturaleza del relé (fricción en los rodamientos de los ejes, ejes flojos, falta de elasticidad repetitiva, dilatación, densidad de aire, corrosión de metales, envejecimiento de elementos).

Cada corriente de cortocircuito produce un torque en la distancia entre el contacto fijo y móvil, para cada posición de la palanca de tiempo o contacto móvil, produce una curva de tiempo - corriente como se muestra en la figura 2.7.

**Figura 2.7**

*Característica tiempo inverso del relé*



Fuente: Elaboración propia

En un sistema eléctrico, en caso de un defecto o falla, para tener una segura y adecuada operación del relé, es necesario ajustar la corriente del relé de modo de atender la siguiente inecuación:

$$(1.4 \text{ a } 1.5)I_{\text{nominal carga}} \leq I_{\text{ajuste relé}} \leq 0.5I_{\text{Corto mín final circuito protegido}}$$

Un relé debe soportar las variaciones rutinarias de la carga, de modo de dejar una holgura de 40% a 50% para las variaciones y fluctuaciones de la corriente de carga.

### **2.3.3.2. Relé digital**

Dispositivo electrónico a base de microprocesador, diseñado para producir cambios predeterminados y repentinos en uno o más circuitos eléctricos de salida, cuando se cumplen con ciertas condiciones en los circuitos eléctricos de entrada que controlan el dispositivo.

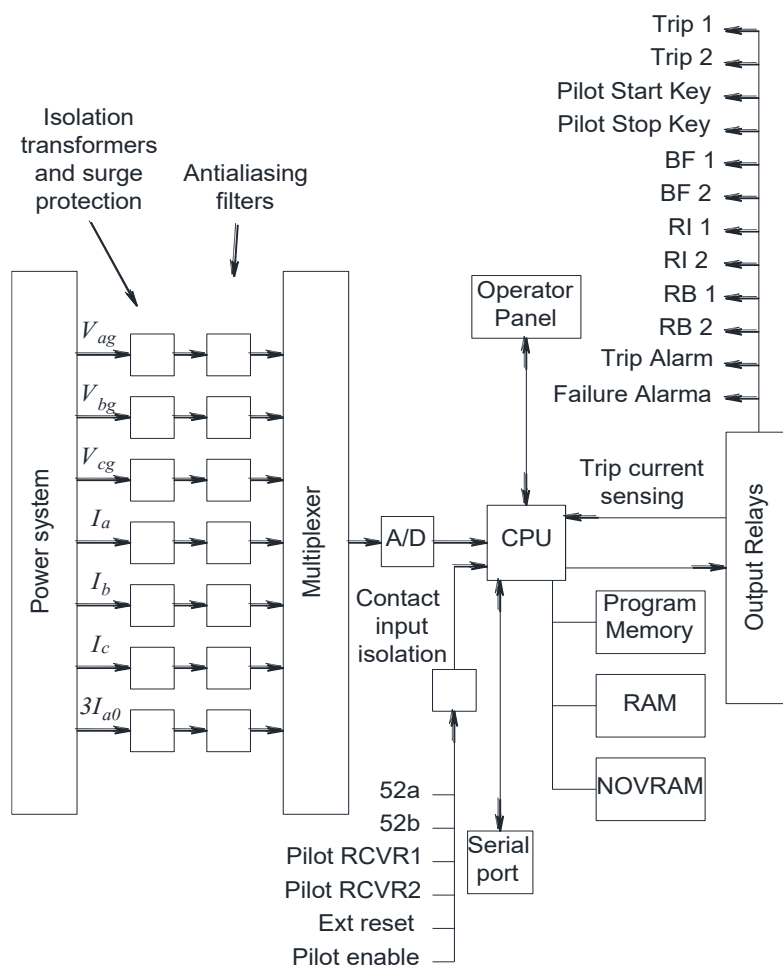
Una característica de los relés digitales es de naturaleza programable, por ejemplo: Los relés de sobre corriente, son fijados para una amplia variedad de curvas características de tiempo corriente y estos ajustes se cambian fácilmente en campo, sin cambiar el dispositivo físico.

Muchos de relés digitales son insensibles al desplazamiento por corriente continua por defecto, lo que mejora la selectividad del relé, también representa una alta carga para los transformadores de medida, que es esencial para el cálculo de falla a tierra de sistemas de alta impedancia o sin conexión a tierra, (P.M.Anderson, pág. 72).

**Lógica del relé digital:** La lógica de un relé analógico es la de un comparador, el relé analógico usa un transformador que replica el actual valor de los voltajes y corrientes para la operación del dispositivo, el cual es accionado por un motor pequeño que realiza el torque o una fuerza en respuesta a los voltajes y corrientes de entrada.

**Figura 2.8**

*Transmisión digital de un relé*



Fuente: Power system protection (P. M. Anderson)

En la figura 2.8, se muestra la estructura de transmisión de un relé digital. El relé digital también opera como un comparador, pero el proceso en el interior es diferente. En primer lugar el relé digital no registra la señal analógica, solamente valores de muestra de la señal, los cuales están espaciados en el tiempo. Por lo tanto, el relé no trata señales continuas, en efecto las funciones matemáticas continuas no son aplicables a este dispositivo. En lugar de esto, las matemáticas de procesamiento de señal discreta son usadas. El relé es programado para aplicar varias formas de procesamiento de algoritmos de señal digital para la muestra observada, basados en los resultados de estos cálculos, la decisión se toma para el disparo. (P.M.Anderson, pág. 115).

#### **2.3.4. Esquemas de protección y sus características**

##### **2.3.4.1. Esquema de protección del relé de sobre corriente de tiempo inverso**

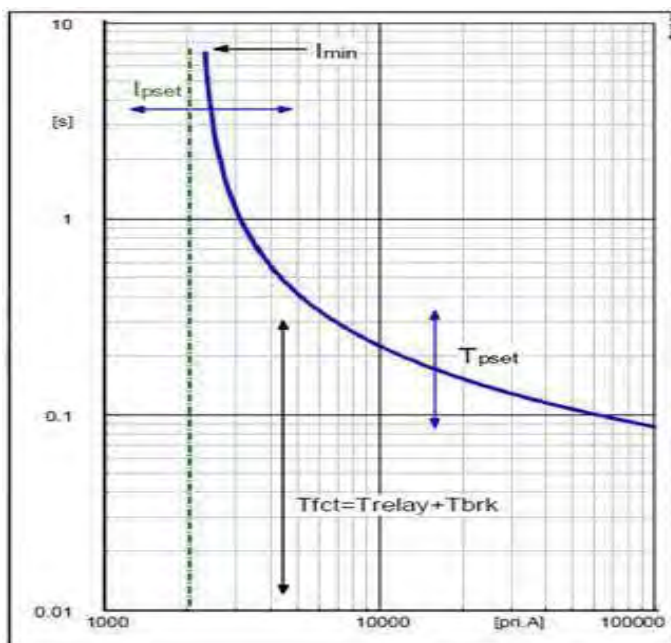
Estos relés tienen una operación dependiente del tiempo y del valor de la corriente, generalmente con una característica inversa, la operación del tiempo del relé es muy pequeño y de la corriente es largo. Estos relés tienen dos configuraciones: La corriente pickup y la curva de actuación.

En cada relé electromecánico la curva es ajustada por medidas del dial, así la configuración es llamado "time multiplier setting – TMS".

La corriente a ser controlado alimenta una bobina con múltiples TAPs, cualquiera permite la configuración de la corriente pickup "plug setting - PS" (Lazim Alzuhairi, Mohammed Tawfeeq, pág. 103).

**Figura 2.9**

*Curva de tiempo inverso (51, 51N)*



Fuente: Aplicación de protecciones (DIT PERU)

Los tiempos necesarios para despeje de falla (operación del relé y apertura del interruptor) son deducidos de la ecuación (DIT PERU, pág. 10):

$$T_{fct} = T_{relay} + T_{brk}$$

Donde:

$T_{fct}$  : Tiempo de despeje de falla

$T_{relay}$  : Tiempo de actuación del relé

$T_{brk}$  : Tiempo de apertura del interruptor.

$$T_{relay} = T_s + f(I/I_{pset}, T_{pset})$$

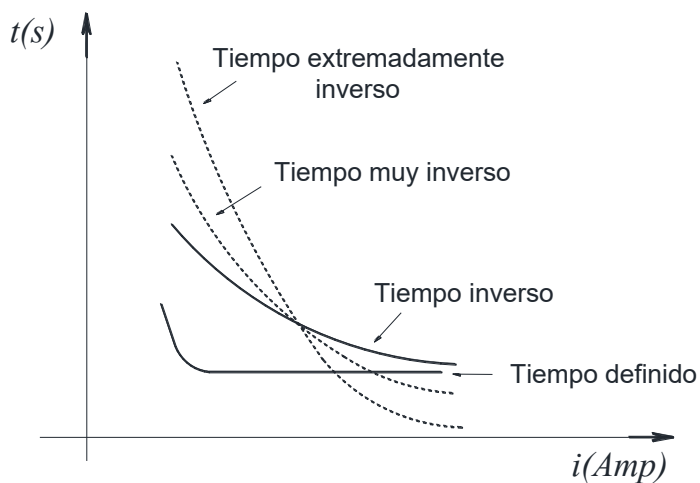
$T_s$  : Tiempo de arranque

$f(I/I_{pset}, T_{pset})$  : Característica de la curva de operación (TOC)

$I_{pset}$  : Ajuste de corriente

**Figura 2.10**

*Curvas de operación de tiempo inverso según IEC 60255*



Fuente: Aplicación de protecciones (DIT PERU)

$$T_{relay} = \frac{A * TMS + K_1}{I^P - Q} + B * TMS + K_2$$

**Tabla 2.1**

*Factores de las curvas IEC-Characterística tiempo inverso*

Característica	A	B	P	Q	K <sub>1</sub>	K <sub>2</sub>
IEC Normalmente inversa	0.14	0.00	0.02	1.00	0	0
IEC Muy inversa	13.50	0.00	1.00	1.00	0	0
IEC Extremadamente inversa	80.00	0.00	2.00	1.00	0	0

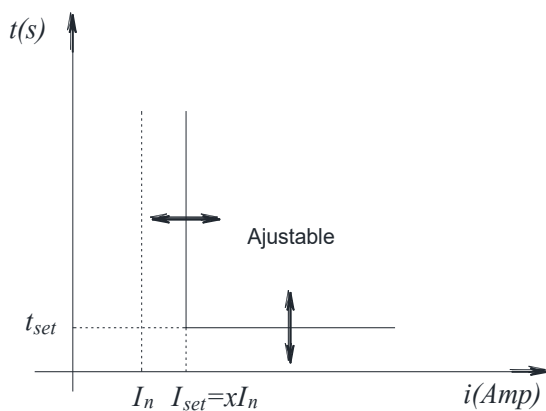
Fuente: Aplicación de protecciones (DIT PERU)

#### **2.3.4.2. Esquema de protección del relé de sobre corriente de tiempo definido**

Los relés de sobrecorriente de tiempo definido operan con algunos retrasos, este retraso es ajustable, de la misma forma la corriente también se ajuste a un umbral, (Lazim Alzuhairi, Mohammed Tawfeeq, pág. 102).

**Figura 2.11**

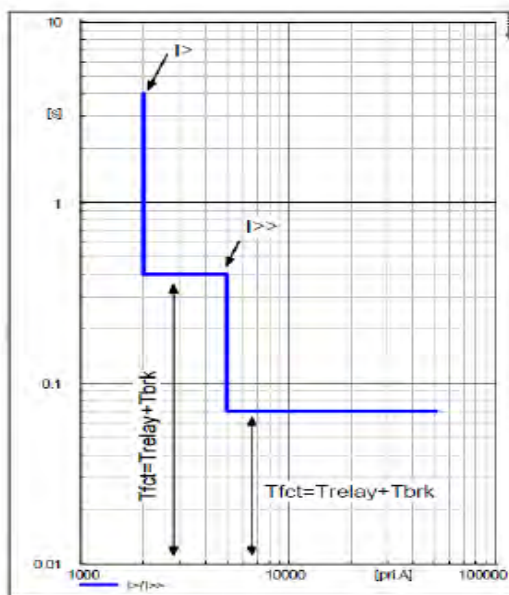
Curva de tiempo definido (50, 50N).



Fuente: Power system protection, Part V Overcurrent Protective Relays (Lazim A, Mohammed T.)

**Figura 2.12**

Curva de tiempo definido (50, 50N)



Fuente: Aplicación de protecciones (DIT PERU)

Ecuaciones para unidad temporizada (tiempo-definido) y unidades instantáneas (DIT PERU, pág. 12).

Tiempo de despeje de falla ( $T_{fct}$ )

$$T_{fct} = T_{relay} + T_{brk}$$

Donde:

$T_{relay}$  : Tiempo de actuación del relé).

$T_{brk}$  : Tiempo de apertura del interruptor.

Tiempo de operación de relé ( $T_{relay}$ )

$$T_{relay} = T_s + T_{set}$$

$T_s$  : Tiempo de arranque

$T_{set}$  : Temporizador

$I>$  : Unidad temporizada

$I>>$  : Unidad instantánea

Para unidades instantáneas, el temporizador  $T_{set} = 0$  y el  $T_s = 0.05s$ .

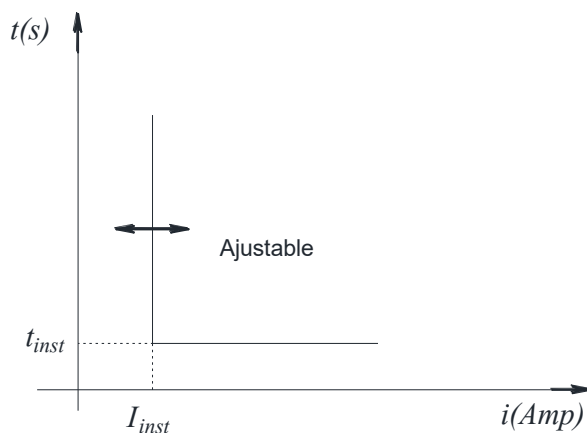
### 2.3.4.3. Esquema de protección del relé de sobre corriente instantánea

Estos relés operan sin retraso de tiempo, ellos son llamados unidades instantáneas (la operación del tiempo es 0.05 s o  $t_{ins} < 3$  ciclos).

La corriente pick-up (umbral) es ajustable y el usuario puede elegir desde un rango relativamente largo, (Lazim Alzuhairi, Mohammed Tawfeeq, pág. 101).

**Figura 2.13**

*Curva instantánea (50, 50N)*



Fuente: Power system protection, Part V Overcurrent Protective Relays (Lazim A, Mohammed T.)



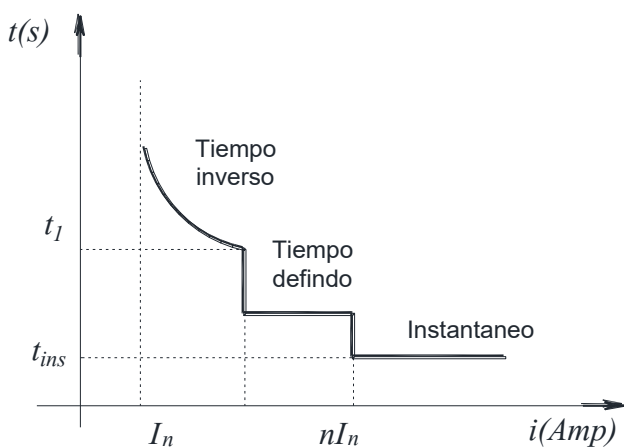
#### 2.3.4.4. Esquema de protección mixta del relé de sobre corriente

Estos relés incluyen funciones mixtas para su operación, como los elementos de sobrecorriente son construidos como unidades separadas, por lo tanto se pueden implementar protección sobrecorriente con las siguientes combinaciones, (Lazim Alzuhairi, Mohammed Tawfeeq, pág. 108):

- Elementos de unidades instantáneas y tiempo definido
- Elementos de unidades instantáneas y tiempo inverso
- Elementos de unidades instantáneas, tiempo definido y tiempo inverso.
- Elementos de tiempo definido y tiempo inverso.

**Figura 2.14**

*Protección mixta de relés de sobrecorriente*



Fuente: Power system protection, Part V Ovecurrent Protective Relays (Lazim A, Mohammed T.)

Este tipo de características es principalmente en relés digitales.

#### 2.3.5. Arquitectura de red para integración de IED's y RTU's

##### 2.3.5.1. IED (Intelligent Electronic Device) y RTUs (Remote Terminal Unit)

Son dispositivos de monitoreo y control directo de los equipamientos de potencia. Algunas veces basados en comandos de control generados internamente y a veces basado en

comandos de control solicitado externamente. Estos controladores mediante sensores monitorean los datos sobre los sistemas de potencia o sistemas eléctricos y están asociados a equipos de potencia, los enlaces de comunicaciones frecuentemente son cortos y a veces enlaces largos. La comunicación está a base de conductores de cobre o fibra óptica, onda portadora, radios y otros medios.

Cualquiera de ellos puede usar para aplicaciones internas o pueden ser instruidos por las entidades que desarrollan estos enlaces, (IEC 60870-5-103, pág. 4 y 23).

- Un IED puede subir o bajar la posición de un cambiador de Tap bajo carga, de acuerdo a los algoritmos basados en los niveles de voltaje medidos por los transformadores de tensión.
- Un IED de un interruptor puede cuestionar las señales emitidas por un relé electromecánico y relés de estado sólido.
- Un controlador IED censa los estados y mediciones de un generador y motor cuestionando los arranques y paradas.

#### **2.3.5.2. Sistema SCADA (Supervisory, Control and Data Aquisition)**

Es un sistema de telemetría para la adquisición, control y supervisión de datos de los dispositivos de campo, la información se recopila a través de una RTU y los almacena en el backup del sistema central, para posteriormente tomar decisiones sobre las variables controladas.

Los sistemas SCADA, están compuestos:

Hardware SCADA. El Hardware constituyen las unidades terminales remotas (RTUs), quienes recopilan los datos de campo y envían la información a estación maestra a través de los sistemas de comunicación. En un sistema SCADA complejo, podemos indicar 5 niveles o jerarquías (Gordon Clarke, Deon Reynders, pág. 15).

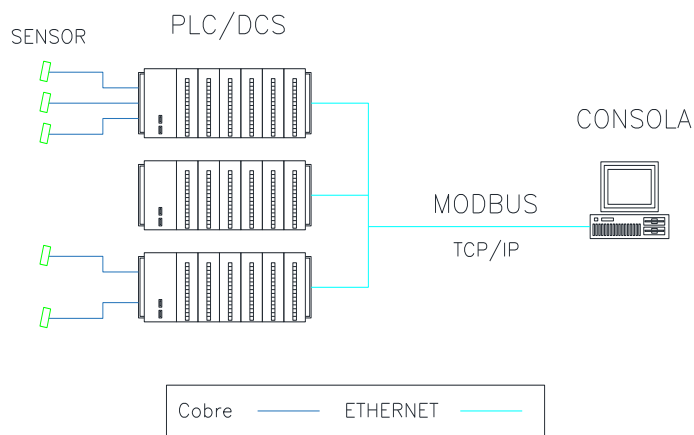
- Los instrumentos a nivel campo o dispositivos de control

- Terminales Marshalling y RTUs (PLC/DCS)
- Sistemas de comunicación
- Estaciones maestras
- Sistemas de cómputo del departamento de procesamiento de datos.

En sistemas largos de telemetría, los submasters son instalados en sitios remotos (Concentradores SCADA), para replicar la información a la estación maestra.

**Figura 2.15**

*Comunicación de PC a PLC/DCS*



Fuente: Elaboración propia

**Software SCADA.** El software SCADA puede ser de tipo abierto o privado, el software abierto es interoperable entre los equipos de diferentes fabricantes, mientras el software cerrado opera para los equipos de un solo fabricante (Gordon Clarke, Deon Reynders, pág. 16).

El software SCADA incluye:

- Interfaces de usuario
- Display gráfico
- Alarmas
- Interfaz de RTU y PLC

- Escalable
- Acceso a los datos
- Base de datos
- Creación de arquitectura de red
- Redundancia y tolerancia a la falla
- Procesamiento distribuido cliente/servidor

### **2.3.5.3. Medios de comunicación**

Son medios de propagación o transferencia de señales y datos, para nuestra investigación nos centraremos en la adquisición de datos a través enlaces de comunicaciones.

Es importante saber elegir el medio de comunicación adecuado, de ahí surge la necesidad de conocer las características del sistema SCADA, los IED's y RTU's, el ancho de banda, disposición de medios de comunicación y contar con el estándar del protocolo de los equipos de campo. Estos medios son:

- Fibra óptica
- Internet ADSL
- Internet inalámbrica
- Tecnología GPRS
- Enlaces de radio UHF
- Onda portadora

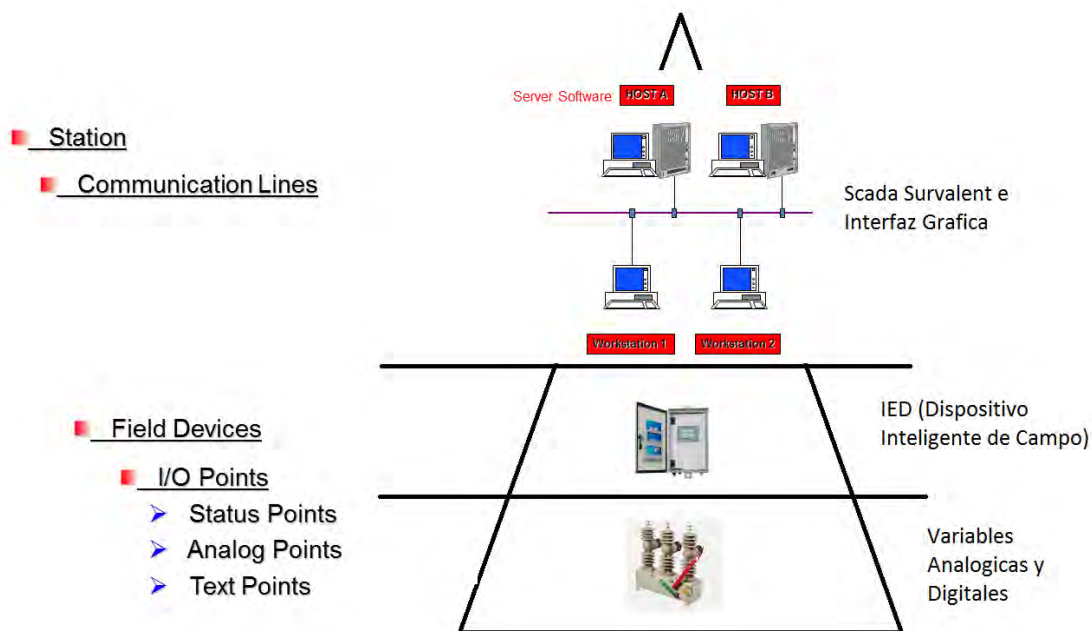
### **2.3.5.4. Arquitectura de red planteada para la integración de IED's y RTU's**

La arquitectura de red es el diseño de redes de comunicaciones, por lo tanto la integración de dispositivos como los IED's y RTU's a un centro de gestión o un centro de control, requiere un diseño adecuado para la especificación de los componentes físicos, organización funcional y

principios operacionales. La arquitectura de red utilizada en Electro Sur Este, se muestra en la figura 2.16.

**Figura 2.16**

*Arquitectura de red ELSE*



Fuente: Electro Sur Este

## 2.3.6. Protocolos de comunicación

### 2.3.6.1. Introducción a protocolos propios y abiertos

Los protocolos propios son diseñados exclusivamente para la operación de equipos del mismo fabricante o firma, por lo tanto no existe interoperabilidad con otras marcas. Las desventajas para los clientes o usuarios se traducen en altos costos y demoras en mantenimiento de los equipos. Por ejemplo, la marca SEL, tiene su propio protocolo, ABB, SIEMENS, GE y ALLEN BADLEY en sus inicios también contaban con su protocolo propio.

Los protocolos abiertos están diseñados para la operación con equipos de diferentes marcas, estos protocolos tienen una característica libre para la interoperabilidad entre diferentes marcas, esto hace que sean muy utilizados en la actualidad, la tendencia de los fabricantes es

utilizar protocolos abiertos o libres en sus productos, entre los más conocidos están IEC 60870, IEC 61850, ICCP, OPC, DNP3, MODBUS, PROFIBUS. Para nuestra investigación vamos a utilizar el protocolo IEC 60870-5 y DNP3.

### 2.3.6.2. Protocolo IEC 60870

Norma de la comisión de electrotecnia internacional (IEC), es un protocolo para el intercambio de información mediante la transmisión de datos de códigos binarios, basado en la comunicación cliente - servidor (master – slave), para su uso en telecontrol, teleprotección y telecomunicaciones.

La IEC 60870 aplica métodos para el intercambio de información, el primero basado en el servicio de aplicación de unidad de datos (ASDU) y el segundo usando servicios genéricos para la transmisión de toda la información posible. El protocolo utiliza la metodología del modelo OSI (protocolo abierto), sus partes principales se muestran en la Tabla 2.2.

**Tabla 2.2**

*Partes del protocolo IEC 60870*

<b>Main parts</b>	<b>Description</b>
IEC 60870-1	General considerations
IEC 60870-2	Operating conditions
IEC 60870-3	Interfaces (electrical characteristics)
IEC 60870-4	Performance requeriments
IEC 60870-5	Transmission protocols
IEC 60870-6	Telecontrol protocols compatible with ISO and ITU-T recommendations
IEC 60870-5-1	Transmission frame formats
IEC 60870-5-2	Link transmission procedures
IEC 60870-5-3	General structure of application data
IEC 60870-5-4	Definition and coding of application information elements
IEC 60870-5-5	Basic application functions
IEC 60870-5-101	Companion standar for basic telecontrol tasks
IEC 60870-5-102	Companion standar for transmission of integrated totals
IEC 60870-5-103	Companion standar for protection communication
IEC 60870-5-104	Network acces using standard transport

Fuente: Tabla 8.1 de la IEC 60870

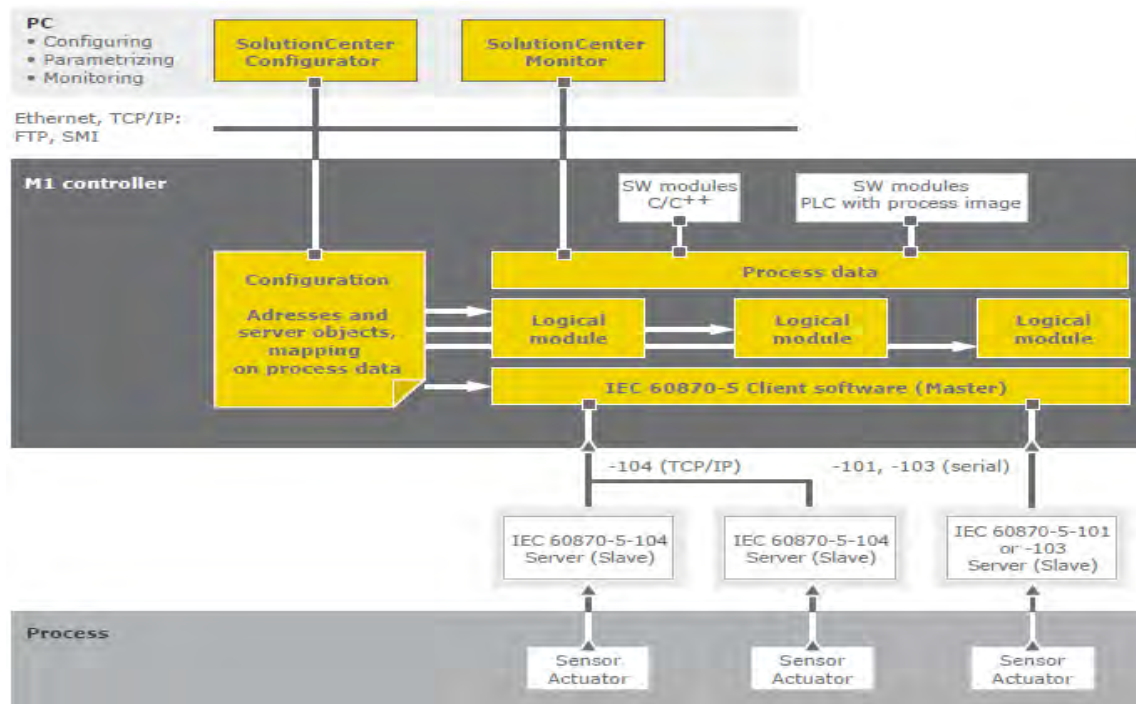
### 2.3.6.2.1. Características del protocolo IEC 60780

Las características del estándar IEC 60780 son:

- Protocolo basado en tres capas de referencia (capa física, capa de enlace, capa de aplicación).
- Utiliza variables de servicio tipo ASDU y servicios genéricos para transmisión de toda la información.
- Transmisión multipunto (RS485) y punto a punto (RS232).
- Interoperabilidad con otros dispositivos.
- Utiliza el lenguaje XML (lenguaje de marcado extensible).
- Utilizada en la transmisión de datos, dependiendo del protocolo admite comunicación mediante interfaz serial (IEC 60870-5-103) o mediante los puertos ethernet TCP/IP (IEC 60870-5-104). Tal como se muestra en la figura 2.17.

**Figura 2.17**

*Diagrama de bloques del protocolo IEC 60870-5*



### 2.3.6.2.2. Estructura del protocolo IEC 60870-103

La IEC 60870-103, es un estándar complementario aplicado para los equipos de protección y dispositivos de control de una subestación.

Su estructura de rendimiento mejorada del protocolo, se soporta sobre las normas complementarias de la norma IEC 60870-5 y se muestra en la Tabla 2.3.

**Tabla 2.3**

*Estructura del protocolo IEC 60870-103*

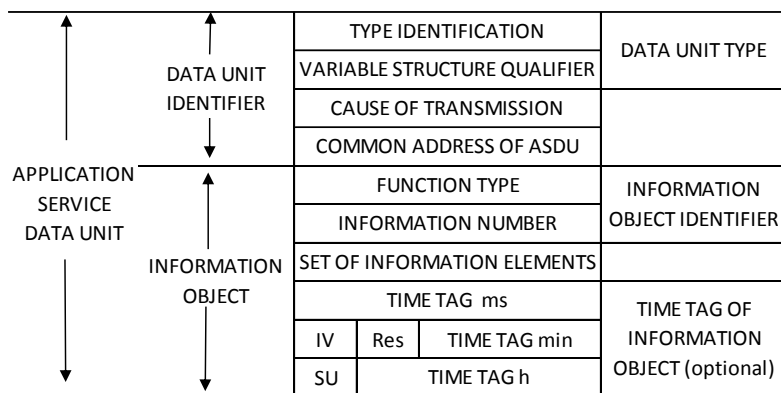
Selected application functions of IEC 60870-5-5	User process
Selected application service data units of IEC 60870-5-3	Application layer (Layer 7)
Selected application information elements of IEC 60870-5-4	
Selected link transmission procedures of IEC 60870-5-2	Link layer (Layer 2)
Selected transmission frame formats of IEC 60870-5-1	
Fibre optic system based on IEC 60874-2 or IEC 60874-10, IEC 60794-1 and IEC 60794-2 or copper-wire based system according to EIA RS-485	Physical layer (Layer 1)

Fuente: Tabla 1 de la IEC 60870-5-103

En su capa de aplicación, la IEC 60780-5-103 contiene al ASDU que reemplaza a un enlace de protocolo de unidad de datos (LPDU), el ASDU está compuesto por identificador de unidades de datos e información de objetos, estos a su vez contienen octetos binarios, como se indica en la figura 2.18.

**Figura 2.18**

*Estructura de unidad de datos del servicio de aplicación (ASDU)*



Fuente: IEC 60870-5-103



### 2.3.6.3. Protocolo DNP3 (Distributed Network Protocol)

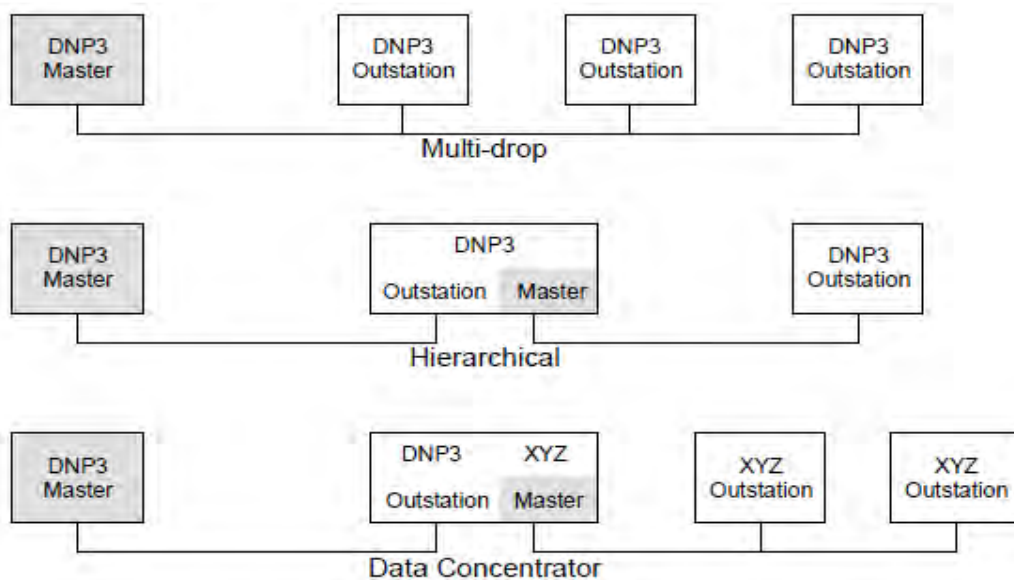
DNP3 es un protocolo para transmisión de datos desde un punto A hasta otro punto B, usando comunicación serial e IP.

DNP define un método de comando-respuesta, para comunicar información digital entre equipo maestro y esclavo, la conexión eléctrica entre dispositivos se conoce como un “bus”, en DNP existen dos tipos de dispositivos adjuntos al “bus”: Equipos maestro y esclavo. Un dispositivo maestro emite comandos a los esclavos. Un dispositivo esclavo, tal como transductores, relés y otros, emiten repuestas a los correspondientes comandos precedentes del maestro. Cada “bus” debe contener exactamente un maestro, mientras que puede contener tantos esclavos como permitan los estándares eléctricos, (Alstom, pág. 32).

Todos los dispositivos en un “bus” deben operar de acuerdo con los mismos estándares eléctricos (por ejemplo, todos deben ser RS-232C y RS-485). Los estándares RS-232C especifican que solo pueden conectarse a un bus dos dispositivos (por ejemplo, se permite únicamente un esclavo).

**Figura 2.19**

*Arquitectura de red DNP*



Fuente: A DNP3 Protocol Primer (Curtis, K.)

Las especificaciones RS-485 permiten hasta 32 dispositivos (31 esclavos) en un bus, (Alstom, pág. 32). DNP3 utiliza el término master para computadoras en el centro de control y outstation para computadoras remotas como los encontrados en campo (IED).

La arquitectura de red para el protocolo DNP se muestra en la Figura 2.19.

#### **2.3.6.3.1. Características del protocolo DNP3**

Las características del protocolo DPN3 son:

- Interoperabilidad con otros equipos (independiente de hardware, sistema operativo, medios de comunicación, fabricantes).
- Utiliza el lenguaje SCL (Substation Configuration Language), es un lenguaje abierto para los protocolos de comunicación, basados en los formatos XML que provee un descripción de los IED's. Con este lenguaje de comunicación toda la información intercambiada en la red, se preserva para ser utilizados posteriormente.
- Utiliza red LAN y puerto serial RS-232C y RS-485.

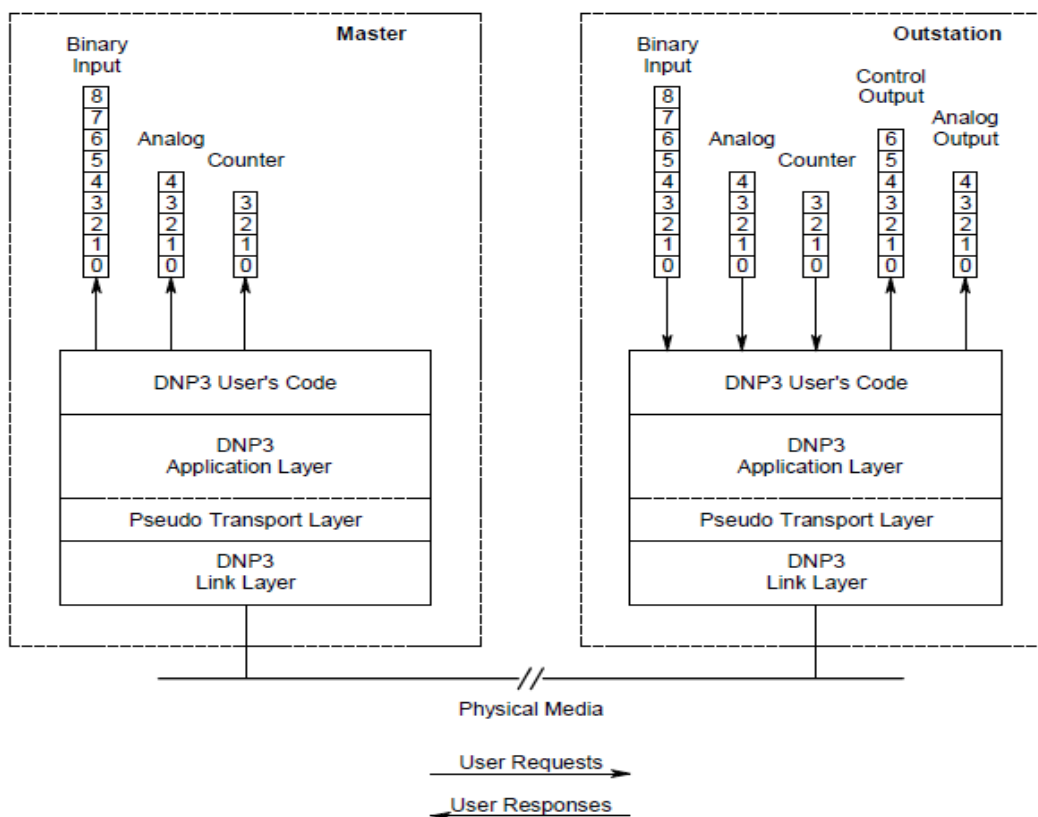
#### **2.3.6.3.2. Estructura del protocolo DNP3**

La estructura del protocolo DNP3, usa enhanced performance architecture (arquitectura de rendimiento mejorada) simplificado en 3 capas, basado en la norma IEC 60870-5 (equipos y sistemas de telecontrol – protocolos de transmisión), un subconjunto del protocolo de 7 capas del modelo OSI. Las tres capas o niveles son la física, la de enlace de datos y de aplicación, (Curtis, pág. 4).

La capa física (Physical Layer) es la responsable de transmisión de octetos de 8 bits a través de la red.

Figura 2.20

Niveles o capas del protocolo DNP3



Fuente: A DNP3 Protocol Primer (Curtis, K.)

La capa de enlace de datos (Link Layer) es la responsable de mantener fielmente la conectividad entre dos equipos.

La capa de aplicación (Application Layer) define los mensajes estandarizados que fluyen entre los equipos.

Además DNP define una capa extra de transporte (Pseudo Transport Layer), que permite que los mensajes largos sean divididos en segmentos, como se muestra en la figura 2.20.

Por otra parte, un dispositivo DNP3 tendrá una base de datos o mapa de puntos DNP3 predeterminado o configurable. El cual se resume en lo siguiente:

- Binary Inputs (Entradas binarias).
- Binary Outputs (Salidas binarias)

- Running Counters (Contadores de ejecución)
- Frozen Counters (Contadores congelados)
- Analog Inputs (Entradas analógicas)
- Analog Outputs (Salidas analógicas)

En la tabla 2.4, se realiza una comparación de estos protocolos.

**Tabla 2.4**

*Comparación IEC 60870-5 y DNP3 (IEEE 1815.1)*

<b>Característica</b>	<b>IEC 60870-5</b>	<b>DNP3 (IEEE 1815.1)</b>
Marco de interoperabilidad entre los dispositivos	Si	Si
Automatización de alimentadores (en redes de distribución)	Actualmente no existe para redes con bajo ancho de banda	Diseñado para esto
Automatización de subestaciones	Si	Si
Centros de control para subestaciones (SCADA)	Si	Si
Comunicación punto a punto	Si, multidrop	No, multidrop
Comunicación balanceada y desbalanceada	Si	Solo balanceada
Formato de trama (frame)	8bit	16bit
Archivo de configuración XML	Si	Si (SCL)

Fuente: Elaboración propia

### **2.3.7. Calidad de suministro eléctrico**

#### **2.3.7.1. Interrupciones de suministro eléctrico**

Perdida de suministro de energía eléctrica experimentada por uno o varios usuarios (DGE, pág. 47).

##### **2.3.7.1.1. Indicadores de calidad de suministro eléctrico**

La calidad de suministro se evalúa utilizando los siguientes dos indicadores, que se calculan para periodos de control de un semestre.

**Número total de interrupciones por cliente por semestre (N).** Es el número total de interrupciones en el suministro de cada cliente, durante un periodo de control de un semestre.

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

**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 periodo de control de un semestre, (MEM/DGE, pág. 29):

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

Donde:

$d_i$ .- Es la duración individual de la interrupción.

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

Interrupciones programadas (expansión o reforzamiento) :  $K_i = 0.25$

Interrupciones programadas (mantenimiento) :  $K_i = 0.50$

Otras (no programadas) :  $K_i = 1.00$

### **2.3.7.1.2. Indicadores de performance de calidad de suministro eléctrico**

Se tiene los siguientes indicadores de performance de calidad de suministro eléctrico, pág. 01 del Anexo N° 2 de la Resolución No 074-2004-OS-CD (OSINERGMIN, 2004):

SAIDI: Es el tiempo total promedio de interrupción por usuario de un sistema eléctrico en un periodo determinado.

SAIFI: Es la frecuencia media de interrupción por usuario de un sistema eléctrico en un periodo determinado.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i u_i}{N} \qquad SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N}$$

Donde:

$t_i$  : Duración de cada interrupción

$u_i$  : 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.

#### **2.3.7.2. Obligaciones de suministrador**

El suministrador de servicio de energía eléctrica deberá adquirir equipos de medición de los parámetros de calidad de suministro, realizar mediciones, mantener en una base de datos actualizada de la información de la medida, efectuar cálculos de los indicadores de calidad de suministro y compensaciones y así mismo compensar a los usuarios con deficiente calidad de suministro establecida en la NTCSE, dicha información serán entregados a la autoridad.

#### **2.3.7.3. Facultades de la Autoridad**

La Autoridad podrá realizar verificación de las mediciones, cruzar información recibida, verificar cálculos de indicadores de calidad de suministro y cálculo de compensaciones al usuario.

## **CAPITULO III ANALISIS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ACTUAL**

### **3.1. Introducción**

El análisis del sistema de distribución eléctrica actual de la ciudad de Abancay, se realiza sobre las redes eléctricas de media tensión en 13.kV y permite conocer los elementos que lo conforman, analizar la operatividad en régimen estacionario o permanente y analizar la operatividad en régimen transitorio, generada por las fallas eléctricas en las redes eléctricas de media tensión de la ciudad de Abancay.

El sistema eléctrico en estudio se analiza en dos partes: Primero como una red de distribución sin transferencia de carga (red radial) y segundo como una red de distribución con transferencia de carga (red anillada).

Para el cálculo de flujo de potencia, se utiliza las ecuaciones generales de flujo de potencia mediante el software Digsilent.

Para el cálculo de fallas simétricas y asimétricas, se ha utilizado el método de superposición o método completo que es aplicable a redes de distribución con cargas asimétricas, el cual toma en cuenta la corriente de carga y la corriente de falla indicada en la norma IEC 60909-1, los cálculos se realizan manualmente en excel y luego se corroboran con Digsilent, con esto se demuestra la validez de los cálculos manuales.

Los cálculos de flujo de potencia y cortocircuito (fallas simétricas y asimétricas), se realizan para una red de distribución de red radial sin y con transferencia de carga.

### **3.2. Descripción de la red de distribución**

El sistema de distribución eléctrica de media tensión de la ciudad de Abancay, está alimentada desde la subestación de transformación Tamburco, por un transformador de potencia de 50/35/15 MVA, relación 138/66/13.2 kV y conexión YNyn0d11.

El sistema de distribución de media tensión está constituida por tres alimentadores TA02, TA03 y TA04 en 13.2kV. La red de media tensión se encuentra anillada a través de

celdas de media tensión, provistos de interruptores de potencia en SF6 de la marca Ulusoy y relés de la marca PNC, modelo PAC E100, quienes realizan transferencia de carga entre los alimentadores, ya sea por motivos de falla y mantenimientos programados. Por otra parte existe recloser ubicado en la derivación Aymas del AMT TA02 y se propone otro recloser en la derivación Ñacchero del AMT TA04.

Las redes eléctricas de media tensión tienen una conexión en delta, en su mayoría están constituidos por conductores eléctricos del tipo aéreo en disposición vertical y conductores autoportados. Los conductores aéreos son desnudos del tipo AAAC y los conductores autoportados son del tipo NA2XSY-S, los cuales transportan energía eléctrica desde la Subestación de Transformación Tamburco hasta los transformadores de distribución, una vez transformados en baja tensión se distribuye a usuarios finales.

Los transformadores de distribución que operan en el sistema de distribución de la ciudad de Abancay tienen una configuración delta (casco urbano), estrella y monofásicos (periferia). Los transformadores de distribución trifásicos en conexión delta tienen sus relaciones de transformación en 13.2/0.23, así mismo los de conexión estrella tienen sus relaciones de transformación en 13.2/0.4-0.231kV y los transformadores de distribución monofásicos su relación de transformación es 13.2/0.46-0.23kV y sus capacidades están en el orden de 15 a 400kVA.

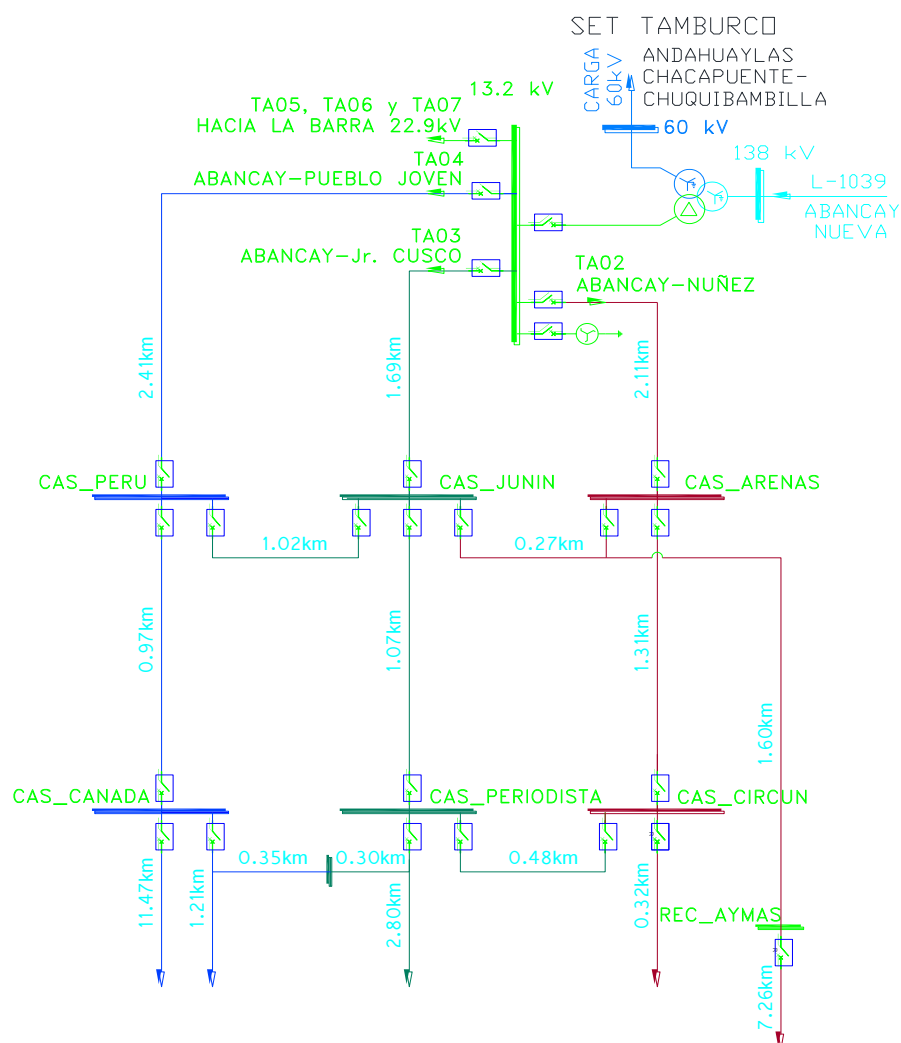
La configuración delta de las redes de media tensión, deben ser considerados en los cálculos de cortocircuito y la coordinación de protecciones.

En la figura 3.1, se muestra el diagrama unifilar de los alimentadores TA02, TA03 y TA04 de la subestación de transformación Tamburco.



**Figura 3.1**

*Diagrama unifilar de los alimentadores TA02, TA03 y TA04*



Fuente: Elaboración propia

En el Apéndice A del Anexo 02, se muestra el diagrama unifilar de los alimentadores TA02, TA03 y TA04 del sistema eléctrico de la ciudad de Abancay con todos sus elementos, donde se realizará los estudios correspondientes.

En el Apéndice B del Anexo 02, se muestra el diagrama de impedancias del AMT TA03, sobre el cual se va a desarrollar los cálculos de cortocircuito.

### 3.3. Análisis de la operatividad de la red de distribución

#### 3.3.1. Análisis de la red de distribución sin transferencia de carga

##### 3.3.1.1. Análisis de flujo de potencia

Previo al análisis de flujo de potencia en la red de media tensión del sistema de distribución eléctrica de la ciudad de Abancay, en el capítulo 2 se han definido los parámetros de una línea de transmisión (Resistencia, Inductancia y Capacitancia).

Por otra parte se requiere la definición de matriz de admitancia  $Y_{barra}$ , para las ecuaciones generales de flujo de potencia.

**Modelo de Admitancia para cálculo de redes ( $Y_{barra}$ ):** Es un modelo que describe las características eléctricas de los componentes del sistema. En los cálculos de flujo de potencia y cortocircuito se hace evidente la importancia de la admitancia. La definición de la corriente en función de la admitancia y las tensiones en las barras o nodos está dado por:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \dots & Y_{2n} \\ \cdot & & & & \cdot \\ \cdot & & & & \cdot \\ \cdot & & & & \cdot \\ Y_{n1} & Y_{n2} & Y_{n3} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ I_n \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

La matriz de admitancia  $Y_{barra}$  está dado por:

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \dots & Y_{2n} \\ \cdot & & & & \cdot \\ \cdot & & & & \cdot \\ \cdot & & & & \cdot \\ Y_{n1} & Y_{n2} & Y_{n3} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Donde:

n : Numero de barras

**Ecuaciones generales de flujo de potencia:** Para resolver el problema de flujo de potencia nos limitamos a usar la matriz de admitancia  $Y_{barra}$ , el flujo de potencia permite conocer la

magnitud y ángulo de fase en cada barra o nodo, la potencia activa y reactiva que fluye por las líneas de transmisión y distribución, (J. Grainger, W. Stevenson Jr., pág. 310).

Un elemento típico en de la matriz  $Y_{\text{barra}}$  es:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \text{sen } \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (3.3)$$

El voltaje en una barra típica ( $i$ ) es:

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| (\cos \delta_i + j \text{sen } \delta_i) \quad (3.4)$$

La corriente total que se inyecta en la red a través de la barra ( $i$ ) en términos de  $Y_{in}$  de  $Y_{\text{barra}}$ , está dada por la sumatoria.

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{iN}V_N = \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (3.5)$$

Sean  $P_i$  y  $Q_i$  las potencias real y activa totales que ingresan en la red a través de la barra ( $i$ ), entonces el complejo conjugado de la potencia que se inyecta en la barra ( $i$ ) es:

$$P_i - jQ_i = V_i * \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (3.5)$$

En la cual se sustituyen las ecuaciones (3.3) y (3.4)

$$P_i - jQ_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in}V_iV_n| \angle \theta_{in} + \delta_n - \delta_i \quad (3.6)$$

Al expandir esta ecuación las partes real y reactiva, se obtiene:

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in}V_iV_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.7)$$

$$Q_i = -\sum_{n=1}^N |Y_{in}V_iV_n| \text{sen}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.8)$$

Las ecuaciones (3.7) y (3.8) constituyen la forma polar de las ecuaciones de flujo de potencia.

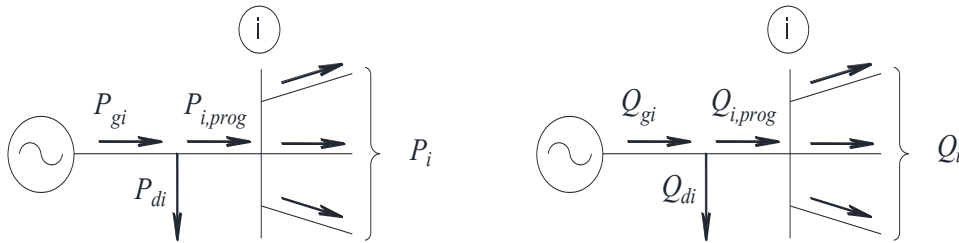
En la figura 3.4, sea  $P_{gi}$  la potencia programada que se está generando en la barra ( $i$ ) y  $P_{di}$  la potencia programada que demanda la carga en esa barra, entonces  $P_{i,prog} = P_{gi} - P_{di}$  da la potencia programada total, que está siendo inyectada en la barra ( $i$ ), se nombra al valor calculado de  $P_i$  como  $P_{i,cal}$  y se llega a la definición del error  $\Delta P_i$  como el valor programado  $P_{i,prog}$  menos el valor calculado  $P_{i,cal}$ . Tanto para potencia activa y reactiva, (J. Grainger, W. Stevenson Jr., pág. 311).

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,cal} = (P_{gi} - P_{di}) - P_{i,cal} \quad (3.9)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,cal} = (Q_{gi} - Q_{di}) - Q_{i,cal} \quad (3.10)$$

**Figura 3.2**

*Flujo de potencias activa y reactiva en una barra i*



Fuente: Análisis de sistemas de potencia (J. Grainger, W. Stevenson)

Los errores ocurren durante la solución del problema de flujo de potencia, Cuando los valores calculados  $P_{i,cal}$  y  $Q_{i,cal}$  no coinciden con los programados  $P_{i,prog}$  y  $Q_{i,prog}$ , si los valores calculados y los programados coinciden, los errores  $\Delta P_i$  y  $\Delta Q_i$  se hacen cero, se establece la ecuación de balance de potencias.

$$g_i = P_i - P_{i,prog} = P_i - (P_{gi} - P_{di}) = 0 \quad (3.11)$$

$$Q_i = Q_i - Q_{i,prog} = Q_i - (Q_{gi} - Q_{di}) = 0 \quad (3.12)$$

**Calculo de flujo de potencia del AMT TA02, TA03 y TA04:** Las ecuaciones anteriores están implementadas en el software digsilent, por lo que la solución de flujo de potencia en los alimentadores TA02, TA03 y TA04 se realizara con software. Antes de empezar los cálculos de flujo de potencia, se determina las impedancias de los equipos (transformador de potencia, transformadores de distribución y las redes eléctricas de media tensión).

**Transformador de potencia.** Transformador trifásico de 03 devanados de 40/30/12 MVA 138+/-10x1.25%/66/13.2 kV, ONAN, (50/35/15 MVA 138+/- 10x1.25%/66/13.2 kV, ONAF) conexión YNyn0d11.

**Tabla 3.1***Impedancias del transformador de potencia*

<b>Impedancias a 75°C</b>	
138/66 kV base 30MVA	9.97%
138/13.2 kV base 15MVA	6.07%
66/13.2 kV base 12MVA	10.0%

Fuente: Elaboración propia

Los valores de las impedancias se deben indicar para única potencia base  $S_b=100\text{MVA}$ , tensiones base 138kV, 66kV y 13.2kV. Aplicando las fórmulas de cálculo por unidad y el factor de corrección  $K_T$  para la impedancia del transformador (IEC 60909-1), tenemos:

$$K_T = \frac{0.95 c_{max}}{(1 + 0.6X_T)}$$

$$Z_P = -j0.0429 \text{ p.u.}$$

$$Z_S = j0.3706 \text{ p.u.}$$

$$Z_T = j0.4509 \text{ p.u.}$$

**Transformador de distribución.** Transformador trifásico o monofásico que alimenta la red de baja tensión, las capacidades de los transformadores de distribución están en el orden de 5 a 400kVA para este estudio, con tensiones de 13.2/0.23kV o 13.2/0.40-0.231kV para transformadores trifásicos, 13.2/0.23-46kV para transformadores monofásicos. No se tiene datos de la tensión de cortocircuito o impedancia del transformador por esta razón se ha considerado 4%, según norma.

**Redes eléctricas de media tensión.** Las redes eléctricas de media tensión aéreas, están construidos con conductores de aleación de aluminio tipo AAAC de diferentes secciones, su disposición es vertical y horizontal en su recorrido.

En la Tabla 3.2, se desarrolla los cálculos de resistencia y reactancia inductiva, para las diferentes secciones del conductor tipo AAAC.

**Tabla 3.2**

*Cálculo de reactancia inductiva para diferentes secciones conductor AAAC*

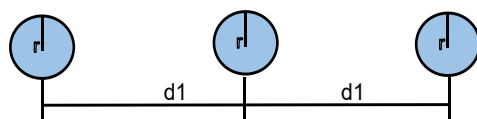
Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro (mm)	RMG (mm)	Resistencia (Ω/km)		Reactancia Inductiva (Ω/km)	
			a (T=20°C)	a (T=75°C)	Disposición horizontal	Disposición Vertical
25	6.45	2.51	1.3511	1.6507	0.4760	0.4688
35	7.62	2.97	0.9651	1.1791	0.4634	0.4562
50	7.89	3.07	0.6755	0.8253	0.4608	0.4536
70	10.96	4.27	0.4825	0.5895	0.4360	0.4288
95	12.71	4.95	0.3573	0.4365	0.4249	0.4177
120	14.31	5.57	0.2828	0.3455	0.4159	0.4087

Fuente: Catalogo INDECO - Elaboración propia

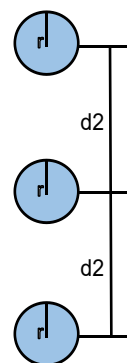
**Figura 3.3**

*Disposición de conductores eléctricos*

a) Disposición horizontal (separación a  $d_1 = 1.10\text{m}$ )



b) Disposición vertical (separación a  $d_2 = 1.0\text{m}$ )



Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 3.3 y Tabla 3.4, se desarrolla el cálculo de impedancia de los conductores para los tramos de línea comprendidos entre los nodos y equipos transformadores respectivamente.

**Tabla 3.3***Impedancias de redes de MT AMT TA03 (Sb =100MVA).*

Tramo de línea	Sección (mm <sup>2</sup> )	Longitud (km)	Resistencia (p.u)	Reactancia (p.u.)	Impedancia (p.u.)
3-4	120	0.81	0.1315	0.1900	0.1315+0.1900j
4-5	70	0.14	0.0388	0.0345	0.0388+0.0345j
5-6	70	0.24	0.0665	0.0591	0.0665+0.0591j
6-7	70	0.17	0.0471	0.0418	0.0471+0.0418j
7-8	70	0.33	0.0914	0.0812	0.0914+0.0812j
8-9	70	0.32	0.0886	0.0788	0.0886+0.0788j
9-10	70	0.19	0.0526	0.0468	0.0526+0.0468j
10-11	70	0.16	0.0443	0.0394	0.0443+0.0394j
11-12	70	0.18	0.0498	0.0443	0.0498+0.0443j
12-13	70	0.1	0.0277	0.0246	0.0277+0.0246j
13-14	70	0.12	0.0332	0.0295	0.0332+0.0295j
14-15	70	0.23	0.0637	0.0566	0.0637+0.0566j
15-16	70	0.18	0.0498	0.0443	0.0498+0.0443j
16-17	70	0.04	0.0111	0.0098	0.0111+0.0098j
17-18	70	0.36	0.0997	0.0886	0.0997+0.0886j
18-19	70	0.35	0.0969	0.0861	0.0969+0.0861j
19-20	70	0.09	0.0249	0.0222	0.0249+0.0222j
20-21	70	0.17	0.0471	0.0418	0.0471+0.0418j
21-22	35	0.46	0.2548	0.1205	0.2548+0.1205j
22-23	35	0.06	0.0332	0.0157	0.0332+0.0157j
23-24	35	0.38	0.2105	0.0995	0.2105+0.0995j
24-25	35	0.48	0.2659	0.1257	0.2659+0.1257j
6-29	35	0.18	0.0997	0.0471	0.0997+0.0471j
8-34	70	0.19	0.0526	0.0468	0.0526+0.0468j
34-35	70	0.06	0.0166	0.0148	0.0166+0.0148j
35-36	70	0.1	0.0277	0.0246	0.0277+0.0246j
36-37	70	0.25	0.0692	0.0615	0.0692+0.0615j
37-38	70	0.08	0.0222	0.0197	0.0222+0.0197j
38-39	70	0.03	0.0083	0.0074	0.0083+0.0074j
39-40	70	0.08	0.0222	0.0197	0.0222+0.0197j
34-42	70	0.19	0.0526	0.0468	0.0526+0.0468j
42-43	70	0.13	0.0360	0.0320	0.036+0.0320j
43-44	70	0.13	0.0360	0.0320	0.036+0.0320j
44-45	70	0.33	0.0914	0.0812	0.0914+0.0812j
39-54	35	0.4	0.2216	0.1047	0.2216+0.1047j
11-58	25	0.12	0.0931	0.0323	0.0931+0.0323j
13-61	70	0.1	0.0277	0.0246	0.0277+0.0246j
61-62	25	0.19	0.1473	0.0511	0.1473+0.0511j
62-63	25	0.22	0.1706	0.0592	0.1706+0.0592j
15-67	25	0.02	0.0155	0.0054	0.0155+0.0054j
67-68	25	0.15	0.1163	0.0404	0.1163+0.0404j
16-71	70	0.07	0.0194	0.0172	0.0194+0.0172j

17-73	35	0.14	0.0775	0.0367	0.0775+0.0367j
18-75	35	0.13	0.0720	0.0340	0.0720+0.0340j
75-76	35	0.12	0.0665	0.0314	0.0665+0.0314j
76-77	35	0.33	0.1828	0.0864	0.1828+0.0864j
21-86	35	0.15	0.0831	0.0393	0.0831+0.0393j
86-87	35	0.08	0.0443	0.0209	0.0443+0.0209j
87-88	35	0.15	0.0831	0.0393	0.0831+0.0393j
87-91	35	0.21	0.1163	0.0550	0.1163+0.055j
22-93	35	0.07	0.0388	0.0183	0.0388+0.0183j
93-94	35	0.11	0.0609	0.0288	0.0609+0.0288j

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 3.4**

*Impedancias de transformadores AMT TA03 (Sb =100MVA)*

Nodo	Potencia transformador (MVA)	Reactancia del transformador ( $\Omega$ )	Reactancia del transformador (p.u.)	Impedancia del transformador (p.u.)
25-26	0.05	0.04	80.0000	80j
4-27	0.1	0.04	40.0000	40j
5-28	0.05	0.04	80.0000	80j
29-30	0.05	0.04	80.0000	80j
6-31	0.05	0.04	80.0000	80j
7-32	0.05	0.04	80.0000	80j
8-33	0.16	0.04	25.0000	25j
40-41	0.075	0.04	53.3333	53.33j
45-46	0.1	0.04	40.0000	40j
42-47	0.25	0.04	16.0000	16j
43-48	0.1	0.04	40.0000	40j
44-49	0.25	0.04	16.0000	16j
35-50	0.075	0.04	53.3333	53.33j
36-51	0.1	0.04	40.0000	40j
37-52	0.1	0.04	40.0000	40j
38-53	0.1	0.04	40.0000	40j
54-55	0.4	0.04	10.0000	10j
9-56	0.16	0.04	25.0000	25j
10-57	0.16	0.04	25.0000	25j
58-59	0.1	0.04	40.0000	40j
12-60	0.1	0.04	40.0000	40j
63-64	0.1	0.04	40.0000	40j
61-65	0.16	0.04	25.0000	25j
62-66	0.1	0.04	40.0000	40j
68-69	0.1	0.04	40.0000	40j
67-70	0.1	0.04	40.0000	40j



71-72	0.16	0.04	25.0000	25j
73-74	0.16	0.04	25.0000	25j
77-78	0.16	0.04	25.0000	25j
75-79	0.1	0.04	40.0000	40j
76-80	0.16	0.04	25.0000	25j
77-81	0.1	0.04	40.0000	40j
19-82	0.1	0.04	40.0000	40j
19-83	0.05	0.04	80.0000	80j
20-84	0.1	0.04	40.0000	40j
20-85	0.1	0.04	40.0000	40j
88-89	0.025	0.04	160.0000	160j
86-90	0.1	0.04	40.0000	40j
91-92	0.1	0.04	40.0000	40j
94-95	0.4	0.04	10.0000	10j
93-96	0.05	0.04	80.0000	80j
23-97	0.16	0.04	25.0000	25j
24-98	0.1	0.04	40.0000	40j

Fuente: Elaboración propia

Para el cálculo de flujo de potencia en sistemas de distribución desbalanceados por cargas monofásicas, como el sistema de distribución en media tensión de la ciudad de Abancay, se aplican las ecuaciones generales de flujo de potencia (ecuación de corrientes).

En el Apéndice A y B del Anexo 03, se muestran los flujos de potencia completo en todos los equipos, tramos de líneas y tensiones en las barras, para el sistema eléctrico de distribución sin transferencia de carga en escenario de máxima y mínima demanda respectivamente.

### 3.3.1.2. Análisis de cortocircuito

El método de componentes simétricas es una herramienta muy poderosa para el análisis de circuitos polifásicos desbalanceados, esto prueba que un sistema desbalanceado de  $n$  fasores, se puede resolver con  $n$  sistemas de fasores balanceados llamados compones simétricas. Un sistema trifásico se puede descomponer en tres sistemas balanceados de fasores, sus componentes son:

- Componentes de secuencia positiva, compuesto por 3 fasores de igual magnitud y desplazados a  $120^\circ$ , con la misma secuencia de fasores originales.

- Componentes de secuencia negativa, compuesto por 3 fasores de igual magnitud y desplazados a  $120^\circ$ , con una secuencia opuesta a los fasores originales.
- Componentes de secuencia cero, compuesto por 3 fasores de igual magnitud y desplazamiento en una sola dirección.

Un sistema radial tiene características específicas como su alimentación desde una sola fuente, el cálculo de la corriente de cortocircuito es simple, basta obtener un circuito Thévenin equivalente, con la impedancia acumulada desde la fuente de generación hasta el punto de falla. Así mismo para el cálculo de fallas se aplican los principios de fallas determinados en el Capítulo II.

**Impedancias de secuencia positiva, negativa y cero:** Los generadores, líneas de transmisión, transformadores de potencia, redes de distribución y transformadores de distribución tienen componentes simétricos. Estos componentes son usados para cálculo de cortocircuito.

**Impedancias de secuencia para redes de distribución.** Una red de distribución de media tensión al igual que una línea de transmisión es un dispositivo pasivo, por eso la impedancia de secuencia positiva y negativa son iguales  $Z_1 = Z_2 = R_1 + jX_1$ . A su vez esta impedancia representa a la impedancia de línea de transmisión o de red de media tensión.

Por otra parte, los cálculos para determinar la impedancia de secuencia cero de las líneas de transmisión y redes de distribución son diferentes, la impedancia de secuencia cero de una línea de transmisión depende del acoplamiento mutuo o entre fases, acoplamiento del conductor neutro y acoplamiento de la corriente a través de la tierra. Sin embargo estos acoplamientos que se dan en una red de media tensión son difíciles de determinar, por la cantidad de tierras instaladas en las estructuras soportes.

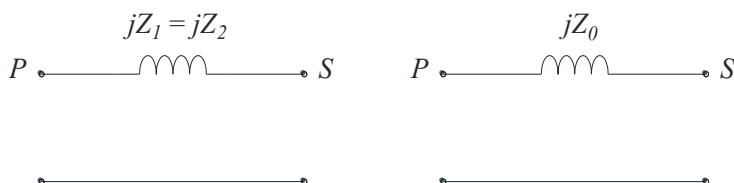
Esta impedancia de secuencia cero es mucho mayor que la impedancia de secuencia positiva  $Z_L$ , entonces  $Z_0 = k_0 Z_L$ , el factor  $k_0$  es un valor estimado de acuerdo a las características del

terreno y si la red tiene aterramiento mediante un conductor de neutro o tierra, (P.M.Anderson, pág. 210).

Para los cálculos utilizamos  $k_0 = 4$ , considerando una impedancia de tierra finita.

**Figura 3.4**

*Impedancia de secuencia positiva, negativa y cero en una red de MT*



Fuente: Elaboración propia

Aplicando estas fórmulas, en la Tabla 3.5 se muestran los cálculos de las impedancias de secuencia positiva y cero para una base 100MVA, la impedancia de secuencia positiva es igual a la secuencia negativa para los tramos de línea.

**Tabla 3.5**

*Impedancia de secuencia positiva y cero para redes de MT AMT TA03*

Tramo de línea	Sección (mm2)	Distancia	Impedancia de secuencia positiva y negativa (p.u.)	Impedancia de secuencia cero (p.u.)
3-4	120	0.81	0.1315+0.19j	0.526+0.76j
4-5	70	0.14	0.0388+0.0345j	0.1552+0.138j
5-6	70	0.24	0.0665+0.0591j	0.266+0.2364j
6-7	70	0.17	0.0471+0.0418j	0.1884+0.1672j
7-8	70	0.33	0.0914+0.0812j	0.3656+0.3248j
8-9	70	0.32	0.0886+0.0788j	0.3544+0.3152j
9-10	70	0.19	0.0526+0.0468j	0.2104+0.1872j
10-11	70	0.16	0.0443+0.0394j	0.1772+0.1576j
11-12	70	0.18	0.0498+0.0443j	0.1992+0.1772j
12-13	70	0.1	0.0277+0.0246j	0.1108+0.0984j
13-14	70	0.12	0.0332+0.0295j	0.1328+0.118j
14-15	70	0.23	0.0637+0.0566j	0.2548+0.2264j
15-16	70	0.18	0.0498+0.0443j	0.1992+0.1772j
16-17	70	0.04	0.0111+0.0098j	0.0444+0.0392j

17-18	70	0.36	0.0997+0.0886j	0.3988+0.3544j
18-19	70	0.35	0.0969+0.0861j	0.3876+0.3444j
19-20	70	0.09	0.0249+0.0222j	0.0996+0.0888j
20-21	70	0.17	0.0471+0.0418j	0.1884+0.1672j
21-22	35	0.46	0.2548+0.1205j	1.0192+0.482j
22-23	35	0.06	0.0332+0.0157j	0.1328+0.0628j
23-24	35	0.38	0.2105+0.0995j	0.842+0.398j
24-25	35	0.48	0.2659+0.1257j	1.0636+0.5028j
6-29	35	0.18	0.0997+0.0471j	0.3988+0.1884j
8-34	70	0.19	0.0526+0.0468j	0.2104+0.1872j
34-35	70	0.06	0.0166+0.0148j	0.0664+0.0592j
35-36	70	0.1	0.0277+0.0246j	0.1108+0.0984j
36-37	70	0.25	0.0692+0.0615j	0.2768+0.246j
37-38	70	0.08	0.0222+0.0197j	0.0888+0.0788j
38-39	70	0.03	0.0083+0.0074j	0.0332+0.0296j
39-40	70	0.08	0.0222+0.0197j	0.0888+0.0788j
34-42	70	0.19	0.0526+0.0468j	0.2104+0.1872j
42-43	70	0.13	0.036+0.032j	0.144+0.128j
43-44	70	0.13	0.036+0.032j	0.144+0.128j
44-45	70	0.33	0.0914+0.0812j	0.3656+0.3248j
39-54	35	0.4	0.2216+0.1047j	0.8864+0.4188j
11-58	25	0.12	0.0931+0.0323j	0.3724+0.1292j
13-61	70	0.1	0.0277+0.0246j	0.1108+0.0984j
61-62	25	0.19	0.1473+0.0511j	0.5892+0.2044j
62-63	25	0.22	0.1706+0.0592j	0.6824+0.2368j
15-67	25	0.02	0.0155+0.0054j	0.062+0.0216j
67-68	25	0.15	0.1163+0.0404j	0.4652+0.1616j
16-71	70	0.07	0.0194+0.0172j	0.0776+0.0688j
17-73	35	0.14	0.0775+0.0367j	0.31+0.1468j
18-75	35	0.13	0.072+0.034j	0.288+0.136j
75-76	35	0.12	0.0665+0.0314j	0.266+0.1256j
76-77	35	0.33	0.1828+0.0864j	0.7312+0.3456j
21-86	35	0.15	0.0831+0.0393j	0.3324+0.1572j
86-87	35	0.08	0.0443+0.0209j	0.1772+0.0836j
87-88	35	0.15	0.0831+0.0393j	0.3324+0.1572j
87-91	35	0.21	0.1163+0.055j	0.4652+0.22j
22-93	35	0.07	0.0388+0.0183j	0.1552+0.0732j
93-94	35	0.11	0.0609+0.0288j	0.2436+0.1152j

Fuente: Elaboración propia

**Impedancias de secuencia para transformadores.** La impedancia de secuencia positiva del transformador es igual al valor de la tensión de cortocircuito, que representa la impedancia del

transformador obtenida del ensayo de cortocircuito. A su vez la impedancia de secuencia negativa tiene el mismo valor que la impedancia de secuencia positiva.

Las impedancias de secuencia cero en los transformadores dependen del tipo de núcleo (columna o acorazado) y de las conexiones de los devanados primarios y secundarios. Las combinaciones de los devanados delta y estrella determinan las configuraciones de secuencia cero y el desfaseamiento de las secuencias positiva y negativa.

En adelante se determinaran las impedancias de secuencia cero para algunas conexiones de los transformadores.

### **Impedancia de secuencia cero del transformador de núcleo acorazado conexión $Y_N D$ .**

En la conexión  $Y_N D$  con una reactancia en el neutro a tierra  $X_N$ , la corriente de secuencia cero circula en el lado estrella y las correspondientes corrientes inducidas circulan en lado delta, la corriente de secuencia cero que circula por el lado delta balancea magnéticamente las corrientes de secuencia en el lado estrella, pero no puede fluir hacia la línea en el lado delta, entonces la corriente  $I_{a0} = 0$  (J. Grainger, W. Stevenson Jr., pág. 426).

Considerando una relación de transformación del transformador  $a = \frac{N_1}{N_2}$  y una reactancia  $X_N$  del neutro, los voltajes de fase en términos de sus voltajes de secuencia, se pueden escribir:

$$V_{A0} + V_{A1} + V_{A2} = aV_{ab0} + aV_{ab1} + aV_{ab2} + 3X_N I_{A0}$$

Al igualar las correspondientes corrientes de secuencia se obtiene.

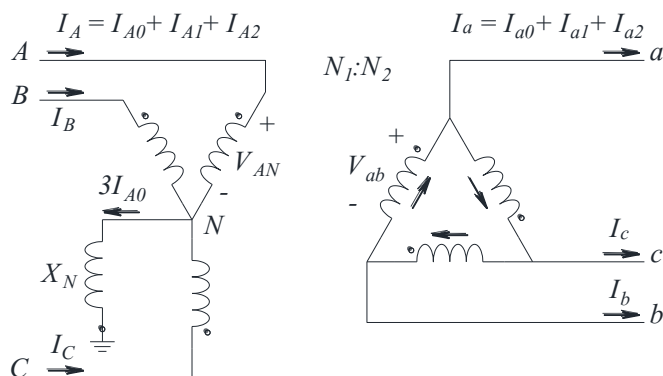
$$V_{A0} - 3X_N I_{A0} = aV_{ab0} = 0$$

$$V_{A1} = aV_{ab1} = a\sqrt{3}\angle 30^\circ V_{a1}$$

$$V_{A2} = aV_{ab2} = a\sqrt{3}\angle -30^\circ V_{a2}$$

**Figura 3.5**

*Conexión de un transformador trifásico YND de núcleo acorazado*

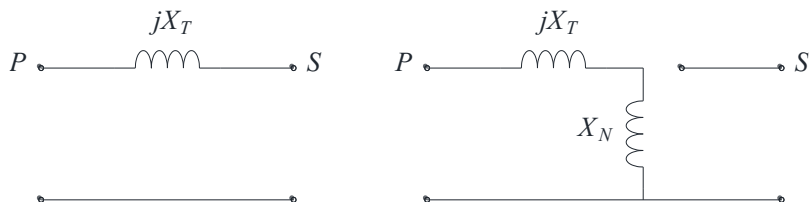


Fuente: Elaboración propia

Considerando una reactancia de dispersión  $X_T$  del transformador y una reactancia  $X_N$  del neutro, se obtiene la reactancia de secuencia cero  $X_0 = X_T + 3X_N$ , positiva y negativa mostrados en la figura 3.6.

**Figura 3.6**

*Reactancia de secuencia positiva y secuencia cero*



Fuente: Elaboración propia

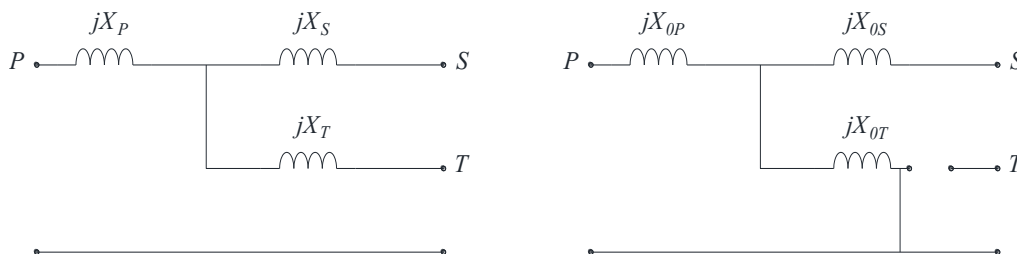
Estas reactancias pueden ser reemplazadas con sus respectivas impedancias del transformador y del neutro.

### **Impedancia de secuencia de transformador de núcleo acorazado de 3 devanados YNynD.**

De la misma forma se obtienen las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero del transformador de núcleo acorazado de 3 devanados de la conexión YNynD11, con sus respectivos neutros aterrizados.

**Figura 3.7**

*Impedancia de secuencia positiva y secuencia cero*



Fuente: Elaboración propia

Los circuitos de secuencia descritos nos servirán para el cálculo de las redes de secuencia del transformador y de las redes de distribución.

**Cálculo de cortocircuito en las redes de distribución de la ciudad de Abancay:** Para nuestra investigación, el cálculo de fallas trifásica, bifásica a tierra, bifásica y monofásica, se realiza en los nodos 8, 14 y 25 del alimentador TA03. Posteriormente todos los análisis se realizarán con el software digsilent.

El software digsilent utiliza varios métodos para el cálculo de fallas, por la disposición radial de las redes eléctricas media tensión del sistema eléctrico de Abancay, utilizaremos el método completo o método de superposición, con una evaluación previa de flujo de potencia, para encontrar la corriente de carga y las tensiones pre falla  $V_P$  que son desarrollados a continuación.

El método de superposición establece que la corriente de cortocircuito visto en la fuente o red equivalente y componentes aguas arriba de la ubicación de la falla, está comprendida por la corriente carga y la corriente de cortocircuito en el punto de falla. Por otra parte generalizando las ecuaciones 57, 59 y 65 de la IEC 60909-1, podemos expresar la corriente de cortocircuito en términos de la tensión nominal.

$$I''_{k(S)} = I_L + I''_k$$

Donde:

$I''_{k(S)}$  : Corriente cortocircuito en la fuente

$I_L$  : Corriente de carga en la ubicación de la fuente

$I''_k$  : Corriente de cortocircuito en el punto de falla

Así mismo el método de voltaje de fuente equivalente, expresa la corriente de cortocircuito en términos de voltaje pre falla  $V_P$  y las impedancias de la red equivalente, transformador y red de media tensión, para nuestro circuito de la figura 3.8 y 3.9, tendría la siguiente expresión:

$$I''_k = \frac{V_P}{\sqrt{3}(Z_{Qt} + Z_{T(t)} + Z_{Lt})} = \frac{cV_n}{\sqrt{3}(Z_{Qt} + K_T Z_T + Z_{Lt})}$$

Donde:

$V_P$  : Voltaje de pre falla

$cV_n$  : Voltaje de fuente equivalente en términos del voltaje nominal

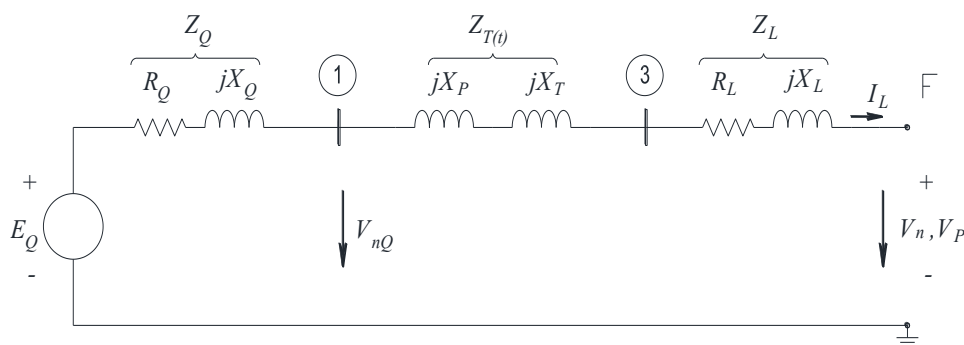
$Z_{Qt}$ : Valor relativo de la impedancia de la red equivalente

$Z_{T(t)} = K_T Z_T$ : Valor relativo de la impedancia de cortocircuito del transformador

$Z_{L(t)}$ : Valor relativo de la impedancia de la red de media tensión

**Figura 3.8**

*Corrientes y voltajes antes de la falla*

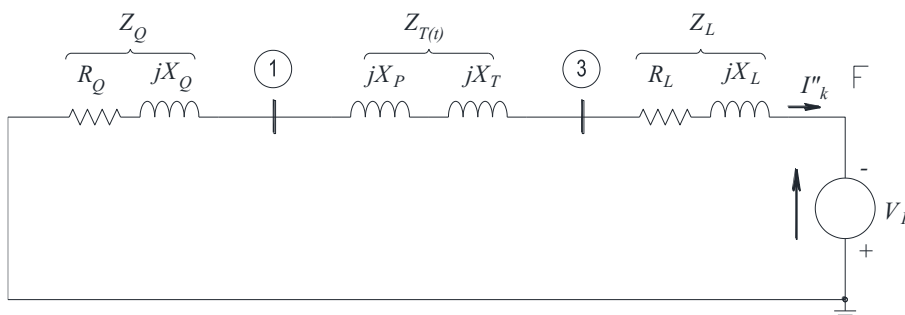


Fuente: Elaboración propia



**Figura 3.9**

*Voltaje de fuente equivalente  $V_P$*



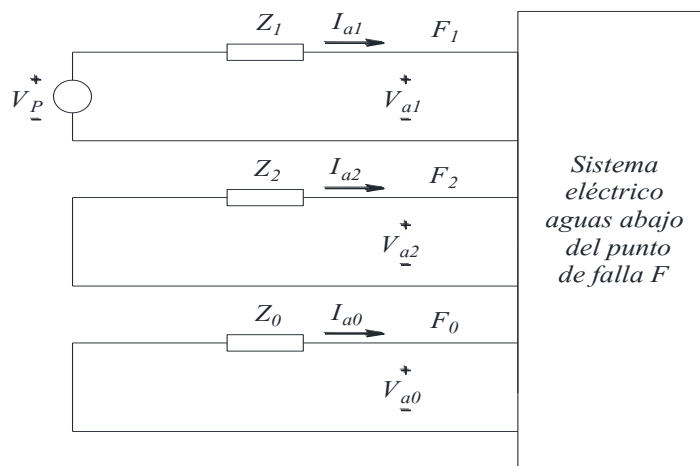
Fuente: Elaboración propia

Para aplicar el método de superposición, establecemos las redes de secuencia equivalentes basados en componentes simétricas, visto desde el punto de falla  $F$  y con una tensión de pre falla  $V_P$ .

La corriente en el punto de falla tendrá componentes de secuencia positiva, negativa y cero, estas componentes circularan en las redes de secuencia y aparecen tensiones de secuencia en sus bornes, esto significa que las redes de secuencia se interconectan de acuerdo al tipo de falla, tal como se ilustra en la figura 3.10.

**Figura 3.10**

*Redes de secuencia positiva, negativa y cero de un sistema eléctrico*

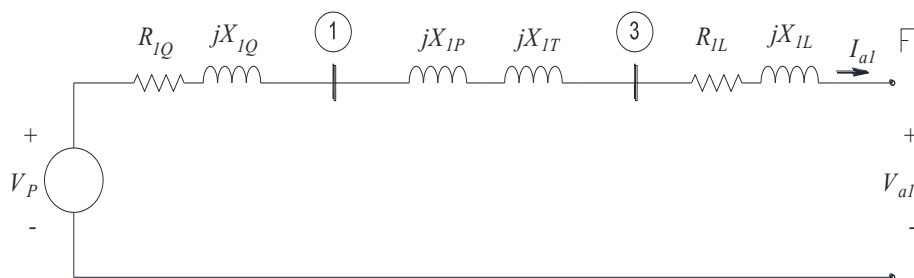


Fuente: Elaboración propia

En las figuras 3.11, 3.12 y 3.13, se muestran las redes de secuencia positiva, negativa y cero respectivamente.

**Figura 3.11**

*Red de secuencia positiva del AMT TA03*

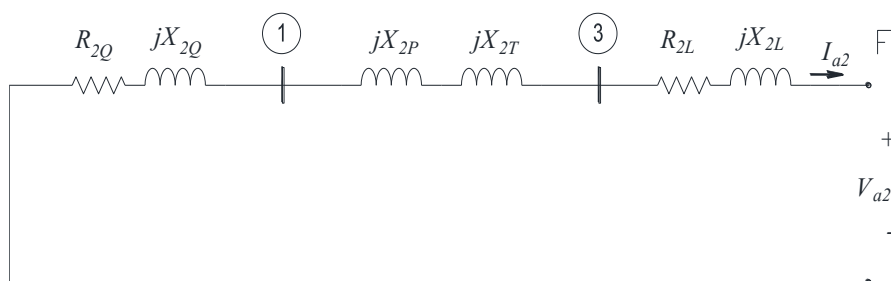


Fuente: Elaboración propia

En la investigación, la impedancia de secuencia positiva se considera igual a impedancia de secuencia negativa.

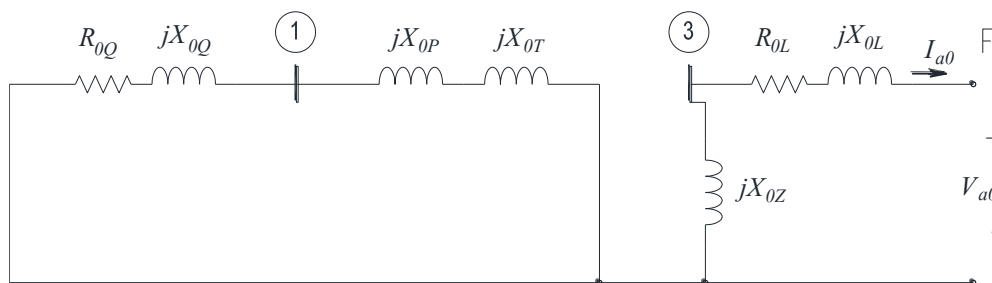
**Figura 3.12**

*Red de secuencia negativa del AMT TA03*



Fuente: Elaboración propia

La red de secuencia cero simplificada de la red de media tensión para el diagrama unifilar del alimentador TA03, incluye la reactancia  $X_{0Z}$  del reactor zigzag, la impedancia de la fuente y del transformador no son considerados en el cálculo de la impedancia de secuencia cero, como se verifica en la figura 3.13.

**Figura 3.13***Red de secuencia cero del AMT TA03*

Fuente: Elaboración propia

Donde:

$R_{0Q}+jX_{0Q}$ ,  $R_{1Q}+jX_{1Q}$ : Son impedancias de secuencia cero y positiva de la red equivalente del SEP.

$Z_0$  : Es la impedancia equivalente de secuencia cero vista desde el punto de falla.

$jX_{0P}$ ,  $jX_{0T}$ ,  $jX_{1P}+jX_{1T}$ : Son reactancias de secuencia cero y positiva del lado primario y terciario del transformador de 3 devanados, el secundario no interviene por ser una red radial.

$R_{0L}+jX_{0L}$ ,  $R_{1L}+jX_{1L}$ : Son impedancias de secuencia cero y positiva de la red de media tensión desde la barra 13.2kV hasta el punto de falla F.

$jX_{0Z}$ : Es la reactancia de secuencia cero del reactor zigzag ABB. La reactancia de secuencia positiva del reactor zigzag, no influye en el cálculo de impedancia de secuencia positiva equivalente.

Con estas premisas, calculamos las corrientes de falla en los nodos 8 y 14 donde están ubicados los interruptores de potencia y; al final del alimentador TA03 (nodo 25).

**En el nodo 8**

Antes de calcular las corrientes de falla, primero determinamos las impedancias desde la fuente (red equivalente) hasta el punto de falla, se establece como valores base: Potencia base  $S_b=100\text{MVA}$ , tensiones base 138kV, 66kV y 13.2kV.

a) **Impedancia equivalente de la fuente reflejada a la barra 3 del transformador de la SET Tamburco (red equivalente y transformador)**

**Impedancia de la barra infinita (Barra 138kV de Tamburco).**

La potencia de cortocircuito trifásico máximo y mínima, se han obtenido de la información del COES para la barra de 138kV de la SET Tamburco.

Potencia de cortocircuito máximo y mínima:

$$S_{kmax} = 576.05 \text{ MVA}$$

$$S_{kmin} = 559.32 \text{ MVA}$$

Entonces las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas en la barra de 138kV son:

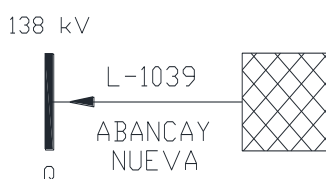
$$I''_{kmax} = 2.41 \text{ kA}$$

$$I''_{kmin} = 2.34 \text{ kA}$$

Los valores de la impedancia equivalente del sistema interconectado nacional en la barra 138kV de Tamburco, calculamos de acuerdo a la norma IEC 60909-0, considerando la figura 3.15.

**Figura 3.14**

*Red equivalente en la barra de 138kV de la SET Tamburco*



Fuente: Elaboración propia

La impedancia de secuencia positiva y cero están dadas por las siguientes expresiones

(IEC 60909-4, pág. 87) :

$$Z_1 = Z_{1Q} = \frac{cV_{nQ}}{\sqrt{3}I''_{kQ}} \quad (3.12)$$

$$X_1 = X_{1Q} = \frac{Z_{1Q}}{\sqrt{1 + \left(\frac{R_{1Q}}{X_{1Q}}\right)^2}} \quad (3.13)$$

$$R_1/X_1 = R_{1Q}/X_{1Q} = 0.1 \quad (3.14)$$

$$X_0/X_1 = X_{0Q}/X_{1Q} = 3 \quad (3.15)$$

$$R_0/X_0 = R_{0Q}/X_{0Q} = 0.15 \quad (3.16)$$

Por otra parte el factor C, toma los valores indicados de acuerdo a la tabla 1.1a de la IEC 60909-0.

### Tabla 3.6

Factor C de acuerdo a la Tabla 1.1a IEC 60909-0

Voltaje Nominal	Factor c para cálculo de voltaje nominal	
	Máxima corriente de corto circuito (Cmax)	Mínima corriente de cortocircuito (Cmin)
Bajo Voltaje		
100-1000V	1.05	0.95
IEC 38, Tabla I	1.1	0.9
Alto Voltaje		
>1-35kV	1.1	1
IEC 38, Tablas III y IV		

Fuente: Tabla 1.1a, IEC 60909-0

- $C_{max}V_n$  no debe exceder el voltaje máximo  $V_m$  para equipos de sistemas de potencia.
- Para sistemas de BT con una tolerancia de  $\pm 6\%$ , por ejemplo, como sistemas renombrados de 380 a 400V.
- Para sistemas de BT con una tolerancia de  $\pm 10\%$ .
- Si no se define voltaje nominal, se debe aplicar  $C_{max} V_n = V_m$  o  $C_{min} V_n = 0.90 V_m$ .

Con los datos anteriores, calculamos las impedancias de secuencia positiva y cero para las máximas y mínimas corrientes de cortocircuito, considerando que la impedancia de secuencia negativa es igual a la impedancia de secuencia positiva.

Para la máxima corriente de cortocircuito, la impedancia será mínima y asumiendo

$$R_{1Q}/X_{1Q}=0.10:$$

$$Z_1 = \frac{1.1 \cdot 138}{\sqrt{3}(2.41)} = 36.3659 \Omega$$

$$X_1 = \frac{36.3659}{\sqrt{1+0.1^2}} = j36.1854 \Omega$$

$$R_1 = 3.6185 \Omega$$

$$X_0 = j108.5563 \Omega$$

$$R_0 = 16.2834 \Omega$$

Expresando estos valores en por unidad, tenemos las impedancias de secuencia positiva y cero.

$$Z_1 = 0.0190+j0.1901 \text{ p.u.}$$

$$Z_0 = 0.0855+j0.5703 \text{ p.u.}$$

Para la mínima corriente de cortocircuito, la impedancia será máxima y asumiendo

$$R_{1Q}/X_{1Q}=0.12:$$

$$Z_1 = \frac{1.1 \cdot 138}{\sqrt{3}(2.34)} = 37.4537 \Omega$$

$$X_1 = \frac{37.4537}{\sqrt{1+0.12^2}} = j37.1869 \Omega$$

$$R_1 = 4.4624 \Omega$$

$$X_0 = j111.5607 \Omega$$

$$R_0 = 16.7341 \Omega$$

Expresando estos valores en por unidad, tenemos las impedancias de secuencia positiva y cero.

$$Z_1 = 0.0234+j0.1953 \text{ p.u.}$$

$$Z_0 = 0.0879+j0.5859 \text{ p.u.}$$

### Impedancia del transformador de potencia de la SET Tamburco

Los valores de la impedancia del transformador de potencia 50/35/15MVA, 138/66/13.2kV, YNyn0d11 son:

$$Z_{PS} = j0.0997 \text{ p.u. a 30MVA}$$

$$Z_{PT} = j0.0607 \text{ p.u. a 15MVA}$$

$$Z_{ST} = j0.1000 \text{ p.u. a 12MVA}$$

Expresando los valores anteriores del transformador en por unidad, para la base de 100MVA, se tiene las impedancias equivalentes en estrella:

$$Z_P = X_P = -j0.0429 \text{ p.u.}$$

$$Z_S = X_S = j0.3706 \text{ p.u.}$$

$$Z_T = X_T = j0.4509 \text{ p.u.}$$

Para el cálculo de cortocircuito, las impedancias de secuencia positiva y negativa del transformador tienen los mismos valores que  $X_P$ ,  $X_S$ , y  $X_T$  respectivamente.

Los valores de secuencia cero serán de acuerdo a la conexión mostrada en la figura 3.8, esto se puede escribir  $X_{0P}=X_P$ ,  $X_{0S}=X_S$ , y  $X_{0T}= X_T$ . También podemos observar que la reactancia  $X_P$  es negativo, esto indica que es una reactancia equivalente y no la reactancia de dispersión del transformador, para los cálculos de cortocircuito, siempre las reactancias se suman, entonces el valor que se obtendrá siempre será positivo.

Así mismo, teniendo en cuenta las conexiones del transformador, la impedancia de secuencia cero  $Z_0$  de la fuente y del transformador, no pueden ser reflejadas por la conexión delta del terciario del transformador. Entonces la impedancia de secuencia cero reflejada a la barra 3 del transformador es cero. Solo reflejamos la impedancia de secuencia positiva y negativa, que vendría a ser la suma de la reactancia del primario y terciario.

$$Z_1 = Z_2 = j0.4080 \text{ [p.u.]}$$

$$Z_0 = 0 \text{ [p.u.]}$$

En resumen:

Para la máxima corriente de cortocircuito, la impedancia mínima (red equivalente y transformador), será:

$$Z_1 = Z_2 = 0.0190 + j0.5981 \text{ [p.u.]}$$

$$Z_0 = 0 \text{ [p.u.]}$$

Para la mínima corriente de cortocircuito, la impedancia máxima (red equivalente y transformador), será:

$$Z_1 = Z_2 = 0.0234 + j0.6033 \text{ [p.u.]}$$

$$Z_0 = 0 \text{ [p.u.]}$$

**b) Impedancia de la red de distribución del nodo 3 al nodo 8**

Las impedancias de secuencia positiva y cero de los conductores se encuentran desde la Tabla 3.6, para la impedancia de secuencia cero se incluye la reactancia de secuencia cero del reactor zigzag.

$$Z_1 = Z_2 = 0.3753 + j0.4066 \text{ [p.u.]}$$

$$Z_0 = 1.5012 + j12.4333 \text{ [p.u.]}$$

**c) Impedancia total hasta el punto de falla (nodo 8)**

La impedancia de secuencia total hasta la barra 8, es la suma de la impedancia equivalente de la fuente reflejada y la impedancia de red de distribución en media tensión hasta el punto de falla.

La mínima impedancia es:

$$Z_1 = Z_2 = 0.3943 + j1.0047 \text{ [p.u.]}$$

$$Z_0 = 1.5012 + j12.4333 \text{ [p.u.]}$$

La máxima impedancia es:

$$Z_1 = Z_2 = 0.3987 + j1.0099 \text{ [p.u.]}$$

$$Z_0 = 1.5012 + j12.4333 \text{ [p.u.]}$$



### **En el nodo 14**

La impedancia total desde la fuente hasta el nodo 14, es la suma de la impedancia de la red equivalente, impedancia del transformador y la impedancia de red de media tensión. La impedancia de la red equivalente y el transformador mantienen los mismos valores calculados para el nodo 8, solamente varía la impedancia de la red de media tensión de acuerdo a la longitud de la red.

#### **a) Impedancia equivalente de la fuente reflejada a la barra 3 del transformador de la SET Tamburco (red equivalente y transformador)**

En resumen:

Para la máxima corriente de cortocircuito, la impedancia mínima (red equivalente y transformador), será:

$$Z_1 = Z_2 = 0.0190 + j0.5981 \text{ [p.u.]}$$

$$Z_0 = 0 \text{ [p.u.]}$$

Para la mínima corriente de cortocircuito, la impedancia máxima (red equivalente y transformador), será:

$$Z_1 = Z_2 = 0.0234 + j0.6033 \text{ [p.u.]}$$

$$Z_0 = 0 \text{ [p.u.]}$$

#### **b) Impedancia de la red de distribución del nodo 3 al nodo 14**

Las impedancias de secuencia positiva y cero de los conductores se encuentran desde la Tabla 3.6, para la impedancia de secuencia cero se incluye la reactancia de secuencia cero del reactor zigzag.

$$Z_1 = Z_2 = 0.6715 + j0.6700 \text{ [p.u.]}$$

$$Z_0 = 2.6860 + j13.4869 \text{ [p.u.]}$$

**c) Impedancia total hasta el punto de falla (nodo 14)**

La impedancia de secuencia total hasta el nodo 14, es la suma de la impedancia equivalente de la fuente reflejada y la impedancia de red de distribución en media tensión hasta el punto de falla.

La mínima impedancia es:

$$Z_1 = Z_2 = 0.6905 + j1.2681 \text{ [p.u.]}$$

$$Z_0 = 2.6860 + j13.4869 \text{ [p.u.]}$$

La máxima impedancia es:

$$Z_1 = Z_2 = 0.6949 + j1.2733 \text{ [p.u.]}$$

$$Z_0 = 2.6860 + j13.4869 \text{ [p.u.]}$$

**En el nodo 25**

La impedancia total desde la fuente hasta el nodo 25, se determina de la misma forma del nodo 14. La impedancia de la red equivalente y el transformador mantienen los mismos valores calculados para el nodo 8, solamente varía la impedancia de la red de media tensión de acuerdo a la longitud de la red.

**a) Impedancia equivalente de la fuente reflejada a la barra 3 del transformador de la SET Tamburco (red equivalente y transformador)**

En resumen:

Para la máxima corriente de cortocircuito, la impedancia mínima (red equivalente y transformador), será:

$$Z_1 = Z_2 = 0.0190 + j0.5981 \text{ [p.u.]}$$

$$Z_0 = 0 \text{ [p.u.]}$$

Para la mínima corriente de cortocircuito, la impedancia máxima (red equivalente y transformador), será:

$$Z_1 = Z_2 = 0.0234 + j0.6033 \text{ [p.u.]}$$

$$Z_0 = 0 \text{ [p.u.]}$$

**b) Impedancia de la red de distribución del nodo 3 al nodo 25**

Las impedancias de secuencia positiva y cero de los conductores se encuentran desde la Tabla 3.6, para la impedancia de secuencia cero se incluye la reactancia de secuencia cero del reactor zigzag.

$$Z_1 = Z_2 = 1.8291 + j1.3808 \text{ [p.u.]}$$

$$Z_0 = 7.3164 + j16.3301 \text{ [p.u.]}$$

**c) Impedancia total hasta el punto de falla (nodo 25)**

La impedancia de secuencia total hasta el nodo 25, es la suma de la impedancia equivalente de la fuente reflejada y la impedancia de red de distribución en media tensión hasta el punto de falla.

La mínima impedancia es:

$$Z_1 = Z_2 = 1.8481 + j1.9789 \text{ [p.u.]}$$

$$Z_0 = 7.3164 + j16.3301 \text{ [p.u.]}$$

La máxima impedancia es:

$$Z_1 = Z_2 = 1.8525 + j1.9841 \text{ [p.u.]}$$

$$Z_0 = 7.3164 + j16.3301 \text{ [p.u.]}$$

En las Tablas 3.7, 3.8, 3.9 y 3.10, se compara el cálculo de corrientes de cortocircuito efectuado en la investigación y determinado mediante software digsilent.

**Tabla 3.7***Cortocircuito trifásico en el punto de falla (nodo 8, 14 y 25)*

Nodo	Impedancia total [p.u.]		Cortocircuito trifásico calculada (A)		Cortocircuito trifásico Digsilent (A)	
	Zmin	Zmax	Imin	Imax	Imin	Imax
8	$Z_1 = Z_2 =$ 0.3943+j1.0047	$Z_1 = Z_2 =$ 0.3987+j1.0099	3988.13	4011.97	3958.77	4091.86
	$Z_0 =$ 1.5012+j12.4333	$Z_0 =$ 1.5012+j12.4333				
	$Z_1 = Z_2 =$ 0.6905+j1.2681	$Z_1 = Z_2 =$ 0.6949+j1.2733				
14	$Z_0 =$ 2.6860+j13.4869	$Z_0 =$ 2.6860+j13.4869	2985.10	2998.90	2873.27	3050.61
	$Z_1 = Z_2 =$ 1.8481+j1.9789	$Z_1 = Z_2 =$ 1.8525+j1.9841				
	$Z_0 =$ 7.3164+j16.3301	$Z_0 =$ 7.3164+j16.3301				

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 3.8***Cortocircuito bifásico a tierra en el punto de falla (nodo 8, 14 y 25)*

Nodo	Impedancia total [p.u.]		Cortocircuito bifásico a tierra calculada (A)		Cortocircuito bifásico a tierra Digsilent (A)	
	Zmin	Zmax	Imin	Imax	Imin	Imax
8	$Z_1 = Z_2 =$ 0.3943+j1.0047	$Z_1 = Z_2 =$ 0.3987+j1.0099	3474.90	3495.39	3521.18	3618.64
	$Z_0 =$ 1.5012+j12.4333	$Z_0 =$ 1.5012+j12.4333				
	$Z_1 = Z_2 =$ 0.6905+j1.2681	$Z_1 = Z_2 =$ 0.6949+j1.2733				
14	$Z_0 =$ 2.6860+j13.4869	$Z_0 =$ 2.6860+j13.4869	2607.45	2619.34	2592.00	2726.21
	$Z_1 = Z_2 =$ 1.8481+j1.9789	$Z_1 = Z_2 =$ 1.8525+j1.9841				
	$Z_0 =$ 7.3164+j16.3301	$Z_0 =$ 7.3164+j16.3301				

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 3.9***Cortocircuito bifásico en el punto de falla (nodo 8, 14 y 25)*

Nodo	Impedancia total [p.u.]		Cortocircuito bifásico calculada (A)		Cortocircuito bifásico Digsilent (A)	
	Zmin	Zmax	Imin	Imax	Imin	Imax
8	$Z_1 = Z_2 =$	$Z_1 = Z_2 =$	3453.82	3474.47	3391.46	3501.93
	0.3943+j1.0047	0.3987+j1.0099				
	$Z_0 =$	$Z_0 =$				
14	1.5012+j12.4333	1.5012+j12.4333	2585.17	2597.12	2460.73	2607.73
	$Z_1 = Z_2 =$	$Z_1 = Z_2 =$				
	0.6905+j1.2681	0.6949+j1.2733				
25	$Z_0 =$	$Z_0 =$	1367.53	1370.96	1229.25	1378.31
	2.6860+j13.4869	2.6860+j13.4869				
	1.8481+j1.9789	1.8525+j1.9841				
	7.3164+j16.3301	7.3164+j16.3301				

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 3.10***Cortocircuito monofásico en el punto de falla (nodo 8, 14 y 25)*

Nodo	Impedancia total [p.u.]		Cortocircuito monofásico calculada (A)		Cortocircuito monofásico Digsilent (A)	
	Zmin	Zmax	Imin	Imax	Imin	Imax
8	$Z_1 = Z_2 =$	$Z_1 = Z_2 =$	887.64	888.35	885.08	886.89
	0.3943+j1.0047	0.3987+j1.0099				
	$Z_0 =$	$Z_0 =$				
14	1.5012+j12.4333	1.5012+j12.4333	785.23	785.81	782.09	786.57
	$Z_1 = Z_2 =$	$Z_1 = Z_2 =$				
	0.6905+j1.2681	0.6949+j1.2733				
25	$Z_0 =$	$Z_0 =$	556.73	557.06	582.31	594.64
	2.6860+j13.4869	2.6860+j13.4869				
	1.8481+j1.9789	1.8525+j1.9841				
	7.3164+j16.3301	7.3164+j16.3301				

Fuente: Elaboración propia

Este cálculo de las corrientes de cortocircuito valida el uso del software digsilent. En adelante se utilizara los resultados obtenidos en el software digsilent.

A continuación en la Tabla 3.11 y 3.12, se resume los cálculos de las corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico para los escenarios de máxima y mínima demanda.

**Tabla 3.11***Corrientes de falla en el escenario de máxima demanda*

AMT	Nodo	Cortocircuito trifásico (A)		Cortocircuito monofásico (A)	
		I <sub>min</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>min</sub>	I <sub>max</sub>
TA02	Caseta Arenas	3423.43	3867.39	882.79	889.77
TA02	Caseta Circunvalación	2414.43	2752.32	760.77	770.55
TA02	Fin Deriv. 01 AMT TA02	2072.96	2391.29	721.27	733.31
TA02	Recloser Aymas	2080.62	2451.90	736.01	750.03
TA02	Fin Deriv. 02 AMT TA02	502.91	603.05	363.98	389.33
TA03	Caseta Junin (8)	3958.77	4091.86	885.08	886.89
TA03	Caseta Periodista (14)	2873.27	3050.61	782.09	786.57
TA03	Fin AMT TA03 (25)	1429.50	1607.53	582.31	594.64
TA04	Caseta Av. Perú	3221.37	3381.59	812.63	816.29
TA04	Caseta Av. Canada	2510.29	2685.73	730.41	736.28
TA04	Ñacchero II	1076.99	1246.91	512.18	530.69
TA04	Fin AMT TA04	428.84	509.82	274.93	296.24

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 3.12***Corrientes de falla en el escenario de mínima demanda*

AMT	Nodo	Cortocircuito trifásico (A)		Cortocircuito monofásico (A)	
		I <sub>min</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>min</sub>	I <sub>max</sub>
TA02	Caseta Arenas	3404.29	3837.28	881.84	887.15
TA02	Caseta Circunvalación	2407.32	2739.49	760.78	769.01
TA02	Fin Deriv. 01 AMT TA02	2069.90	2383.98	721.52	732.06
TA02	Recloser Aymas	2077.29	2444.01	736.85	749.17
TA02	Fin Deriv. 02 AMT TA02	504.34	603.51	364.99	389.41
TA03	Caseta Junin (8)	3921.19	4048.99	883.11	884.07
TA03	Caseta Periodista (14)	2854.14	3027.14	782.51	785.92
TA03	Fin AMT TA03 (25)	1430.52	1606.39	584.39	595.71
TA04	Caseta Av. Perú	3192.93	3348.65	814.36	816.68
TA04	Caseta Av. Canada	2493.34	2664.93	734.26	738.60
TA04	Ñacchero II	1081.86	1250.72	517.90	534.93
TA04	Fin AMT TA04	433.46	513.71	279.14	299.64

Fuente: Elaboración propia

En el Apéndice A del Anexo 04, se muestra los cálculos de cortocircuito trifásico completo en las barras y nodos, para el sistema eléctrico de distribución sin transferencia de carga en el escenario de máxima demanda.

También, en el Apéndice B del Anexo 04, se muestra los cálculos de cortocircuito monofásico completo para el escenario de máxima demanda.

Así mismo, en el Apéndice C y D del Anexo 04, se muestra los cálculos de cortocircuito trifásico y monofásico completo para el escenario de mínima demanda.

### **3.3.2. Análisis de la red de distribución con transferencia de carga**

#### **3.3.2.1. Análisis de flujo de potencia**

Una transferencia de carga se dice cuando una fuente asume la carga de otra fuente. En el sistema eléctrico de distribución de la ciudad de Abancay, la transferencia de carga ocurre cuando un alimentador de media tensión asume la carga de otro alimentador, esta transferencia ocurre entre los alimentadores de media tensión TA02, TA03 y TA04.

Para el cálculo de flujo de potencia con transferencia de carga, se aplican las ecuaciones generales de flujo de potencia (ecuación de corrientes), por tratarse de sistemas de distribución desbalanceados.

En el Apéndice A y B del Anexo 05, se muestra el flujo de potencia completo en todos los equipos, tramos de líneas y tensiones en las barras, para el sistema eléctrico de distribución con transferencia de carga para los escenarios de máxima y mínima demanda respectivamente.

De los resultados de flujo de potencia del Anexo 05, se verifica que el AMT TA04 (DemandaTA04) está abierto con una demanda nula (0 kW), la carga del AMT TA04 está siendo alimentada desde el AMT TA03, a través de la caseta (Caseta\_Junin y Caseta\_Perú). Con esta transferencia la carga del AMT TA03 se incrementa de 2262.66 kW y 504.70 kVAR a 4912.48 kW y 1049.12 kVAR para el escenario de máxima demanda.

Así mismo para el escenario de mínima demanda, la carga del AMT TA03 se incrementa de 843.87 kW y 237.72 kVAR a 1605.42 kW y 489.78 kVAR. De igual forma ocurrirá en los otros alimentadores cuando se realiza una transferencia de carga.

### **3.3.2.2. Análisis de cortocircuito**

El análisis de cortocircuito se desarrolla para las condiciones críticas de transferencia de carga, este estado se produce cuando hay transferencia de carga del AMT TA04 a TA03, en este instante el AMT TA03 asume la carga del AMT TA04. Por otra parte el final del circuito del AMT TA03, cambia del nodo de Tablada a nodo de Pachachaca.

La corriente máxima de falla trifásica al final del AMT TA03 (Nodo Tablada) sin transferencia de carga es 1607.53 Amp. para el escenario de máxima demanda y la corriente máxima de falla monofásica es 594.64 Amp.

La corriente máxima de falla trifásica al final del AMT TA03 (Nodo Pachachaca) con transferencia de carga es 494.30 Amp. para el escenario de máxima demanda. Para este mismo escenario la corriente máxima de falla monofásica es 287.29 Amp.

Esto es básicamente debido al incremento de la impedancia en la red de media tensión y caída de tensión, considerados en el método completo de análisis de fallas para sistemas desbalanceados.

En el Apéndice A del Anexo 06, se muestra los cálculos de cortocircuito trifásico completo en las barras y nodos, para el sistema eléctrico de distribución con transferencia de carga en el escenario de máxima demanda.

Así mismo, en el Apéndice B del Anexo 06, se muestra los cálculos de cortocircuito monofásico completo para el escenario de máxima demanda.

## **3.4. Análisis actual de los sistemas de protección**

### **3.4.1. Ajuste actual de los relés de interruptores de potencia y recloser**

En esta sección, se analiza el ajuste de protección de los relés de protección de los interruptores y recloser, antes de la intervención de la investigación. En las tablas y figuras siguientes se muestran los ajustes de protecciones de los relés.



**ALIMENTADOR TA02:****Tabla 3.13***Configuración actual del relé RE02TA02*

* SYSTEM	* PROTECTION	
Password	[IOC1(50_1)]	[IOCG1(50N_1)]
Set = ****	Function = ENABLE	Function = ENABLE
[RTC]	Pickup = 66.65 [A]	Pickup = 1.60 [A]
Clock=2019/06/14 09:52:09:581	Delay = 0.04 [sec]	Delay = 0.10 [sec]
[Waveform]	Block = I2/I1_OP	Block = I2/I1_OP
Trigger Type = 10*12 [Cycle]	[IOC2(50_2)]	[IOCG2(50N_2)]
[COM]	Function = DISABLE	Function = ENABLE
Function = ENABLE	Pickup = 100.00 [A]	Pickup = 20.00 [A]
Slave Address = 1	Delay = 60.00 [sec]	Delay = 0.04 [sec]
BPS = 9600 [bps]	Block = L_OFF	Block = I2/I1_OP
Protocol = MODBUS	[TOC(51)]	[TOCG(51N)]
[Power System]	Function = ENABLE	Function = DISABLE
Frequency = 60 [Hz]	Curve = IEC_EI	Curve = IEC_NI
Phase CT Ratio = 150:5 [A]	Pickup = 1.30 [A]	Pickup = 1.00 [A]
Ground CT Ratio= 50:5 [A]	Multiplier = 1.00	Multiplier = 0.25
Trip Relay = CONT_OUT#1	Block = I2/I1_OP	Block = L_OFF

Fuente: Electro Sur Este - Elaboración propia

De la Tabla 13.13, la función (50) está habilitado, pero no está ajustado, la función (51) está habilitado y ajustado con un dial alto =1, la función 51N esta deshabilitado.

**Tabla 3.14***Configuración actual del relé RE04TA02*

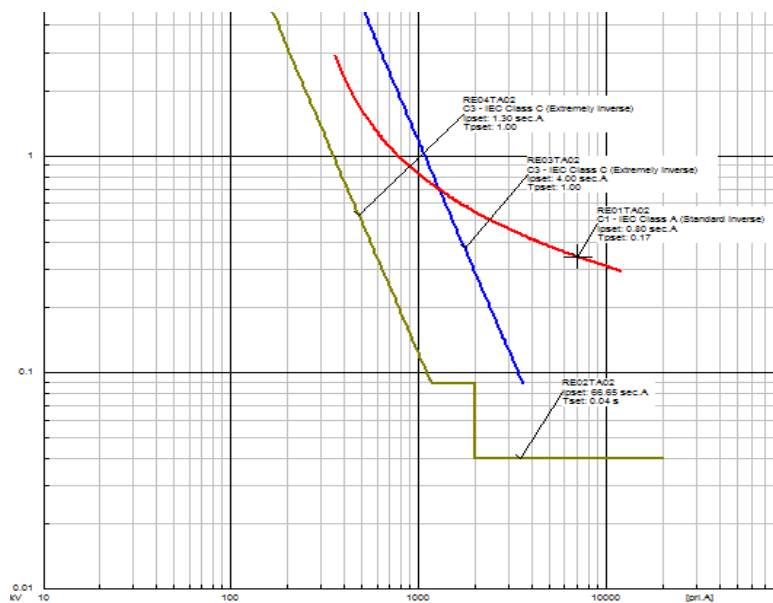
* SYSTEM	* PROTECTION	
Password	[IOC1(50_1)]	[IOCG1(50N_1)]
Set = ****	Function = ENABLE	Function = ENABLE
[RTC]	Pickup = 66.65 [A]	Pickup = 1.60 [A]
Clock=2019/06/29 17:38:01:505	Delay = 0.04 [sec]	Delay = 0.10 [sec]
[Waveform]	Block = I2/I1_OP	Block = I2/I1_OP
Trigger Type = 10*12 [Cycle]	[IOC2(50_2)]	[IOCG2(50N_2)]
[COM]	Function = DISABLE	Function = ENABLE
Function = ENABLE	Pickup = 100.00 [A]	Pickup = 20.00 [A]
Slave Address = 1	Delay = 60.00 [sec]	Delay = 0.04 [sec]
BPS = 9600 [bps]	Block = L_OFF	Block = I2/I1_OP
Protocol = MODBUS	[TOC(51)]	[TOCG(51N)]
[Power System]	Function = ENABLE	Function = DISABLE
Frequency = 60 [Hz]	Curve = IEC_EI	Curve = IEC_NI
Phase CT Ratio = 150:5 [A]	Pickup = 1.30 [A]	Pickup = 1.00 [A]
Ground CT Ratio= 50:5 [A]	Multiplier = 1.00	Multiplier = 0.25
Trip Relay = CONT_OUT#1	Block = I2/I1_OP	Block = L_OFF

Fuente: Electro Sur Este - Elaboración propia

De la Tabla 13.14, el relé RE04TA02 tiene los mismos ajustes que el relé RE02TA02, estos ajustes se verifican en los esquemas de protección de la figura 3.15 y 3.16.

**Figura 3.15**

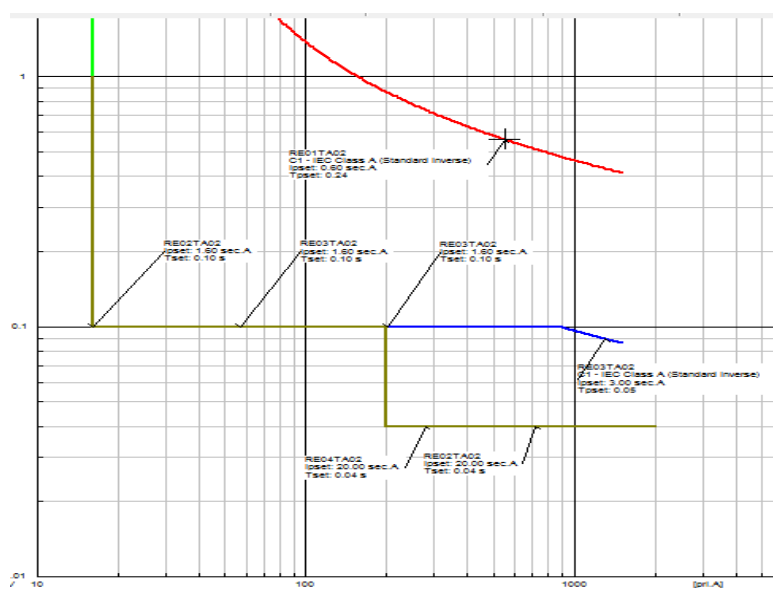
*Esquema de protecciones de fases relé AMT TA02*



Fuente: Electro Sur Este - Elaboración propia

**Figura 3.16**

*Esquema de protecciones de fase a tierra relé AMT TA02*



Fuente: Electro Sur Este - Elaboración propia

**ALIMENTADOR TA03:**

Este relé RE02TA03 de la caseta de Junín, se encuentra inhabilitado por fallas en el rectificador. Así mismo el relé RE05TA03 de la caseta periodista, se encuentra inhabilitado por inundaciones a toda la caseta.

**ALIMENTADOR TA04:****Tabla 3.15**

*Configuración actual del relé RE02TA04*

<b>* SYSTEM</b>	<b>* PROTECTION</b>	
Password	[IOC1(50_1)]	[IOCG1(50N_1)]
Set = ****	Function = ENABLE	Function = ENABLE
[RTC]	Pickup = 66.65 [A]	Pickup = 1.60 [A]
Clock=2019/06/29 16:35:42:778	Delay = 0.04 [sec]	Delay = 0.10 [sec]
[Waveform]	Block = I2/I1_OP	Block = I2/I1_OP
Trigger Type = 10*12 [Cycle]	[IOC2(50_2)]	[IOCG2(50N_2)]
[COM]	Function = ENABLE	Function = ENABLE
Function = ENABLE	Pickup = 100.00 [A]	Pickup = 20.00 [A]
Slave Address = 1	Delay = 60.00 [sec]	Delay = 0.04 [sec]
BPS = 9600 [bps]	Block = L_OFF	Block = I2/I1_OP
Protocol = MODBUS	[TOC(51)]	[TOCG(51N)]
[Power System]	Function = ENABLE	Function = ENABLE
Frequency = 60 [Hz]	Curve = IEC_NI	Curve = IEC_NI
Phase CT Ratio = 150:5 [A]	Pickup = 5.00 [A]	Pickup = 1.00 [A]
Ground CT Ratio= 50:5 [A]	Multiplier = 0.05	Multiplier = 0.05
Trip Relay = CONT_OUT#1	Block = I2/I1_OP	Block = L_OFF

Fuente: Electro Sur Este - Elaboración propia

De la Tabla 13.15, la función (50) está habilitado, pero no está ajustado, la función (51) está habilitado y ajustado con pickup 5, la función (50N) está habilitado y sin embargo el tiempo de actuación es alto 0.1 s.

**Tabla 3.16**

*Configuración actual del relé RE04TA04*

<b>* SYSTEM</b>	<b>* PROTECTION</b>	
Password	[IOC1(50_1)]	[IOCG1(50N_1)]
Set = ****	Function = ENABLE	Function = ENABLE
[RTC]	Pickup = 66.65 [A]	Pickup = 1.60 [A]

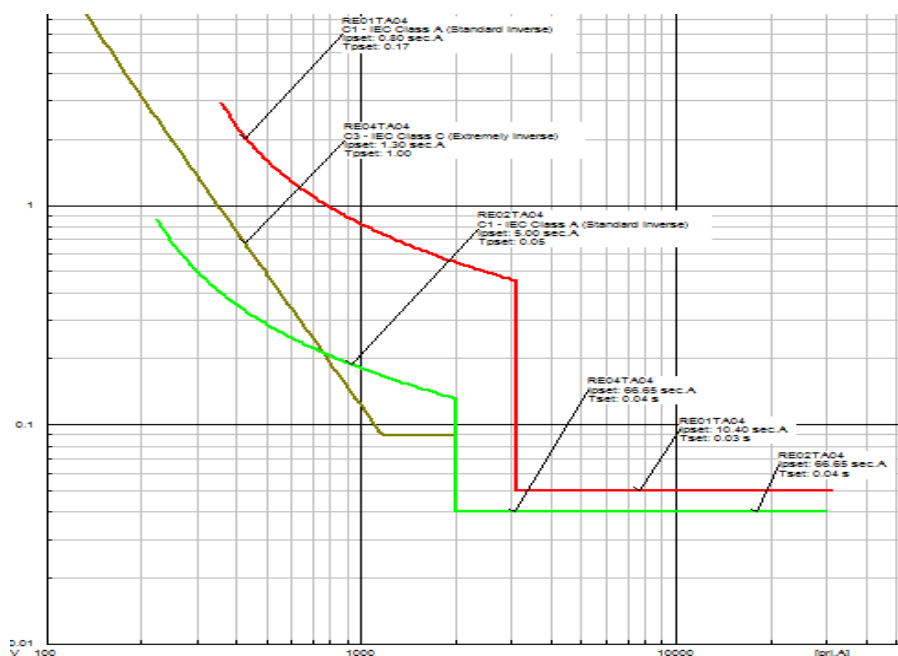
Clock=2019/06/29 17:17:19:529	Delay = 0.04 [sec]	Delay = 0.10 [sec]
[Waveform]	Block = I2/I1_OP	Block = I2/I1_OP
Trigger Type = 10*12 [Cycle]	[IOC2(50_2)]	[IOCG2(50N_2)]
[COM]	Function = DISABLE	Function = ENABLE
Function = ENABLE	Pickup = 100.00 [A]	Pickup = 20.00 [A]
Slave Address = 1	Delay = 60.00 [sec]	Delay = 0.04 [sec]
BPS = 9600 [bps]	Block = L_OFF	Block = I2/I1_OP
Protocol = MODBUS	[TOC(51)]	[TOCG(51N)]
[Power System]	Function = ENABLE	Function = DISABLE
Frequency = 60 [Hz]	Curve = IEC_EI	Curve = IEC_NI
Phase CT Ratio = 150:5 [A]	Pickup = 1.30 [A]	Pickup = 1.00 [A]
Ground CT Ratio= 50:5 [A]	Multiplier = 1.00	Multiplier = 0.25
Trip Relay = CONT_OUT#1	Block = I2/I1_OP	Block = L_OFF

Fuente: Electro Sur Este - Elaboración propia

De la Tabla 13.15, La función (50) está habilitado, pero no está ajustado, la función (51) está habilitado y ajustado con un dial alto =1, la función (50N) está habilitado y sin embargo el tiempo de actuación es 0.1 s. y la función (51N) está deshabilitado.

**Figura 3.17**

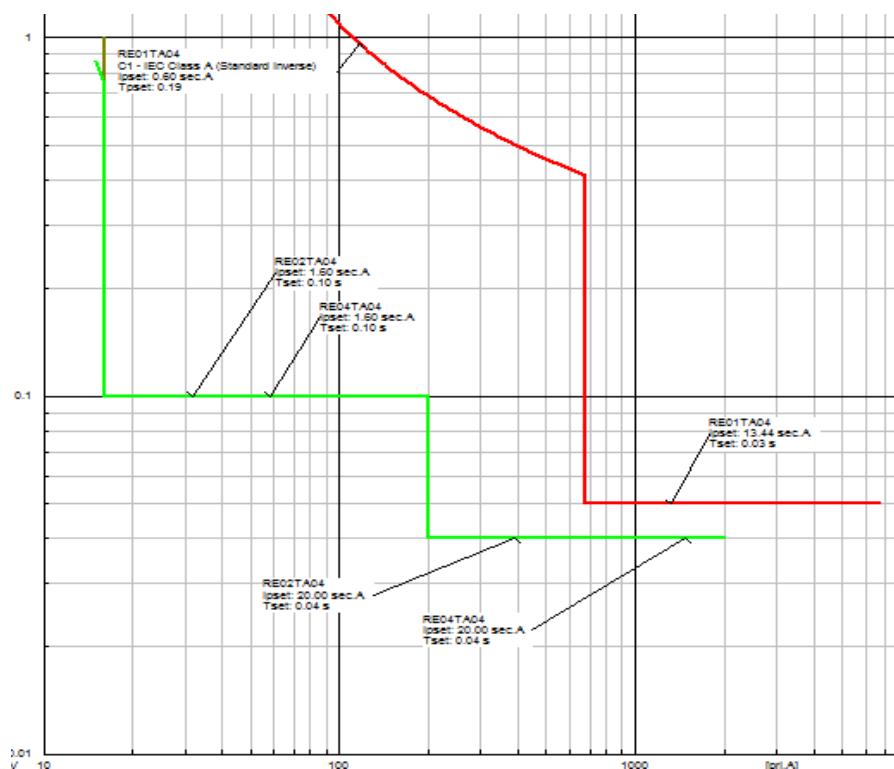
*Esquema de protecciones de fases relé AMT TA04*



Fuente: Electro Sur Este - Elaboración propia

**Figura 3.18**

*Esquema de protecciones de fase a tierra relé AMT TA04*



Fuente: Electro Sur Este - Elaboración propia

Del esquema de la figura 3.17, las curvas de operación de los relés RE02TA42 y RE04TA04 se superponen para la función (51), para la función (50) no hay un intervalo de tiempo para la coordinación. Así mismo en el esquema de la figura 3.18, el relé RE04TA04 tiene los mismos ajustes que el relé RE02TA04.

El análisis evidencia la falta de coordinación de protecciones eléctricas entre los relés de los interruptores de potencia y recloser ubicados en el intermedio de los alimentadores TA02, TA03 y TA04, en el capítulo siguiente se desarrolla todos los criterios para la coordinación y ajuste de protecciones eléctricas.

## CAPITULO IV COORDINACIÓN y AJUSTE DE PROTECCIONES ELECTRICAS

### 4.1. Introducción

En este capítulo establecemos los criterios para la coordinación de protección eléctrica entre los dispositivos de protección, para una adecuada operación de las redes de media tensión del sistema de distribución de la ciudad de Abancay.

Los sistemas eléctricos están compuestos por equipamientos eléctricos como los generadores, transformadores, reactores, líneas de transmisión y distribución y; otros. Este equipamiento importante del sistema eléctrico requiere de un sistema de protección.

En tal sentido, los objetivos de los sistemas de protección son:

- a) Detectar el funcionamiento anormal de los parámetros de operación o estado del sistema eléctrico.
- b) Proteger la vida de las personas y equipos del sistema eléctrico.
- c) Reducir el impacto de las fallas en los equipos y sus redes eléctricas.
- d) Suministrar energía eléctrica de manera ininterrumpida en sectores no afectados por la falla.
- e) Monitorear los parámetros del sistema eléctrico.

Por otra parte, nuestra investigación se desarrolla en las redes eléctricas de media tensión del sistema de distribución de la ciudad de Abancay. Este sistema de distribución tiene las siguientes características:

- Ésta alimentado por una línea de transmisión tipo radial desde la subestación de transformación de Abancay Nueva, entonces tiene una única fuente de alimentación.
- El sistema de distribución en media tensión es del tipo radial, excepcionalmente opera con transferencia de carga, en caso de falla y mantenimiento a través de los interruptores de interconexión entre alimentadores.
- Es alimentado por una línea principal trifásica y ramas laterales trifásicas y monofásicas.
- Las cargas son conectadas a lo largo de la línea.

En este sistema eléctrico radial, se utilizan una combinación de interruptores, recloser, y fusibles, con fines de despejar las fallas en las redes de media tensión. En tal sentido en adelante describimos los criterios para la coordinación de protecciones eléctricas en la red radial de media tensión de la ciudad de Abancay.

#### **4.2. Criterios para la coordinación de protecciones eléctricas**

Para la coordinación de protección en un sistema radial, primero se necesita la información de la fuente de suministro, transformador de potencia, los alimentadores, cargas y los dispositivos de protección y en segundo lugar se requiere los criterios de operación entre los dispositivos de protección (relé - fusible y relé - recloser).

**Información del suministro:** Uno de los requerimientos para el estudio de coordinación es el cálculo de la corriente de falla donde se va a instalar el equipo de protección, esto es equivalente al cálculo de la impedancia Thévenin equivalente.

Para nuestro estudio requerimos la siguiente información:

- Potencia de cortocircuito de la fuente de alimentación o barra slack.
- Corriente de cortocircuito máxima y mínima para falla trifásica y monofásica a voltaje de suministro.
- Impedancia de secuencia positiva y cero de la fuente de alimentación o barra slack, determinado en los estudios de transmisión.

**Información de la subestación de transformación y distribución:** Se requiere conocer la siguiente información:

- Diagrama esquemático del transformador (conexiones, dispositivos de protección sobre el lado de alta, media y baja tensión).
- Capacidad, voltaje y la impedancia porcentual del transformador de la subestación.

- El curva de daño del transformador de la subestación de transformación.

**Información del sistema de distribución:** La información necesaria del sistema de distribución es:

- Diagrama unifilar del circuito alimentador y sus ramas con las longitudes entre los nodos.
- Ubicación y dimensionamiento de las cargas.
- Máximas corrientes de carga medidas en las ramas y subestaciones.
- Disposición y curvas de daño de los conductores eléctricos.

**Información de equipos de protección:** Los datos necesarios de los dispositivos de protección son:

- Especificaciones de los interruptores, recloser y relés del alimentador principal y de las secciones de línea (Fabricante, clase, valores de operación, funciones de protección).
- Dato de los fusibles en el lado de alta tensión de los transformadores de distribución (fabricante, valor nominal, tipo y características tiempo - corriente).

En adelante se indican los criterios de operación de los dispositivos de protección:

**Coordinación Relé – fusible o Recloser – fusible.** Si un recloser, es instalada aguas arriba del fusible, en esta situación se puede dar el caso de que primero actué el fusible, el recloser o ambos.

El primer caso frente a fallas temporales y transitorias, se desea que el recloser actué con su operación rápida antes de que el fusible se funda (salvado de fusibles). Entonces la curva A cae debajo de la curva C, para corrientes menores que el valor correspondiente al punto b de la figura 4.1, (P.M.Anderson, pág. 221).

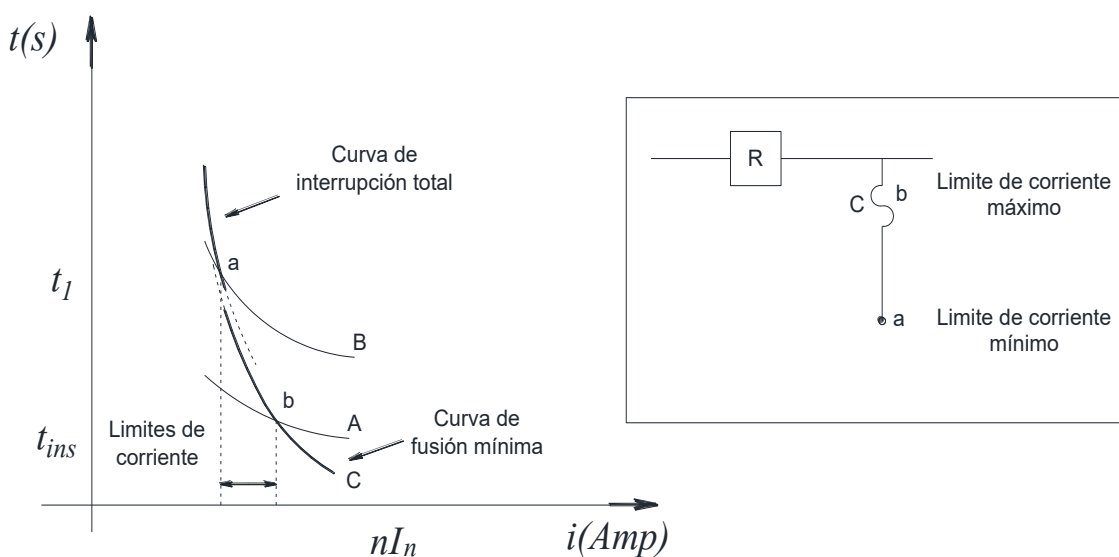


El segundo caso frente a fallas permanentes, si la falla es más allá del fusible C, entonces queremos que el fusible despeje la falla, para la operación retardada de la curva B del recloser (quema de fusibles). Esta operación será correcta siempre y cuando la corriente es mayor que el cruce por el punto a. Así nosotros tenemos un rango de coordinación muy estrecha:

$$a < I < b$$

**Figura 4.1**

*Curvas características recloser - fusible*



Fuente: Power system protection (P.M.Anderson)

Para corrientes menores correspondientes al punto a, el fusible no operará y para corrientes mayores que el punto b, el fusible siempre operará. En el rango entre los puntos a y b, el fusible opera adecuadamente, entonces se dan tres condiciones para el fusible.

**Coordinación Relé – Relé o Relé – Recloser.** Un interruptor de potencia se instala con la finalidad de interrumpir grandes corrientes de operación, debido a su mayor capacidad de interrupción, a raíz de que los restauradores o recloser tienen valores menores de 400MVA a tensiones de 15kV.

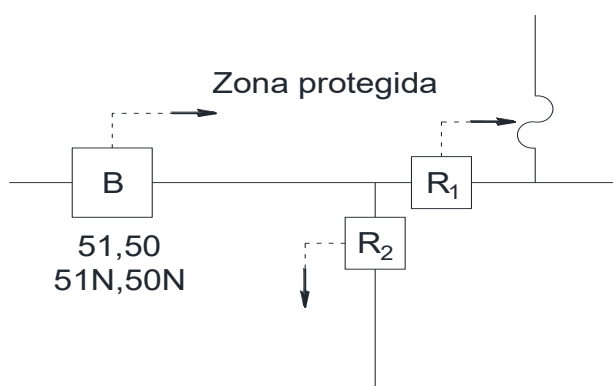
El relé de sobrecorriente de un dispositivo electromecánico inicia un recorrido en la dirección de la falla, además el relé no completa el reset antes del inicio de la siguiente secuencia de recierre del restaurador. Para operaciones hasta el lockout del restaurador, el relé electromecánico puede acumular bastante giro angular en su disco de inducción en la dirección de la falla, esto podría generar un falso disparo, entonces los relés electromecánicos necesitan un tiempo de restablecimiento a su posición inicial, por ahí cabe la necesidad de determinar el tiempo de restablecimiento del relé, no solo basta el tiempo de coordinación entre el relé y restaurador. En los relés digitales y estáticos este problema no se presenta, puesto que el reset se realiza instantáneamente antes de la siguiente operación del restaurador.

El presente estudio de coordinación se realiza con relés digitales y numéricos, por lo tanto no es necesario el cálculo de tiempo de restablecimiento de los relés, solo basta el tiempo de coordinación entre los dispositivos de protección.

En la figura 4.2, se muestra un diagrama unifilar de la ubicación de los interruptores de potencia provistos de un relé de sobre corriente, de la misma forma se aprecia el recloser.

**Figura 4.2**

*Disposición de interruptor y recloser*

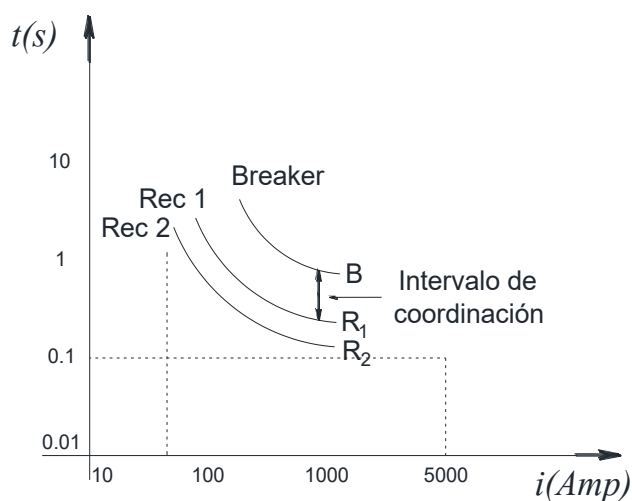


Fuente: Elaboración propia

Las curvas de coordinación tiempo – corriente entre un relé y recloser, se muestra en la figura 4.3.

**Figura 4.3**

*Curvas de coordinación tiempo – corriente*



Fuente: Elaboración propia

Los relés necesitan un intervalo de tiempo de coordinación (CTI) entre 150 ms a 200ms, adecuado contra variaciones de características y errores de lectura de curvas.

### 4.3. Coordinación de protecciones entre relés, recloser y fusibles

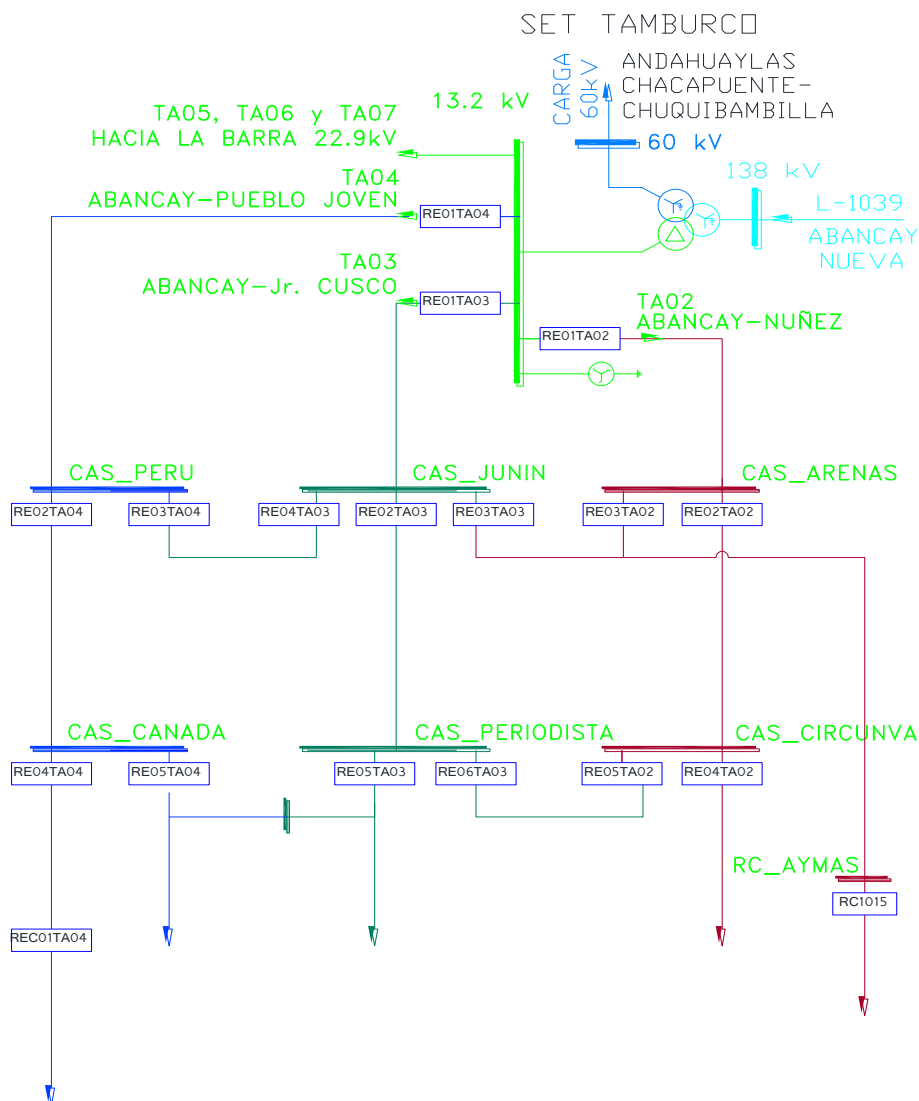
#### 4.3.1. Coordinación de protecciones sin transferencia de carga

Para un estudio adecuado de coordinación de protecciones, es importante conocer la disposición de equipos de protección en el sistema eléctrico. La figura 4.4 muestra la esta disposición, así mismo se tiene que definir los procedimientos para la determinación de los parámetros de protección.

Las redes eléctricas de media tensión tienen un comportamiento radial, por lo tanto se aplicará un procedimiento para la protección eléctrica de un sistema radial.

**Figura 4.4**

*Diagrama unifilar del AMT TA02, TA03 y TA04 con disposición de relés*



Fuente: Elaboración propia

### Procedimiento para la coordinación de relés de fase y tierra

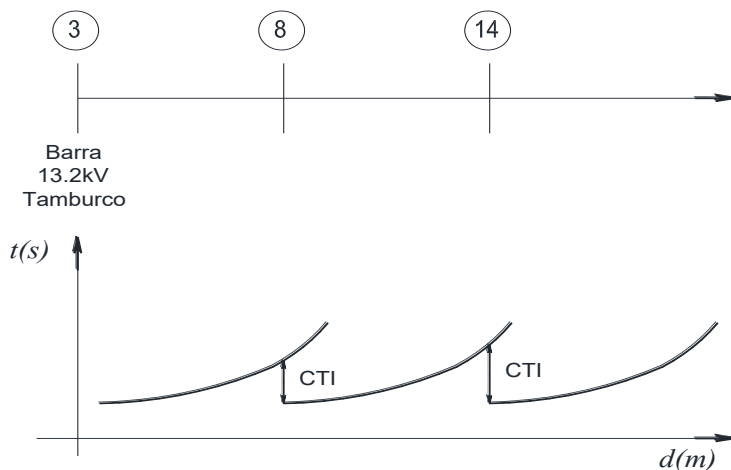
La coordinación es obtenida gráficamente, usando curvas logarítmicas para mostrar las características tiempo-corriente del relé en rango de décadas.

Para el alimentador TA03 del sistema eléctrico de la ciudad de Abancay, están instalados en campo los interruptores de potencia en la SET Tamburco y en los nodos 8 y 14

del diagrama unifilar de la figura 4.4. Esto mismo se replica en los alimentadores TA02 y TA04. Los intervalos de tiempo de coordinación se muestran en la figura 4.5.

**Figura 4.5**

*Intervalos de tiempo de coordinación*



Fuente: Elaboración propia

Se observa la separación de tiempo necesario entre los relés de tiempo inverso. Una metodología a seguir para la coordinación consiste en determinar los siguientes parámetros.

**a) Corriente mínima de operación del relé (CMO)**

Los criterios para la determinación de la corriente mínima de operación de los relés de sobrecorriente de fase y tierra son diferentes, (P.M.Anderson, pág. 229).

Relés de sobrecorriente de fase.

- Fije la corriente mínima de operación a 50% o menor que la mínima corriente falla entre fases del final del circuito.
- Comprueba que la corriente mínima de operación es 140% a 150% o más que la corriente máxima de carga.

- Establecemos el disparo instantáneo en 6 veces la corriente de carga o en 125% de la corriente máxima de la falla trifásica en el primer dispositivo de protección de aguas abajo.

Relés de sobrecorriente de tierra.

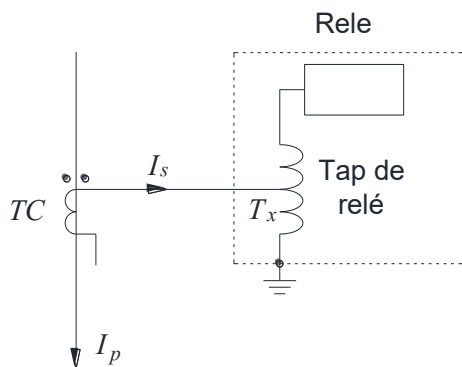
- Fije la corriente mínima de operación a 33% o menor que la corriente mínima de operación de fase.
- Fije la corriente mínima de operación a 50% o menor que la corriente de falla monofásica al final del circuito.
- Fija el disparo instantáneo a 150% de la corriente de falla monofásica en el primer dispositivo de protección de aguas abajo.

#### b) Tap del relé

Los relés electromecánicos tienen tap ajustable, para un burden o carga máxima del relé la corriente será mínima, esto provee una versatilidad para el uso en diferentes ubicaciones, los taps de relé electromecánico se muestran en la figura 4.6, (P.M.Anderson, pág. 230).

**Figura 4.6**

*Tap de relé*



Fuente: Power system protection (P.M.Anderson)

Donde:

$R_C$  : Relación de transformación del transformador de corriente.

$T_X$  : Tap del relé.

$I_P$  : Corriente primaria

$I_S$  : Corriente secundaria

Entonces podemos escribir.

$$I_S = T_X I_R$$

$$I_P = R_C I_S = R_C T_X I_R$$

Ahora, definiendo la corriente pickup mínimo para el relé será cuando  $I_R = 1$ , entonces tenemos:

$$T_X = I_P / R_C$$

La corriente primaria  $I_P$  es la corriente pickup y será igual a la corriente mínima de operación del relé.

En tanto los relés digitales, realizan sus cálculos basados en la relación de transformación del transformador de corriente y tensión configurable.

### c) Corriente de falla crítica del relé

La coordinación se realiza entre un relé de aguas arriba y aguas abajo, para un relé de tiempo inverso esta corriente, es la máxima corriente en el relé de aguas abajo, una vez determinado la corriente crítica, convertimos este valor en múltiplos de corriente de arranque XPUCR, como sigue:

$$XPU_{CR} = \frac{I_{CR}}{T_X R_C}$$

La corriente  $I_{CR}$  es la corriente crítica en el relé de aguas abajo y  $XPU_{CR}$  (valor de corriente en múltiplos de corriente de arranque) que corresponde a un valor en el eje horizontal.

**d) Dial del relé (TMS)**

Una curva característica de una familia de curvas, corresponde a un dial del tiempo. Esto muestra el desplazamiento vertical en el eje del tiempo. Para encontrar este dial, necesitamos el tiempo de operación del relé de aguas abajo al valor de la corriente crítica y calculamos la coordenada horizontal de la corriente XPUCR.

Entonces podemos buscar el tiempo de operación del relé a partir de sus curvas características. Asignamos  $t_{op}$  = tiempo de operación del relé a ICR. Por lo que la operación deseada del relé está definida por:

$$CTI = \text{Tiempo de detección del rele} + \text{tiempo pickup del rele} + \text{margen de error} \approx 0.15 \text{ a } 0.2s$$

$$t_{CR} \geq t_{op} + CTI$$

Este es el parámetro del eje vertical que buscamos, para una adecuada coordinación del tiempo.

**e) Corriente de falla máxima**

Es la corriente máxima de falla en el nodo del relé que se está configurando, esto debe ser expresado también en múltiplos de corriente de arranque.

$$XPU_{max} = \frac{I_{max}}{T_{XRc}}$$

Aplicando este procedimiento de coordinación en el alimentador TA02, verificamos que para determinar la corriente mínima de operación del relé RE02TA02, se requiere la corriente máxima de carga que pasa por el relé. Esta corriente máxima es 17.63 Amp. Entonces la corriente mínima de operación del relé será  $(1.4 - 1.5) \cdot 17.63 = 24.68$  a  $26.45$  Amp.

Sin embargo, cuando se realiza la transferencia de carga del AMT TA03 al TA02, a esta corriente mínima de operación del relé, se le tiene que adicionar la corriente máxima de carga



del AMT TA03 de 101.95 Amp. Entonces la corriente mínima de operación del relé, deberá estar por encima del total de corriente de carga que pasa por el relé de 126.63 a 128.40 Amp.

Por esta razón, los cálculos para determinar los parámetros de coordinación de protección de los relés, se realiza cuando hay transferencia de carga entre los alimentadores.

#### **4.3.2. Coordinación de protecciones con transferencia de carga**

Este análisis de coordinación de protecciones eléctricas, se realiza para el estado de transferencia de carga entre los alimentadores TA02, TA03 y TA04 del sistema eléctrico de la ciudad de Abancay. No obstante estos alimentadores de media tensión, en condiciones de operación normal, tienen comportamiento radial. Por lo tanto utilizaremos las corrientes máximas de flujo de potencia y el nivel de cortocircuito trifásico y monofásico en cada punto de ubicación del interruptor, para el escenario de máxima demanda.

Así mismo, en el Apéndice A del Anexo 05, se ha determinado el flujo de potencia y las corrientes máximas de carga que pasa por cada interruptor de potencia del sistema eléctrico desbalanceado, para el escenario de máxima demanda con transferencia de carga de AMT TA04 a AMT TA03. Por otra parte en la Tabla 3.11, se han determinado las corrientes de falla trifásica y monofásica en el escenario de máxima demanda, estos valores de la corriente son considerados a continuación.

#### **Coordinación de protección en el alimentador TA02**

Los parámetros de coordinación se calculan de acuerdo al procedimiento anterior.

#### **Coordinación del relé RE02TA02**

##### **Característica tiempo inverso (51)**

Datos: Tenemos el dial del relé principal (RE01TA02) del alimentador TA02, TMS = 0.17 y la corriente mínima de operación CMO = 240 Amp.

Con los datos encontramos el Tap de relé (Tx). La relación de transformación del transformador de corriente CT1TA02 es  $R_c = 300/1=300$ .

$$T_x = 240/300=0.8$$

Corriente de falla crítica del relé de aguas abajo.

$$XPU_{CR} = \frac{3867.39}{0.8 \times 300} = 16.11$$

La coordinación de relés normalmente se realiza del relé de aguas abajo hacia el relé aguas arriba. Para esta investigación vamos a realizar de forma contraria, puesto que tenemos los datos de configuración del relé principal RE01TA02 del AMT TA02, aprobado por el COES.

- a) CMO.** La corriente de carga que pasa por el relé RE02TA02 es 17.63 Amp. a esta corriente se le adiciona una corriente estándar de 110 Amp para las condiciones de transferencia de carga entre los alimentadores TA02 y TA03, sobre los cuales se aplica un factor de 1.4 a la corriente de carga.

Por otra parte de la Tabla 3.9, la corriente mínima de cortocircuito trifásico en el relé de aguas abajo es 2407.32 Amp.

Su rango del parámetro es.  $1.4I_c + 110 < CMO < 0.5I_{cc3\phi min}$

Donde:

$I_c$  : Corriente de carga a través del relé.

$I_{cc3\phi min}$  : Corriente de cortocircuito trifásico mínima en el relé de aguas abajo o al final del circuito protegido.

Entonces:  $1.4 \times 17.63 + 110 < CMO < 0.5 \times 2407.32$  Amp.

$$134.68 < CMO < 1203.66 \text{ Amp.}$$

$$CMO = 180 \text{ Amp.}$$

- b)** Tiempo de operación del relé ( $t_{op}$ )

Tenemos el dial de relé RE01TA02 de aguas arriba  $TMS = 0.17$ , para  $XPU_{CR} = 16.11$ .

De las curvas características del relé RE01TA02, determinamos  $t_{CR} = 0.42$  s y para CTI = 180ms = 0.18s

$$0.42 \geq t_{op} + 0.18, \quad t_{op} = 0.24 \text{ s.}$$

**c) TAP de relé (Tx).** La relación de transformación del transformador de corriente CT1TA02 es  $R_c = 150/5=30$

$$T_x = 180/30 = 6.0$$

**d) Corriente de falla máxima.**

$$XPU_{max} = \frac{3867.39}{6 \times 30} = 21.49 = 2148.55\%$$

**e) Dial del relé (TMS).** Con el tiempo de operación del relé y la corriente de falla máxima se determina el dial desde las curvas características de relé.

$$TMS = 0.11$$

**f) Corriente de falla crítica del relé.** En el relé de aguas abajo.

$$XPU_{CR} = \frac{2752.32}{6 \times 30} = 15.29 = 1529.07\%$$

### Característica tiempo definido (50)

Datos: El relé principal (RE01TA02) del alimentador TA02 no tiene ajuste de tiempo definido. Solo los relés principales de los alimentadores TA03 y TA04 tienen ajuste de tiempo definido. Por otra parte el relé RE2TAT1 del barra de 138kV tiene sus ajustes de tiempo definido en  $I = 1125$  Amp. y  $t = 0.10$  s.

**a) Corriente de tiempo definido ( $I_{TD}$ ).** Igualmente este elemento será ajustado para una transferencia de carga entre los alimentadores TA02 y TA03, por lo tanto esta corriente deberá estar dentro del siguiente rango:

$$6I_c + 110 < I_{TD} < 1.25I_{cc3\phi max}$$

Donde:

$I_c$  : Corriente de carga a través del relé.

$I_{cc3\phi max}$  : Corriente de cortocircuito trifásico máxima en el relé de aguas abajo o al final del circuito protegido.

Entonces:  $6 \times 17.63 + 110 < I_{TD} < 1.25 \times 2752.32 \text{ Amp.}$

$215.78 < I_{TD} < 3440.40 \text{ Amp.}$

$I_{TD} = 1800 \text{ Amp.}$

**b) Tiempo.** El tiempo será ajustado a 0.05 s. para una coordinación con el relé RE2TAT1.

### **Coordinación del relé RE04TA02**

Este relé deberá coordinar con RE02TA02 y por tanto los valores determinados se utilizarán en los siguientes pasos.

### **Característica tiempo inverso (51)**

**a) CMO.**  $I_c = 6.39 \text{ Amp.}, I_{cc3\phi min} = 2069.90 \text{ Amp.}$

Su rango del parámetro es.  $1.4I_c < CMO < 0.5I_{cc3\phi min}$ , este relé no realiza transferencia de carga.

Entonces:  $8.95 < CMO < 1034.95 \text{ Amp.}$

$CMO = 60$

**b) Tiempo de operación del relé (top)**

Tenemos el dial de relé RE02TA02 de aguas arriba  $TMS = 0.11$ , para  $XPU_{CR} = 1529.07$

De las curvas características del relé RE02TA02, determinamos  $t_{CR} = 0.26 \text{ s}$  y para CTI = 150ms = 0.15s

$0.26 \geq t_{op} + 0.15, t_{op} = 0.11 \text{ s.}$

**c) TAP de relé (Tx).** La relación de transformación del transformador de corriente

CT4TA02 es  $R_c = 150/5 = 30$

$T_x = 60/30 = 2.0$

d) Corriente de falla máxima.

$$XPU_{max} = \frac{2752.32}{2 \times 30} = 45.87 = 4587.20\%$$

e) **Dial del relé (TMS).** Con el tiempo de operación del relé top y la corriente de falla máxima se determina el dial desde las curvas características de relé.

$$TMS = 0.09$$

f) Corriente de falla crítica del relé. En el relé de aguas abajo.

$$XPU_{CR} = \frac{2391.29}{2 \times 30} = 39.85 = 3985.48\%$$

### Característica tiempo definido (50)

Este relé coordinará con el relé RE02TA02 del alimentador TA02, del cual ya se ha definido sus ajustes en  $I = 1800$  Amp. y  $t = 0.05$  s.

a) **Corriente de tiempo definido ( $I_{TD}$ ).** Este relé no realiza transferencia de carga, por lo tanto esta corriente deberá estar dentro del siguiente rango:

$$6I_c < I_{TD} < 1.25I_{cc3\phi max}$$

$$\text{Entonces: } 6 \times 6.39 < I_{TD} < 1.25 \times 2391.29 \text{ Amp.}$$

$$38.34 < I_{TD} < 2989.11 \text{ Amp.}$$

$$I_{TD} = 900 \text{ Amp.}$$

b) **Tiempo.** El tiempo será ajustado a 0.02 s. para una coordinación con el relé RE02TA02.

Estos cálculos se muestran en el Apéndice A del Anexo 07: Cálculos de parámetros de coordinación de protección para la función de sobre corriente de fases (51 y 50), en los alimentadores TA02, TA03 y TA04.

En el Apéndice B del Anexo 07: Cálculos de parámetros de coordinación de protección para la función de sobre corriente de fase a tierra (51N, 50N).

Para la transferencia de carga del alimentador TA04 a TA03 se considera una corriente estándar de 117 Amp.

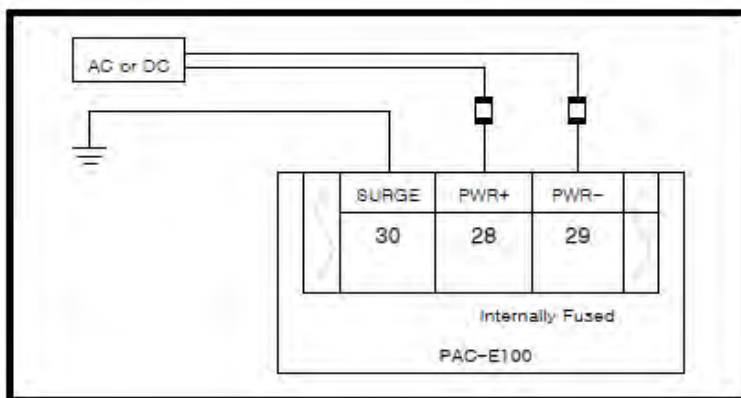
#### 4.4. Criterios de ajuste de los dispositivos de protección

Antes de realizar una configuración del relé se debe verificar lo siguiente:

**Fuente de alimentación.** Se revisa la conexión de fuente de alimentación en el bloque terminal del relé, tensión de alimentación 24V VDC, de acuerdo a la figura 4.7.

**Figura 4.7**

*Diagrama de conexionado del relé PNC modelo PACE100*



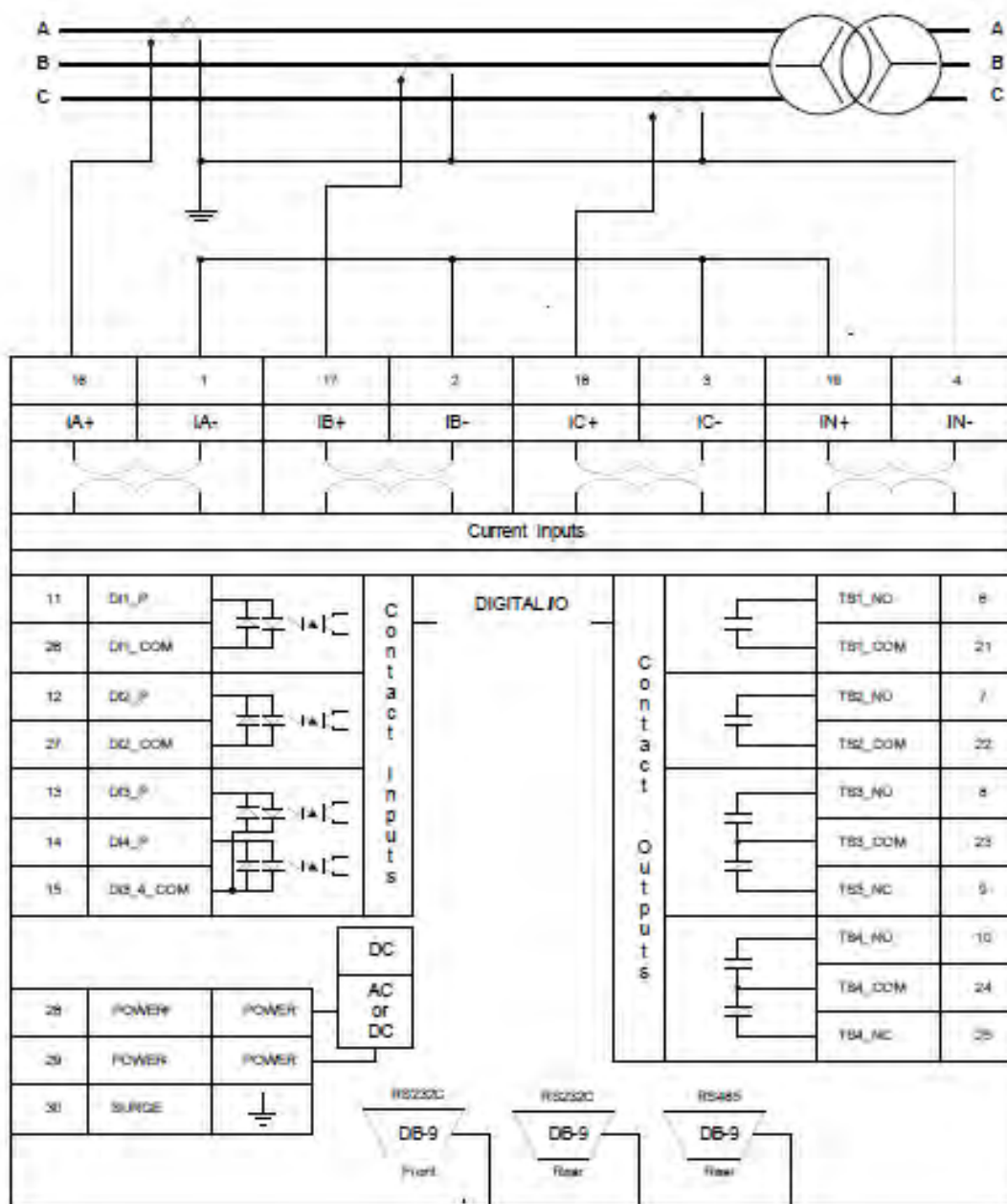
Fuente: Manual del relé PNC PACE100

Para los recloser SEL 351R la fuente de alimentación al relé suministra igualmente 24 V VDC, inclusive hasta 36V VDC para la carga de baterías de 24V VDC.

**Diagrama de conexionado del relé.** Se verifica la conexión completa del relé como las entradas de fuente de alimentación, señales de corriente, entradas y salidas al interruptor, salidas de alarmas, puerto de comunicación, de acuerdo a la figuras 4.8 y figura 4.9 de los relés PACE100 y SEL 351R respectivamente.

**Figura 4.8**

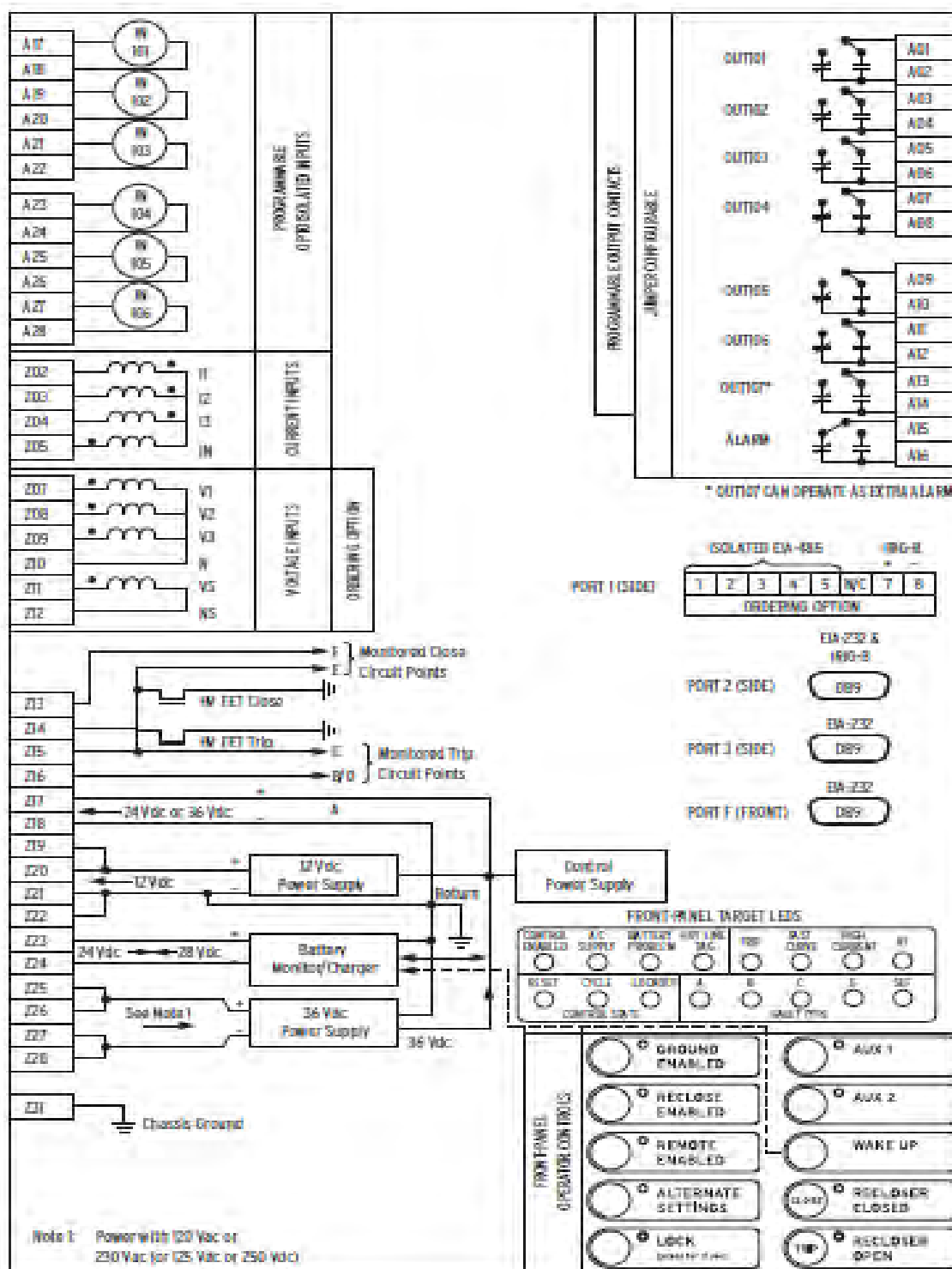
*Diagrama de conexionado del relé PNC modelo PACE100*



Fuente: Manual del relé PNC PACE100

Figura 4.9

Diagrama de conexionado del relé SEL modelo 351R-2



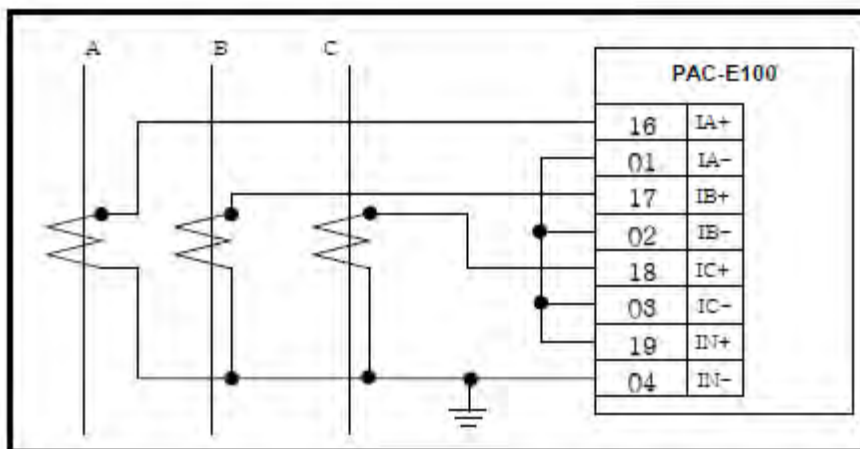
Fuente: Manual del relé SEL 351R-2.



**Transformadores de corriente.** Se revisa la conexión de los transformadores corriente de sus secundarios y en el bloque de terminales del relé, según diagrama de la figura 4.10.

**Figura 4.10**

*Diagrama de conexionado de TC del relé PNC modelo PACE100*



Fuente: Manual del relé PNC PACE100

Los recloser SEL, llevan sensores de corriente, por lo que la relación de transformación de los transformadores de corriente varía con la configuración del relé.

**Conexión de puerto.** El relé PNC PACE100, se establece comunicación con una computadora mediante el puerto serial RS232 y mediante el puerto RS485 se establece comunicación con el SCADA. En el caso del relé SEL 351R, la comunicación con el SCADA se realiza mediante el puerto RS232.

Por otra parte, los dispositivos de protección para su adecuada operación, requieren principalmente de la configuración del sistema y configuración de protección del relé. Estas configuraciones se realizan manualmente mediante el HMI (interface hombre maquina) o mediante el uso de software.

**Configuración de sistema.** El menú del sistema está compuesto por frecuencia, transformadores de tensión y corriente, forma de onda para disparo de interruptor, puertos de comunicación, transmisión y recepción física de datos IEC 870-103, contactos de entrada y salida, verificación de leds y alarmas, horario actual y contraseña para su acceso.

**Configuración de protección.** Este menú está compuesto de las funciones de protección.

51 Función de sobre corriente temporizada de fases o tiempo inverso de fases.

50 Función de sobre corriente de tiempo definido de fases.

51N Función de sobre corriente temporizada de fase a tierra o tiempo inverso de fase a tierra.

50N Función de sobre corriente de tiempo definido de fase a tierra.

46 Función de sobre corriente de secuencia negativa.

37 Función de corriente baja

49 Función de sobrecarga térmica

79 Función de autorecierre

50BF Función de falla de interruptor.

En el estudio desarrollado se ajustaran las funciones 51, 50, 51N y 50N.

#### **4.5. Ajuste de protecciones con software de relés de los interruptores y recloser**

El ajuste de protecciones se realiza en 04 relés de los interruptores de potencia y en 01 relé del recloser del alimentador TA02. Para ello utilizamos la planilla de ajuste de protecciones determinado para cada relé en el Anexo 08:

- Apéndice A: Sobrecorriente de fases propuesto (51, 50).
- Apéndice B: Sobrecorriente de fase a tierra propuesto (51N, 50N).

Para el ajuste de protección de los relés RE02TA02 y RE03TA02 de los interruptores de potencia, utilizamos el software E3RSet del fabricante de relés PNC para el modelo PACE100.

Para el ajuste de protección del relé REC01TA02 del recloser utilizamos el software AcSELeRator QuickSet del fabricante de relés SEL para el modelo SEL351R.

**AJUSTE DE RELE RE02TA02****Configuración del sistema:**

Frecuencia	: 60Hz.
Transformador de corriente de fases	: 150
Transformador de corriente de tierra	: 50
Control de interruptor	: Pulso de apertura 0.05s, pulso de cierre 1s
Forma de onda para disparo	: Tipo de disparador 10/12 ciclos, posición de disparador 50%

**Configuración de la protección:****Función 51**

Curva característica : IEC normalmente inversa

Pickup : 6

Dial (TMS) : 0.11

**Función 50**

Pickup : 60

Retardo : 0.05

**Función 51N**

Curva característica : IEC normalmente inversa

Pickup : 2

Dial (TMS) : 0.18

**Función 50N**

Pickup : 36

Retardo : 0.05

**AJUSTE DE RELE RE03TA02****Configuración del sistema:**

Frecuencia	: 60Hz.
Transformador de corriente de fases	: 150
Transformador de corriente de tierra	: 50
Control de interruptor	: Pulso de apertura 0.05s, pulso de cierre 1s
Forma de onda para disparo	:Tipo de disparador 10/12 ciclos, posición de disparador 50%

**Configuración de la protección:****Función 51**

Curva característica : IEC normalmente inversa

Pickup : 6

Dial (TMS) : 0.11

**Función 50**

Pickup : 60

Retardo : 0.05

**Función 51N**

Curva característica : IEC normalmente inversa

Pickup : 2

Dial (TMS) : 0.18

**Función 50N**

Pickup : 36

Retardo : 0.05

**AJUSTE DE RECLOSER REC01TA02****Configuración del sistema:**

Nombre del dispositivo	: REC01TA02
Circuito identificador	: AMT TA02
Frecuencia	: 60Hz.
Rotación de fases	: ABC
Relación de transformación de corriente	: 500
Relación de transformación de tensión	: 132
Polaridad de transformador de corriente	: Positivo
Batería (Amper-hora)	: 8 A-h

**Configuración de la protección:****Función 51**

Curva característica	: IEC normalmente inversa
Pickup	: 30
Dial (TMS)	: 0.06
Numero operaciones	: 1

**Función 50**

Pickup	: 480
Retardo	: 0.02

**Función 51N**

Curva característica	: IEC normalmente inversa
Pickup	: 10
Dial (TMS)	: 0.06
Numero operaciones	: 1

**Función 50N**

Pickup : 180

Retardo : 0.02

Estos parámetros de ajustes de protección eléctrica, son plasmados gráficamente en diagramas coordinación de protección según el ANEXO 09: En los Apéndices A, B y C del Anexo 09: Coordinación de protección del alimentador TA02, TA03 y TA04 respectivamente, se muestran los intervalos de tiempo de coordinación entre los dispositivos de protección. En los diagramas también, se han incluido las curvas de daño del transformador de potencia y de los transformadores de distribución, estos últimos son protegidos por fusibles chicote tipo K. Así mismo, se han considerado fusibles tipo K de 100A, para los tramos de la salida de los alimentadores hasta las primeras celdas de interrupción, con fines proteger al transformador de potencia y disminuir la zona interrumpida.

En la figura 4.11 y 4.12, se muestra los ajustes de protecciones realizados en campo del relé RE03TA02.

#### **Figura 4.11**

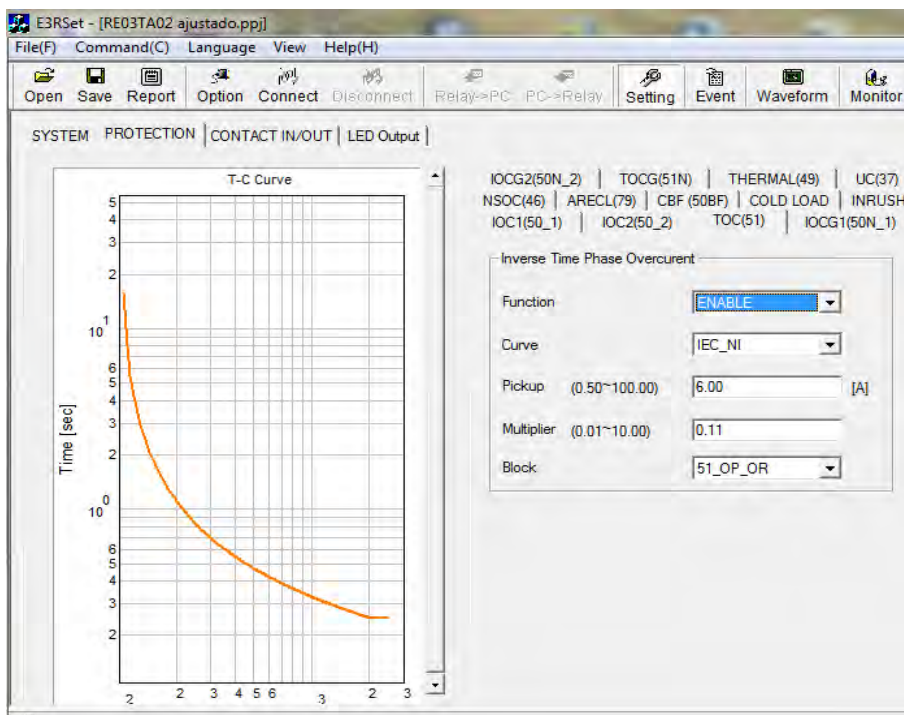
*Conexión física del relé RE03TA02 al computador*



Fuente: Elaboración propia

**Figura 4.12**

*Configuración del relé RE03TA02 con software*



Fuente: Elaboración propia

Con el estudio de coordinación de protecciones eléctricas, se logró ajustar las protecciones eléctricas de los relés RE03TA02 (PNC PACE100) y del recloser REC01TA02 (SEL 351R-2).

## CAPITULO V INTEGRACIÓN DE RELÉ DEL INTERRUPTOR y RECLOSER USANDO PROTOCOLO IEC 60870-103 y DNP3

### 5.1. Integración del relé PNC PACE100 del interruptor instalado en AMT TA02, usando el protocolo IEC 60870-103 al SCADA

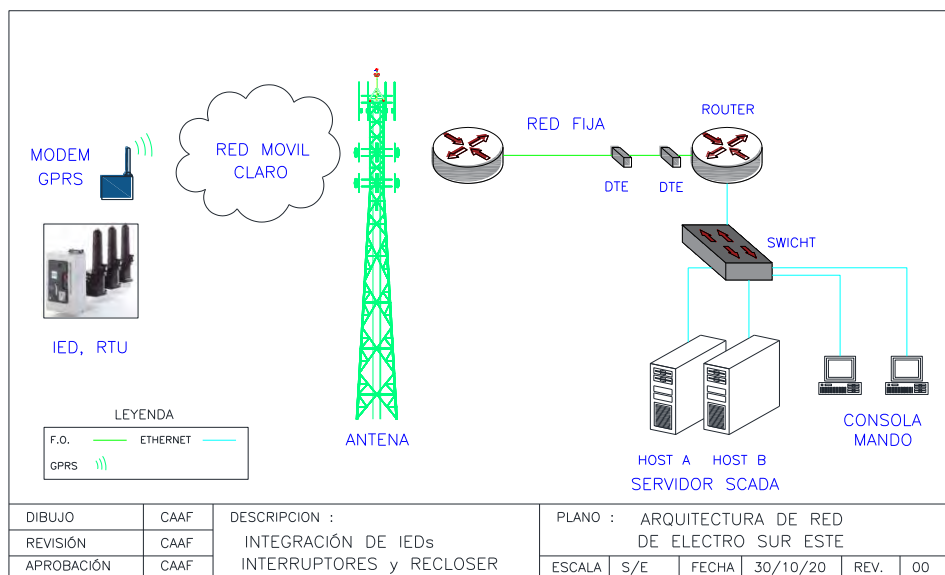
#### 5.1.1. Arquitectura de red planteada

El diseño de redes de comunicaciones debe tener una arquitectura sencilla y fácil de entender. En la figura 5.1, se plantea la arquitectura de red para la integración de los relés de interruptores y recloser al SCADA del Centro de Control de Electro Sur Este.

La transmisión de datos de los IEDs y RTU, inicia con el proceso de comunicación del IED hacia modem GPRS, este modem envía la información hacia la estación de telefonía móvil más cercano, luego de este proceso en la nube (internet), los datos son transmitidos a través de fibra óptica desde la estación central de telefonía hacia el router del cliente (Electro Sur Este), posteriormente se envían los datos mediante cable ethernet hacia el servidor y al consola de mando de SCADA.

**Figura 5.1**

*Arquitectura de red planteada*



Fuente: Elaboración propia.



La comunicación de datos de los relés PNC modelo PACE100 hacia el SCADA, solamente es posible a través de puerto serial RS485, una solución es el radio modem del fabricante Moxa, modelo Oncell-G3150A, que admite una comunicación serial RS232, RS485 y ethernet, como de la figura 5.2.

**Figura 5.2**

*Diagrama de conexión relé PNC PAE100 a modem mediante RS485*



Fuente: Elaboración propia.

La comunicación serial RS485, permite una transmisión de datos hasta 4km aproximadamente. Así mismo, los relés PNC PACE100, están implementados con los protocolos IEC60870-103 y MODBUS, y cuando estos relés se encuentran a distancias muy largas a la ubicación del SCADA, estos protocolos no permiten su integración, solo el protocolo DNP3 está diseñado para esta interoperabilidad, por lo tanto los relés PNC PACE100 requieren de conversor de protocolos o un RTU para su integración.

## **5.2. Integración del relé SEL351R-2 del recloser instalado en AMT TA02 usando el protocolo DNP3 al SCADA**

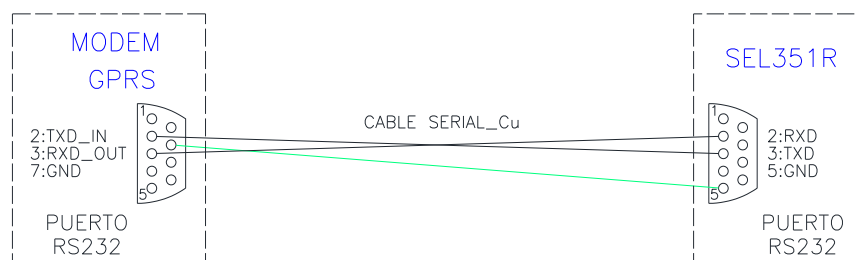
### **5.2.1. Comunicación entre el IED y modem**

La comunicación de datos de los relés SEL modelo 351R2 hacia el SCADA, es posible a través del puerto serial RS232 (EIA-232), la comunicación serial RS232 permite la transmisión de datos entre dispositivos cercanos.

Por otra parte, los modem que se plantean en la arquitectura de integración tienen un puerto serial RS232, RS485 y puerto ethernet (puerto RJ45). Entonces la transmisión de datos será entre los puertos seriales del relé y modem. En la figura 5.4, se diseña un diagrama de conexión entre el relé y el modem para transmisión de datos entre puertos seriales RS232.

**Figura 5.3**

*Diagrama de conexión relé SEL351R a modem mediante RS232*



Fuente: Elaboración propia

### 5.2.2. Configuración de protocolo DNP3

El relé SEL351R2, soporta el protocolo DNP3 en modo esclavo, para el acceso a datos de medición, protección, monitoreo de estado de interruptor y otros. Este relé admite la reasignación de puntos DNP en modos de operación. Modo estándar hacia atrás y compatibilidad en multiplataforma (DNP) y modo extendido para establecer más características y variables particulares (DNPE).

El relé está implementado con una base de datos del protocolo DNP3, el cual establece una tabla de objetos y variables, cada objeto con su correspondiente variable. Así mismo, define un mapa de datos DNP, en los cuales cada tipo de objeto definido es codificado por índices, finalmente los índices definen los bits de la palabra de relé (relay word bits), entonces para cada palabra de relé (datos de medición, protección, monitoreo de estado de interruptor y otros) habrá un índice diferente.

Para configurar el mapa DNP del relé SEL351R mediante comandos DNP, este mapa esta compuesto por 02 listas de índices, uno para índices analógicos (30 y 32) y el otro para índices binarios (1 y 2).

**Configuración puerto.** La configuración del puerto se realiza para el modo de operación extendido (DNPE).

**Tabla 5.1**

*Configuración para operación en modo extendido*

<b>Descripción de la etiqueta</b>	<b>Valor</b>
Protocol (PROTO)	DNPE
Baute rate (SPEED)	9600
DNP Address (DNPADR)	1
DNP Time Offset (DNPTOF)	0
Time-set request interval (TIMERQ)	0
Class for analog event data (CLASSA)	2
Class for binary event data (CLASSB)	2
Class for counter event data (CLASSC)	2
Currents scaling	1
Voltages scaling DECPLV	1
Miscellaneous data scaling DECPLM	2
Select/Operate time-out interval STIMEO	30
Number of data-link retries DRETRY	2
Data Link Time-out interval DTIMEO	5
Minimum Delay from DCD to transmission MINDLY	0.05
Maximum Delay from DCD to transmission MAXDLY	0.1
Transmission delay from RTS assertion PREDLY	OFF
Post-transmit RTS deassertion delay PSTDLY	0
Allow Unsolicited Reporting UNSOL	N
Enable unsolicited messages on power-up PUNSOL	Y
Address of master to Report to REPADR	1024
Number of events to transmit on NUMEVE	10
Seconds until oldest event to transmit on AGEEVE	2
Seconds to event message confirm time-out ETIMEO	10
Maximum number of retry attempts at ETIMEO interval URETRY	3
Offline time-out for confirmation of unsolicited message UTIMEO	2
Maximum Response Fragment Size RESPSZ	2048
Analog Input Change Reporting ACHRPT	ALL

Fuente: Manual del relé SEL 351R-2 - Elaboración propia

## Configuración de mapa analógico y binario

### Mapa analógico

0::2 2::2 4::2 6::2 8::10 10::10 12::10 31:3 35:3 39 40 123 125 127

I<sub>A</sub>, I<sub>B</sub>, I<sub>C</sub>, I<sub>N</sub>, V<sub>A</sub>, V<sub>B</sub>, V<sub>C</sub>, P<sub>3ø</sub>, Q<sub>3ø</sub>, pf<sub>3ø</sub>, f, V<sub>AB</sub>, V<sub>BC</sub>, V<sub>CA</sub>

### Mapa binario

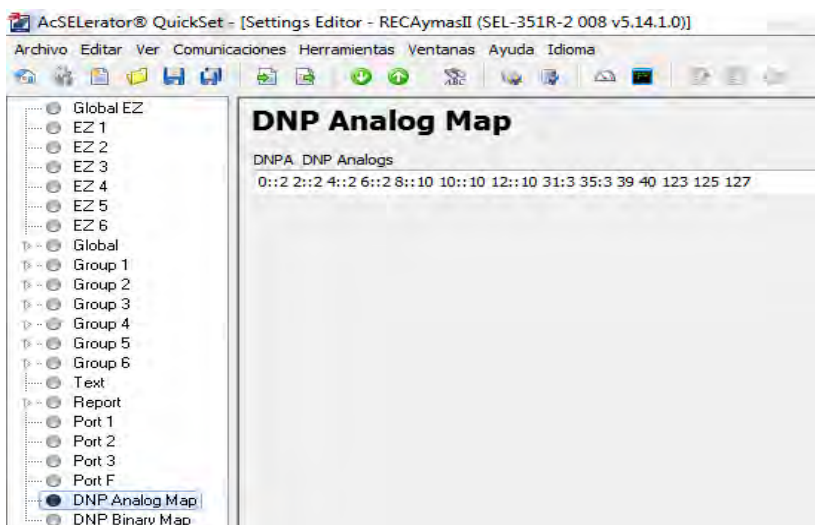
28 29 30 31 55 201 202 205 206 207 258 271 1000 1002 1003 1004 1005 1006 1007 1008

1009 1010 1011 1012 1013 1014 1015 1021 1022

51P1, 50C, 50B, 50A, 50P1, LT7, LT6, LT3, LT2, LT1, 52A, ZLIN, leds de panel frontal de relé desde reset (1015) hasta 81 (1000), diagnostico de falla de relé, diagnostico de advertencia de relé. En la figura 5.4 se puede ver la configuración de índices analógicos en el recloser RC1015.

**Figura 5.4**

*Configuración de índices analógicos RC1015*



Fuente: Elaboración propia

### 5.2.3. Configuración de modem

Esta configuración establece comunicación entre el modem y la nube (internet), a través de puertas de enlace de comunicación IP (Gateways) de celulares. El dispositivo radio modem

a ser utilizado para este enlace de comunicación es el OnCell G3150A del fabricante Moxa. Este dispositivo tiene principalmente 02 formas de configurar, uno a través de la consola web y el otro a través de los puertos serial y ethernet. Para nuestro estudio, la configuración lo realizaremos a través del puerto ethernet, el primer paso es la configuración básica de la plataforma OnCellG3150A y el segundo paso la configuración de la red celular.

### **Configuración de plataforma OnCellG3150A**

#### **Configuraciones básicas**

Server settings : Nombre y ubicación del servidor (libre)

Time settings : Zona horaria y fecha

#### **Configuraciones de red**

Configuración básica de red

IP configuration : Static

IP Address : 192.168.127.254 (default del modem)

Netmask : 255.255.255.0 (default del modem)

Gateway : Libre

WINS function : enable

WINS server : Libre

LAN speed : auto

#### **Configuración de la red celular**

Configuración de GPRS

TCP/IP Compression : Disable

Inactivity time : 0

Link quality report : Disable

Username : Libre

Password : Libre

APN : else.claro.pe  
Connection control : Always On/None  
Connection interval : 5  
Ping remote host : Libre

### **Configuración de direcciones IP del recloser**

Se habilita la configuración del servidor virtual.

Se ingresa IP del recloser REC01TA02 (RC1015) y los puertos del recloser (20000), DNP3, gestión de CMS (5000) y del modem MOXA G3150A (80).

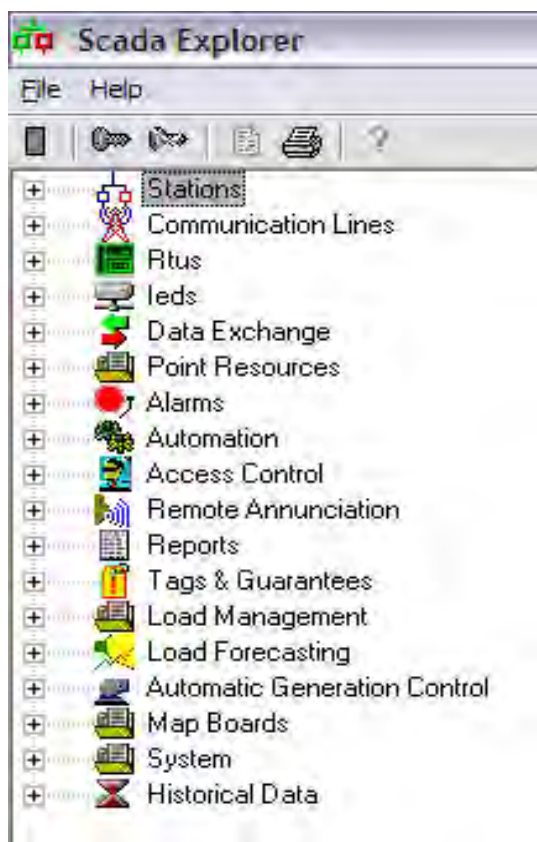
### **Configuración de guaralink**

Se habilita guaralink para configurar gateway del servidor (IP de chip del modem)

Register to network timeout : 10  
PPP retry count : 3  
DNS/Ping remote host 1 : 10.24.15.XX

#### **5.2.4. Configuración de sistema SCADA**

El objetivo es la configuración de base datos SCADA e interfaz gráfica Survalent para los dispositivos RTU e IEDs, con lo cual se logrará tener el control y mando de los equipos de campo a través del centro de control de Electro Sur Este. Por otra parte damos a conocer la estructura de organización de SCADA Explorer.

**Figura 5.5***Estructura de SCADA Explorer*

Fuente: Elaboración propia

**Las estaciones:** Son una agrupación de puntos lógicos, entonces sirven para agrupar varias RTUs. Por otra parte estas estaciones organizan alarmas y reportes. Su estructura es jerárquica basado en 03 niveles.

Nivel 1. Nombra al cliente o zona (ESE), la estación madre nivel 1, contiene 03 estaciones madre nivel 2.

Nivel 2. Representan el lugar geográfico (APU)

Nivel 3. Nombra los interruptores y recloser, estas estaciones contienen señales analógicas y digitales de los dispositivos de campo.

## Configuración de estaciones (Puntos de estado y analógicos)

**Figura 5.6**

*Configuración general de puntos de estado*

The screenshot shows the 'Status Point' configuration window with the 'General' tab selected. The window title is 'Status Point'. The tabs are 'General', 'Telemetry', and 'Alarms'. The configuration fields are as follows:

- Station: TA02\_SEL\_RC\_1015\_ (dropdown)
- Name: 51 (text field)
- Description: Disparo por Sobrecorriente Temporizada (text field)
- Status Of: (empty text field)
- User Type: SEL351R-2 (dropdown)
- Device Class: Momentary (dropdown)
- Zone Group: AllZones (dropdown)
- Command-State: OffOn (dropdown)
- Lockout Point: <None> (dropdown)
- Lockout Timer, sec: 0 (spin box)
- Privilege Mode:
- Disturbance:
- Outage:
- SCS Enabled:
- No Manual Set Flag:
- Event Data Recording:
- SOE Event:
- No Redundant Controls:
- Control Password Required:

Fuente: Elaboración propia

**Figura 5.7**

*Configuración de telemetría de puntos de estado*

The screenshot shows the 'Status Point' configuration window with the 'Telemetry' tab selected. The window title is 'Status Point'. The tabs are 'General', 'Telemetry', and 'Alarms'. The configuration fields are as follows:

- Input section:
  - RTU: RTU\_RC\_1015 (dropdown)
  - ComLine: CL\_RC\_1015 (text field)
  - Protocol: DNP (dropdown)
  - Point #: 24 (spin box)
  - Object Type: 1: Binary Input (dropdown)
  - Format: Single Bit, Normal Processing (dropdown)
- Control section:
  - Control-0:  Object Type: <None> (dropdown)
  - Control-1:  Object Type: <None> (dropdown)
- Control Interval: (spin box)
- Value, ties: 0 (spin box)
- Point: <None> (dropdown)
- Permissions: (button)
- Response Timeout, sec: 0 (spin box)
- Multiple Status Change Validation: (text field)

Buttons: OK, Cancel

Fuente: Elaboración propia



**Figura 5.8***Configuración general de puntos analógicos*

The screenshot shows the 'Analog Point' configuration dialog box with the 'General' tab selected. The fields are as follows:

- Station: TA02\_SEL\_RC\_1015\_
- Name: 3KW
- Description: kW Total
- User Type: SEL351R-2
- Device Class: Analog
- Zone Group: AllZones
- Enumeration: <None>
- Privilege Mode:
- Event Data Recording:
- Disturbance:
- SOE Event:
- Scale Factor: 0.1
- Exception Window: 0
- Offset: 0
- Rollover: 0
- Clamp: 0
- Jog Amount: 0
- Engineering Units: KW
- Flush: TLALog controlled

Buttons: OK, Cancel

Fuente: Elaboración propia

**Figura 5.9***Configuración de telemetría de puntos analógicos*

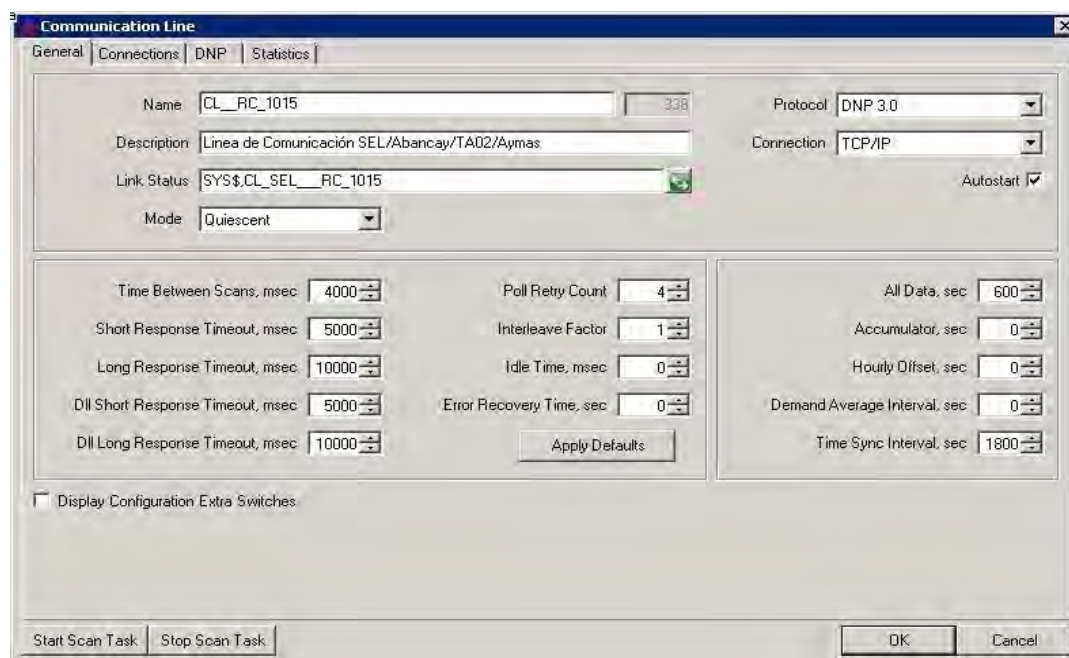
The screenshot shows the 'Analog Point' configuration dialog box with the 'Telemetry' tab selected. The fields are as follows:

- Input: RTU
- ComLine: CL\_RC\_1015
- Protocol: DNP
- Point #: 4
- Object Type: 30: Analog Input, do not download deadband
- Address:  Address
- Format: 1: Scale, Clamp to zero if value within zero-clamp deadband, store in database

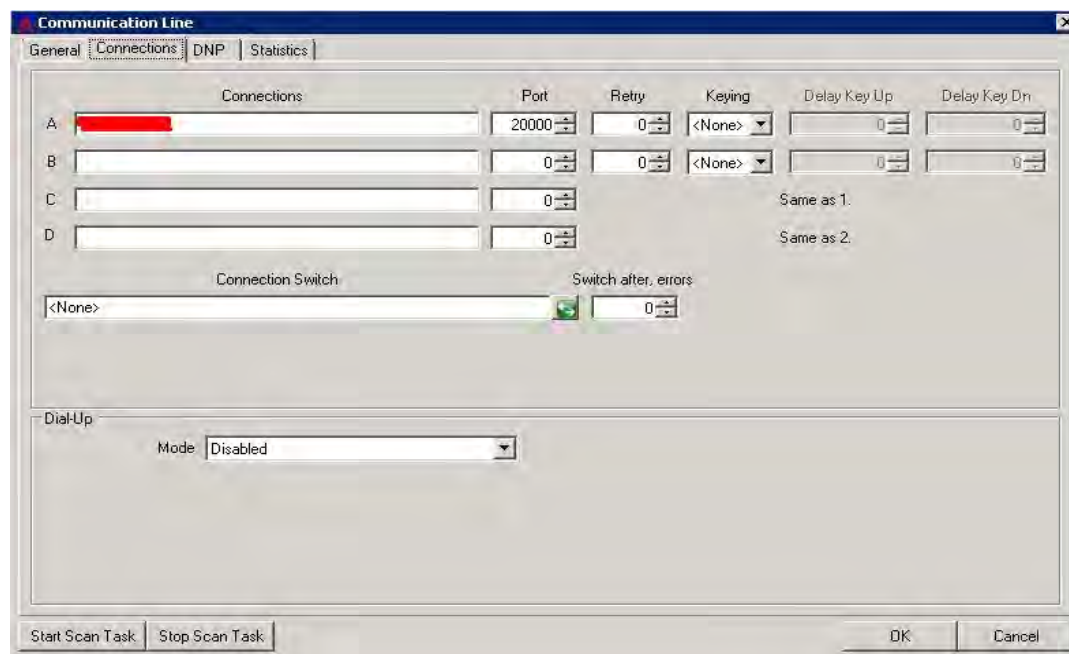
Fuente: Elaboración propia

**Las líneas de comunicación:** Son elementos de la base de datos configurable para establecer comunicación entre el SCADA y el RTU.

### Configuración de líneas comunicación

**Figura 5.10***Configuración general de línea de comunicación*

Fuente: Elaboración propia

**Figura 5.11***Configuración conexiones de línea de comunicación*

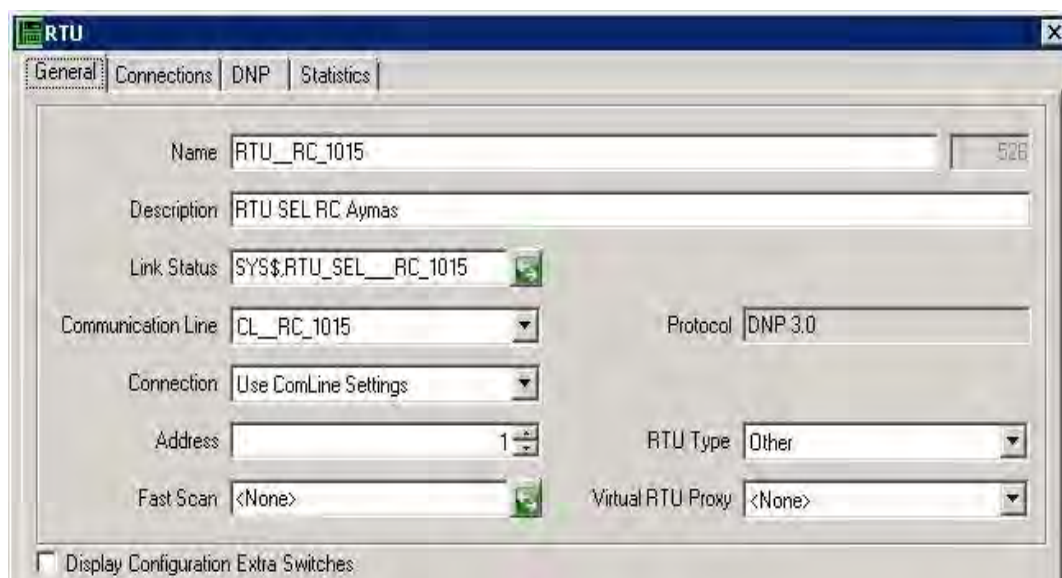
Fuente: Elaboración propia

**Los RTUs:** Son elementos de la base de datos, dentro de la RTU se crean las IEDs.

### Configuración de RTUs

**Figura 5.12**

*Configuración general de la RTU*



The image shows a software window titled "RTU" with a tabbed interface. The "General" tab is selected. The window contains the following fields and controls:

- Name:** RTU\_RC\_1015 (with a small "526" label to the right)
- Description:** RTU SEL RC Aymas
- Link Status:** SYS\$,RTU\_SEL\_\_RC\_1015 (with a green status icon)
- Communication Line:** CL\_RC\_1015 (dropdown menu)
- Protocol:** DNP 3.0
- Connection:** Use ComLine Settings (dropdown menu)
- Address:** 1 (spin box)
- RTU Type:** Other (dropdown menu)
- Fast Scan:** <None> (with a green status icon)
- Virtual RTU Proxy:** <None> (dropdown menu)

At the bottom left, there is a checkbox labeled "Display Configuration Extra Switches" which is currently unchecked.

Fuente: Elaboración propia

## CAPITULO VI ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN

### 6.1. Introducción

En los análisis de los resultados se verifican los logros de la hipótesis y los objetivos de la investigación, para el cual se desarrollan los cálculos de los indicadores de la calidad de suministro eléctrico, con los ajustes de protección e integración de los relés al SCADA ya implementados y desestimando las interrupciones causadas por las fallas en circuitos de derivación que afectaron al alimentador principal. Este análisis evalúa la influencia de las interrupciones de suministro eléctrico, el estudio de coordinación de protecciones, uso de protocolos de comunicación para la integración de los relés al SCADA.

### 6.2. Análisis actual de los indicadores de calidad de suministro

#### 6.2.1. Cálculo de indicadores de calidad de suministro eléctrico

Para los cálculos de energía no suministrada, compensaciones y lucro cesante se realiza de acuerdo a los criterios de indicados por la norma técnica de calidad de servicios eléctricos aprobado por DS N° 020-97-EM.

**Demanda teórica por usuario.** En la Tabla 6.1 se realiza el cálculo aproximado de la demanda teórica de energía eléctrica por usuario.

**Tabla 6.1**

*Demanda teórica de energía eléctrica por usuario*

AMT	Max. Demanda (kW)	N° Usuarios	Demanda/Usuario (kW/Usuario)
TA02	2100	7073	0.30
TA03	2000	6486	0.31
TA04	2150	6677	0.32
Total	6250	20236	0.31

Fuente: Electro Sur Este - Elaboración propia

**Calculo de compensación.** Se realiza tomando en cuenta los indicadores de calidad de suministro, tolerancias en el número y duración de las interrupciones de suministro eléctrico.

Los datos de inicio y fin de interrupciones obtenemos del listado de interrupciones 2020 para el segundo semestre del Anexo 01. En el alimentador TA02 y en sus secciones de línea de MT, se registraron 08 interrupciones con una duración de 23.60 horas, en el alimentador TA03 se registraron 05 interrupciones con una duración de 20.77 horas y en el alimentador TA04 se registraron 04 interrupciones con una duración de 08 horas. De aquí establecemos según las tolerancias establecidas en la NTCSE, Asumiendo que el alimentador TA02 ha excedido las tolerancias, entonces los cálculos de las compensaciones se realizan para este alimentador.

**Tabla 6.2**

*Cálculo de compensación por interrupción*

<b>Datos generales de la interrupción 1002000367</b>		
Inicio de la interrupción	21/07/2020 13:11	h
Fin de la interrupción	21/07/2020 13:33	h
Tipo de interrupción:	No Programada	
Potencia (P):	735.32	KW
Factor de carga (Fc):	1	
Tiempo interrupción (T) :	0.37	h
Energía :	269.62	kW.h
Tipo cambio	3.4928	fecha: 21/07/2020 (Fuente: SBS)
<b>Tolerancias y cálculo</b>		
N' : Tolerancia	6	Interrupciones/semestre
D' : Tolerancia	10	horas/semestre
K : Factor	1	No Programada
N = (indicador número )	7.00	
D = (indicador duración )	10.37	
n = (factor número )	0.17	
d = (factor duración )	0.04	
E : Factor que se aplica por calidad de suministro (Interrupciones) - NTCSE		
E =	1.20	
ENS (energía no suministrada)	118.27	kwh
e : Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro		
e : 0.35 \$/kW.h		
Costo de compensación por Interrupción	49.81	\$/.
Costo Total SOLES :	173.98	S/.

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 6.3***Compensación por suministro 2do Semestre 2020 (sin implementación)*

Código NTCSE	Duración (hrs)	Potencia (kW)	Energía (kWh)	N	D	Factor E	Factor ENS	Compensación (S/.)
1002000367	0.37	735.32	269.62	1.00	0.37	1.20	118.27	173.98
1002000393	2.12	738.72	1563.62	0.50	1.06	1.19	790.15	1148.66
1002000444	0.50	183.29	91.64	0.50	0.13	1.10	39.49	52.90
1002000484	1.22	711.52	865.68	0.50	0.30	1.11	391.52	533.07
1002000543	1.08	994.95	1077.86	0.50	0.27	1.11	483.08	655.76
1002000767	9.02	698.85	6301.26	0.50	2.25	1.31	5153.50	8245.20
1002000768	0.50	503.81	251.91	0.50	0.13	1.10	108.53	145.40
1002000771	8.80	121.16	1066.23	0.50	2.20	1.30	855.79	1363.52
Total	23.60	4687.62	11487.82	4.50	6.70	9.42	7940.32	12318.48

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 6.3, encontramos la energía total no suministrada (ENS) por la interrupciones en el segundo semestre de 2020 es 7940.32kWh y el lucro cesante o monto no percibido por el suministrador a causa de las interrupciones es S/. 12318.48.

Los indicadores de calidad de suministro, número de interrupciones por cliente N es 4.50 y la duración ponderada de interrupciones por cliente D es 6.70.

### 6.2.2. Indicadores de performance de calidad de suministro eléctrico.

Los indicadores SAIDI y SAIFI, se calculan por sistema eléctrico (SE0035) con los datos de las interrupciones de suministro eléctrico del año 2020, extraídos del Anexo 01.

**Tabla 6.4***SAIDI y SAIFI 2020*

Código NTCSE	Duración (horas)	Usuarios Afectados	SAIDI	SAIFI
1002000041	1.25	347	0.02	0.02
1002000113	4.88	1687	0.41	0.08
1002000311	1.72	183	0.02	0.01
1002000326	0.60	2169	0.06	0.11
1002000367	0.37	2379	0.04	0.12
1002000393	2.12	2390	0.25	0.12
1002000444	0.50	593	0.01	0.03
1002000484	1.22	2302	0.14	0.11

1002000543	1.08	3219	0.17	0.16
1002000767	9.02	2261	1.01	0.11
1002000768	0.50	1630	0.04	0.08
1002000771	8.80	392	0.17	0.02
1002000255	0.30	1081	0.02	0.05
1002000509	2.08	713	0.07	0.04
1002000512	1.37	2621	0.18	0.13
1002000749	7.98	1768	0.70	0.09
1002000770	8.00	714	0.28	0.04
1002000813	1.33	714	0.05	0.04
1002000032	1.10	10041	0.55	0.50
1002000392	1.78	3237	0.29	0.16
1002000483	3.22	3656	0.58	0.18
1002000510	2.50	6460	0.80	0.32
1002000511	0.50	5863	0.14	0.29
Total			5.99	2.79

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 6.4, se verifica que los indicadores de performance de calidad de suministro, sin la implementación de ajuste de protecciones e integración de relés al SCADA son, SAIDI 5.99 horas de interrupción por cliente y SAIFI 2.79 interrupciones por cliente.

### 6.3. Mejora de la calidad de suministro eléctrico

Para discernir esta hipótesis verificamos los resultados de los ajustes de protecciones eléctricas y los resultados de la integración de relés de protección al SCADA.

#### **Resultado de ajuste de protecciones en los relés de los interruptores**

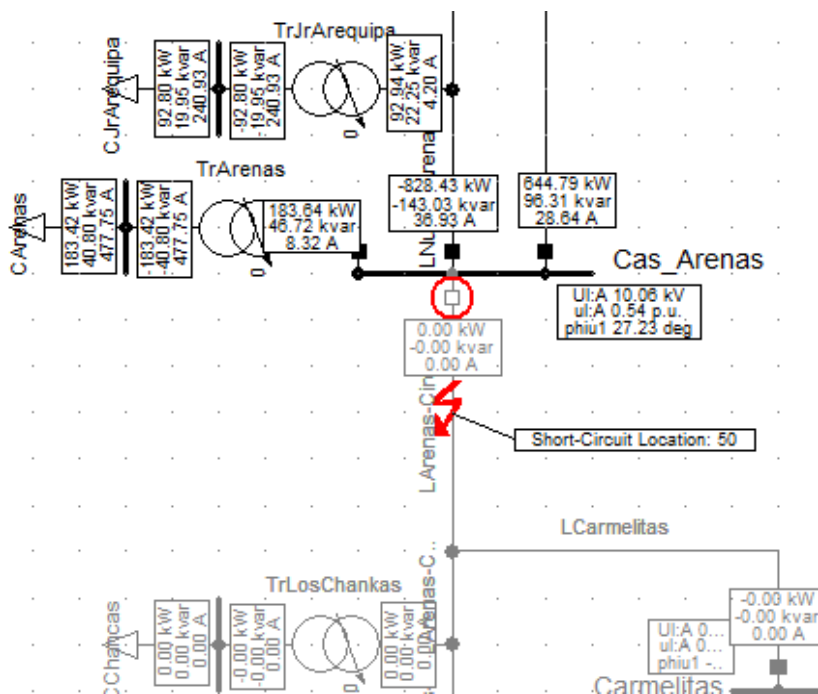
Con los ajustes de protecciones eléctricas realizados en el capítulo 4, se generan eventos de fallas eléctricas en el software digsilent para el AMT TA02.

#### **Evento de falla trifásica a 50% de la línea LArenas-Circunvalación:**

La figura 6.1 y figura 6.2, muestra los resultados del evento de falla trifásica.

**Figura 6.1**

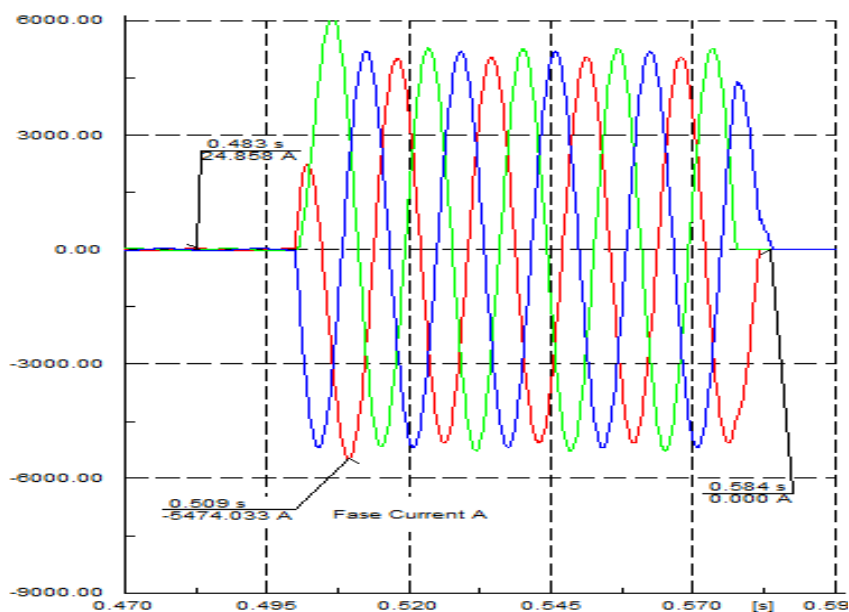
*Evento de falla trifásica*



Fuente: Elaboración propia

**Figura 6.2**

*Oscilografía de falla trifásica*



Fuente: Elaboración propia



En la figura 6.1, el interruptor del relé RE02TA02 apertura la sección con falla en la línea LArenas-Circunvalación a los 0.584 s. con esta apertura la falla trifásica queda despejada.

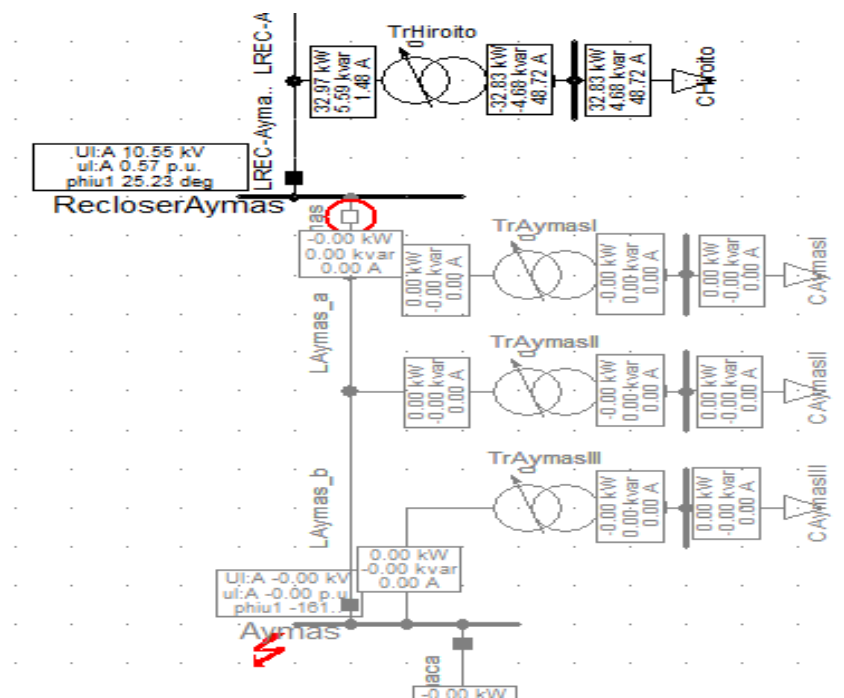
En la figura 6.2, la oscilografía muestra que la falla inicia a los 0.5 s. alcanzando un valor máximo de 5474.03 A. en la fase A y queda despejada a los 0.584 s por el interruptor del relé RE02TA02.

### Evento de falla monofásica en la barra de Aymas:

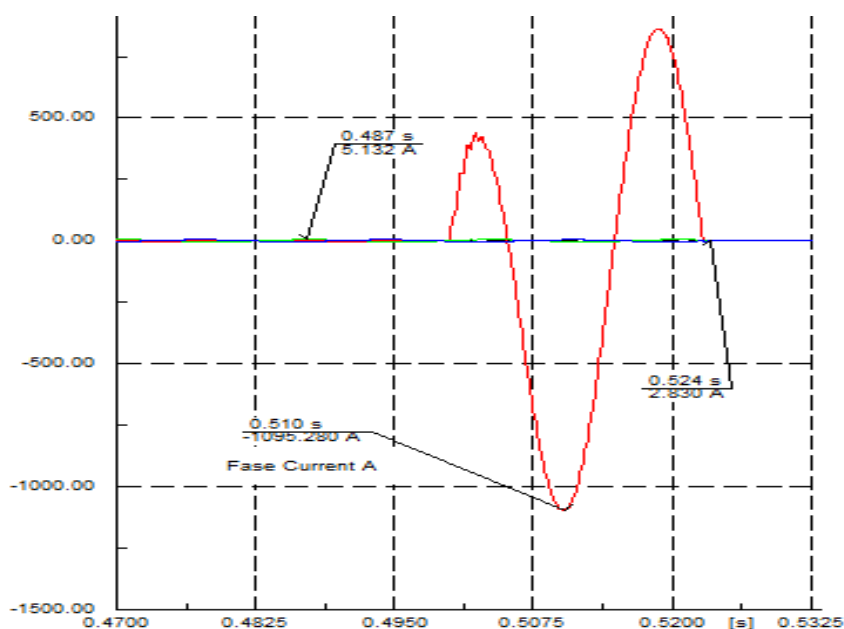
La figura 6.3, muestra los resultados del evento de falla monofásica.

**Figura 6.3**

*Evento falla monofásica*



Fuente: Elaboración propia

**Figura 6.4***Oscilografía falla monofásica*

Fuente: Elaboración propia

En la figura 6.3, el recloser RC1015 apertura la sección con falla en el nodo de Aymas a los 0.524 s. con esta apertura la falla monofásica queda despejada.

En la figura 6.4, la oscilografía muestra que la falla inicia a los 0.5 s. alcanzando un valor máximo de 1095.28 A. en la fase A y queda despejada a los 0.524 s por el recloser RC1015 del TA02.

Estas graficas evidencian que el estudio de coordinación de protecciones y el ajuste de los parámetros de protección (CMO, Tap de relé, dial TMS y curva de operación) es adecuado y que las interrupciones de suministro ya no afectan el alimentador principal y los cálculos de los indicadores de calidad, serán solamente para los usuarios que se encuentran dentro de la sección fallada.

### **Resultado de integración de los relés al SCADA**

Se integra el relé de protección SEL351R-2 del recloser RC1015 al SCADA

### Relés SEL351R-2 del recloser RC1015:

La figura 6.5, muestra los resultados de la configuración de radio modem MOXA OnCell G3150A en el recloser RC1015.

**Figura 6.5**

*Configuración de modem MOXA G3150A*



Fuente: Elaboración propia

Los resultados de las pruebas de integración del relé SEL 351R-2 muestran lo siguiente:

- Se logró transferir datos del relé SEL 351R-2 al modem Moxa OnCell G3150A, el mismo que se evidencia con la lectura de parámetros configurados en el mapa DNP3 del relé.
- Se logra lecturar los parámetros de estado (abierto, cerrado) del recloser RC1015, en la consola de mandos de SCADA.

#### **6.3.1. Mejora de los indicadores de calidad de suministro**

Se calculan los nuevos indicadores, con los nuevos ajustes de protecciones implementados e integrados al SCADA. El término implementado, en adelante significa que sea implementado los ajustes de protecciones eléctricas y sea integrado los relés al SCADA.

**Tabla 6.5***Compensación por suministro 2do Semestre 2020 (implementado)*

Código NTCSE	Duración (hrs)	Potencia (kW)	Energía (kWh)	N	D	Factor E	Factor ENS	Compensación (S/.)
1002000393	2.12	738.72	1563.62	0.50	1.06	1.19	790.15	1148.66
1002000444	0.50	183.29	91.64	0.50	0.13	1.10	39.49	52.90
1002000484	1.22	711.52	865.68	0.50	0.30	1.11	391.52	533.07
1002000543	1.08	994.95	1077.86	0.50	0.27	1.11	483.08	655.76
1002000767	9.02	698.85	6301.26	0.50	2.25	1.31	5153.50	8245.20
1002000768	0.50	503.81	251.91	0.50	0.13	1.10	108.53	145.40
1002000771	8.80	121.16	1066.23	0.50	2.20	1.30	855.79	1363.52
Total	23.23	3952.30	11218.20	3.50	6.34	8.22	7822.06	12144.51

Fuente: Elaboración propia

De las Tablas 6.3 y 6.5, se evalúa la mejora de los indicadores de calidad de suministro en el alimentador TA02 para el segundo semestre de 2020:

- El número de interrupciones por cliente N, ha disminuido de 4.50 a 3.50.
- La duración ponderada de interrupciones por cliente D, ha disminuido de 6.70 a 6.34.
- Las compensaciones por calidad de suministro, han disminuido de S/. 12318.48 a S/. 12144.51.

De la Tabla 1.2 interrupciones no programadas en el año 2020, en el segundo semestre del mismo año, 02 fallas se pudieron sectorizar y anualmente 04 fallas, con lo cual los indicadores de calidad de suministro muestran una mejoría a un mayor.

### **6.3.2. Mejora de los indicadores de performance de la calidad de suministro**

Se calcula los nuevos indicadores SAIDI y SAIFI con los nuevos ajustes de protecciones implementados e integrados al SCADA.

**Tabla 6.6***Cálculo de SAIFI y SAIDI 2020 (implementado)*

<b>Código NTCSE</b>	<b>Duración (horas)</b>	<b>Usuarios Afectados</b>	<b>SAIDI</b>	<b>SAIFI</b>
100200041	1.25	347	0.02	0.02
1002000113	4.88	1687	0.41	0.08
1002000311	1.72	183	0.02	0.01
1002000326	0.60	2169	0.06	0.11
1002000393	2.12	2390	0.25	0.12
1002000444	0.50	593	0.01	0.03
1002000484	1.22	2302	0.14	0.11
1002000543	1.08	3219	0.17	0.16
1002000767	9.02	2261	1.01	0.11
1002000768	0.50	1630	0.04	0.08
1002000771	8.80	392	0.17	0.02
1002000509	2.08	713	0.07	0.04
1002000512	1.37	2621	0.18	0.13
1002000749	7.98	1768	0.70	0.09
1002000770	8.00	714	0.28	0.04
1002000813	1.33	714	0.05	0.04
1002000392	1.78	3237	0.29	0.16
1002000483	3.22	3656	0.58	0.18
1002000510	2.50	6460	0.80	0.32
1002000511	0.50	5863	0.14	0.29
<b>Total</b>			<b>5.39</b>	<b>2.12</b>

Fuente: Elaboración propia

De las Tablas 6.4 y 6.6, se evalúa la mejora del performance de la calidad de suministro eléctrico para el periodo del año 2020:

- El indicador SAIDI, ha disminuido de 5.99 a 5.39, en la duración media de interrupción por cliente.
- El indicador SAIFI, ha disminuido de 2.79 a 2.12, en la frecuencia media de interrupción por cliente.

La hipótesis calidad de suministro eléctrico, ha mejorado con la implementación de ajuste de protecciones en los relés, disminuyendo el número de interrupciones N de 4.50 a 3.50 y la frecuencia de interrupciones SAIFI ha disminuido de 2.79 a 2.12.

La hipótesis calidad de suministro eléctrico, ha mejorado con la integración de los relés al SCADA, toda vez que la duración ponderada de interrupciones D ha disminuido de 6.70 a 6.34 y la duración media de interrupciones SAIDI ha disminuido de 5.99 a 5.39.

### ***6.3.3. La calidad de suministro eléctrico del sistema de distribución de la ciudad de Abancay mejora con la sectorización de las fallas eléctricas***

Las fallas eléctricas ocurridas en las derivaciones de un alimentador son sectorizados por la actuación de equipos y elementos de protección debidamente ajustados y seleccionados, entonces los cálculos de los indicadores de calidad de suministro será solo para la zona afectada.

De la Tabla 1.2, interrupciones no programadas en el año 2020, de un total 11 fallas del sistema eléctrico de Abancay, 04 fallas se sectorizó, con lo cual el número de interrupciones N disminuye de 4.50 a 3.50 y la duración ponderada de interrupciones D disminuye de 6.70 a 6.34, por lo tanto se evidencia la mejora de la variable calidad de suministro eléctrico con la sectorización de fallas.

### ***6.3.4. Mediante un estudio de coordinación de protecciones eléctricas se implementa el ajuste de protecciones eléctricas en los relés de los interruptores y recloser***

El estudio de coordinación de protecciones eléctricas determina los parámetros de corriente mínima de operación (CMO), Tap de relé, dial TMS y curva de operación entre los relés para la función de sobre corriente y establece claramente los intervalos de operación entre los relés de protección. Del Anexo 09, el intervalo de tiempo de operación entre el relé RE01TA02 y el relé RE02TA02 es 0.25 seg. Así mismo el intervalo de tiempo de operación entre el relé RE02TA02 y el relé RE04TA02 es 0.24 seg. Este intervalo de tiempo, es el tiempo de coordinación entre las curvas de operación de los relés.

Por lo tanto los parámetros de ajuste de protecciones eléctricas se implementan bajo un estudio de coordinación de protecciones eléctricas.

#### **6.3.5. *Mediante la utilización de protocolos de comunicación se integra los relés al SCADA***

En el proceso de integración entre equipos de comunicación, la parte medular es el uso de los protocolos de comunicación. Esto consiste en configurar el puerto DNPE, Baud rate, dirección y otros para que el relé sea reconocido por otro dispositivo, posteriormente se requiere configurar entradas y salidas analógicas y digitales, para el envío y recepción de los datos requeridos como: Mando, estado abierto o cerrado, tensiones y corrientes por fase.

Por lo tanto, los protocolos de comunicación son el medio o lenguaje de comunicación para la interoperabilidad entre los dispositivos electrónicos o digitales, como los relés a los sistemas SCADA. Entonces los equipos de comunicación se integran utilizando los protocolos de comunicación.

En el capítulo 5, se ha demostrado la integración de los relés de protección de la marca SEL351R-2 al SCADA, utilizando los protocolos de comunicación.

## CONCLUSIONES

Las conclusiones referidas a los logros o metas de la investigación se indican:

- a) La calidad de suministro eléctrico ha mejorado en sus indicadores de calidad N de 4.50 a 3.50 interrupciones por cliente y D de 6.70 a 6.34 duración ponderada de interrupciones por cliente y; sus indicadores de performance de calidad de suministro SAIFI de 2.79 a 2.12 promedio de interrupciones por cliente y SAIDI de 5.99 a 5.39 duración promedio de interrupciones por cliente, esta mejora de la calidad se debe a la implementación de los parámetros de protección eléctrica de las funciones de sobre corriente (51,50, 51N y 50N) en los relés de protección y la integración de estos relés al SCADA, mediante los protocolos IEC60870-103 y DNP3 y dispositivos de comunicación como el modem celular.
- b) Toda falla proveniente de los circuitos de derivación y circuitos troncales aguas abajo de los relés de protección, son sectorizados por la actuación de los interruptores y fusibles de protección, en el año 2020 de las 11 fallas del sistema eléctrico SE0035, 04 fallas se sectorizan, en consecuencia la calidad de suministro eléctrico ha mejorado sus indicadores de calidad N de 4.5 a 3.5 y D de 6.70 a 6.34.
- c) Se han configurado los parámetros de ajustes de protecciones eléctricas (CMO, TMS, Curva de operación, tiempo) en los relés de sobre corriente del AMT TA02, mediante el estudio de coordinación de protecciones eléctricas que ha determinado los parámetros de ajuste de protección. Las configuraciones emplazadas quedaron para el relé del interruptor de la caseta de Av. Arenas RE03TA02 (función 51: I=6A, TMS=0.11, Curva IEC NI y función 50: I=60A, t=0.05 seg.) y en el recloser de Aymas RC1015 (función 51: I=30A, TMS=0.06, Curva IEC NI y función 50: I=480A, t=0.02 seg.).
- d) Mediante una arquitectura de red simple y comprensible, como el de la fig. 5.1, se ha establecido la comunicación entre el relé del recloser de Aymas RC1015 del AMT TA02



y el SCADA, donde el enlace de comunicación comienza en la configuración del protocolo DNP3 del relé, luego en la configuración del radio modem o router celular y finalmente en la configuración del SCADA. El uso del protocolo de comunicación, significa configurar el puerto DNPE, Baud rate, dirección y otros parámetros, para que el relé sea reconocido por otro dispositivo, posteriormente se configura entradas y salidas analógicas y digitales, para el envío de los datos requeridos como: Estado abierto o cerrado, tensiones y corrientes por fase al SCADA.

En el desarrollo de estudio de coordinación de protecciones, también se han obtenido algunas conclusiones técnicas:

- Para el cálculo de flujo de potencia de un sistema eléctrico desbalanceado de tipo radial, se aplican las ecuaciones generales de flujo de potencia, el cual considera los desequilibrios de carga, la resistencia es comparable con la reactancia, falta de transposición en la redes de distribución.
- En los sistemas eléctricos de media tensión en configuración delta, como el terciario delta del transformador de potencia de la SET Tamburco, es vital considerar un transformador o reactor zigzag en su diseño, con fines de detectar fallas a tierra, estos reactores al instante de producir una falla reemplazan al neutro (neutro ficticio). La impedancia de los transformadores y reactores zigzag son considerados para los cálculos de fallas a tierra.
- La potencia de cortocircuito máximo de 91.70 MVA, se manifiesta en la barra de la Caseta Junín, y los interruptores de potencia son de 36kV,  $I_{KSS} = 20\text{kA}$ ,  $S_{KSS} = 720\text{MVA}$ , con lo cual se concluye su sobredimensionamiento.

## RECOMENDACIONES

Las siguientes recomendaciones podrán ser implementadas en futuros estudios o cuando el administrador del sistema eléctrico lo considere conveniente:

- a) La corriente mínima de operación de fases CMO para la función 51 de los relés RE01TA02, RE01TA03 y RE01TA04, actualmente están configurados para operar a 240 Amp. Se sugiere levantar esta corriente a 300 Amp. Para lograr un buen margen de coordinación de protección entre los relés RE02TA03 y RE02TA04 que están configurados en 217.5 Amp. Para una transferencia de carga entre los alimentadores TA03 y TA04.
- b) Se sugiere levantar el dial de la función 51 de todos los relés principales de los alimentadores TA02, TA03 y TA04 a TMS = 0.19, puesto que los relés tienen establecido el dial en RE01TA03 (TMS = 0.14) y RE01TA04 (TMS = 0.17), para dar mayor margen de protección a los relés RE05TA03 y REC01TA04.  
  
Así mismo se sugiere levantar el tiempo de operación a 0.1 s. de la función 50 y 50N de los relés principales RE01TA03 y RE01TA04 que tienen establecido en 0.05 s. esto dará mayor margen de operación a los relés de aguas abajo para la función de tiempo definido.
- c) Se sugiere levantar el dial de la función 51N de todos los relés principales de los alimentadores TA03 y TA04 a TMS = 0.24, puesto que los relés tienen establecido el dial en RE01TA03 (TMS = 0.19) y RE01TA04 (TMS = 0.19), para dar mayor margen de protección a los relés RE05TA03 y REC01TA04.
- d) Para una completa integración de los equipos de campo (relés de interruptores y recloser) a un centro de control, se requiere la adquisición de equipos de comunicación (modem y accesorios) y contratar servicios de empresas especializadas en integración. En esta tesis se ha implementado solo en un recloser (REC01TA02 o RC1015 del AMT

TA02), faltarían los 13 relés PNC PACE100 de los interruptores de potencia y en 01 recloser SEL351R-2 (REC01TA04).

## **ANEXOS**

### **ANEXO 01**

Listado de interrupciones

### **ANEXO 02**

Diagramas unifilares

Apéndice A: Diagramas unifilares de los alimentadores TA02, TA03 y TA04

Apéndice B: Diagrama de impedancias del alimentador TA03

### **ANEXO 03**

Calculo de flujo de potencia sin transferencia de carga

Apéndice A: Flujo de potencia en el escenario de máxima demanda

Apéndice B: Flujo de potencia en el escenario de mínima demanda

### **ANEXO 04**

Calculo de cortocircuito sin transferencia de carga

Apéndice A: Cortocircuito trifásico en el escenario de máxima demanda

Apéndice B: Cortocircuito monofásico en el escenario de máxima demanda

Apéndice C: Cortocircuito trifásico en el escenario de mínima demanda

Apéndice D: Cortocircuito monofásico en el escenario de mínima demanda

### **ANEXO 05**

Calculo de flujo de potencia con transferencia de carga

Apéndice A: Flujo de potencia en el escenario de máxima demanda

Apéndice B: Flujo de potencia en el escenario de mínima demanda

### **ANEXO 06**

Calculo de cortocircuito con transferencia de carga

Apéndice A: Cortocircuito trifásico en el escenario de máxima demanda

Apéndice B: Cortocircuito monofásico en el escenario de máxima demanda

Apéndice C: Cortocircuito trifásico en el escenario de mínima demanda

Apéndice D: Cortocircuito monofásico en el escenario de mínima demanda

### **ANEXO 07**

Calculo de parámetros de coordinación de protección

Apéndice A: Parámetros de coordinación de protección para la función de sobre corriente de fases (51 y 50).

Apéndice B: Parámetros de coordinación de protección para la función de sobre corriente de fase a tierra (51N y 50N).

### **ANEXO 08**

Planilla de ajuste de protecciones

Apéndice A: Sobrecorriente de fases propuesto (51, 50)

Apéndice B: Sobrecorriente de fase a tierra propuesto (51N, 50N)

### **ANEXO 09**

Diagramas de coordinación de protección de los alimentadores TA02, TA03 y TA04

Apéndice A: Coordinación de protección del alimentador TA02

Apéndice B: Coordinación de protección del alimentador TA03

Apéndice C: Coordinación de protección del alimentador TA04

## BIBLIOGRAFÍA

- Alstom. (2011). *Manual de protocolo DNP3 Mx7x*. Levallois Perret: Mx7xD/ES/M/B.
- Anderson, P. M. (1973). *Analysis of faulted power system*. Nueva York: John Wiley & Sons.
- Bachmann Electronic GmbH. (2019). *Telecontrol protocols*. Rheinbach, Alemania: Bachmann Electronic GmbH.
- Curtis, K. (2005). *A DNP3 Protocol Primer*. Calgary, Canada: DNP Users Group.
- DGE. (2002). *Norma DGE – Terminología en electricidad*. Lima: R.M. N° 091-2002-EM/VME.
- DIT PERU. (2018). *Aplicación de protecciones*. Lima: DIT.
- Gordon Clarke, Deon Reynders. (2004). *Practical modern SCADA protocols. DNP3, 60870.5 and Related Systems*. Oxford: IDC Technologies.
- Hernández Sampieri, R. (2014). *Metodología de la investigación*. México D.F.: McGRAW-HILL / Interamericana Editores.
- IEC 60870-5-103. (1997). *Telecontrol equipment and systems, part 5-103. Transmission protocols – Companion standard for the informative interface of protection equipment*. Ginebra: IEC Publications.
- IEC 60909-4. (2000). *Short circuit currents in three phase a.c. systems, part 4. Examples for the calculation of short circuit currents*. Ginebra: IEC Publications.
- J. Grainger, W. Stevenson Jr. (1996). *Análisis de sistemas de potencia*. Mexico: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA DE MEXICO, S.A.
- John Park, Steve Mackay, Edwin Wright. (2003). *Practical data communications for instrumentation and control*. Oxford: IDC Technologies.
- Kinderman, G. (2012). *Protección de sistemas eléctricos de potencia Vol 1 (3era edición ed.)*. Florianapolis-SC: Geraldo Kinderman.
- Lazim Alzuhairi, Mohammed Tawfeeq. (2012). *Power system protection, Part V Overcurrent Protective Relays*. Nueva York: Tawfeeq.
- MEM/DGE. (1997). *Norma técnica de calidad de servicios eléctricos*. Lima: D. S. N° 020-97-EM.

- OSINERGMIN. (2004). *Resolución N° 074-2004-OS/CD "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos"*. Lima: GFE OSINERGMIN.
- P.M.Anderson. (1999). *Power system protection edition 1999 IEEE press power engineering series*,. N.J.: IEEE Press Editorial Board.
- PNC. (2014). *Manual del relé PNC PACE100*. Corea del Sur: P&C Technologies Co.
- SEL. (2002). *Manual del relé SEL 351R-2*. Washington: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
- Tafur Portilla, R. (1995). *La tesis Universitaria*. Lima: Mantaro.
- Torres Bardales, C. (2007). *Orientaciones básicas de metodología de la investigación científica*. Lima: Libros y Publicaciones.

# **ANEXO 01**

**Listado de interrupciones 2019 y 2020**



Listado de Interrupciones 2019

Fecha Inicio: 01/01/2018 Causa: Todos Tipo: Todos  
 Fecha Fin: 31/12/2019 Sucursal: Abancay Tipo Origen: Todos

Codigo Interrupcion	Codigo NTCSE	Causa	Tipo	Tipo Ubicacion Origen	Origen	Origen DE	FHInicio	FHFin	Clientes Afectados	Descripcion Origen	Tipo de Falla	Observación
2019100000000000081	1001900081	Contacto accidental con la linea	No Programada - Accion de terceros	Seccion de linea de MT	100001017	TA02	06/02/2019 10:00	06/02/2019 13:02	191	FUSIONA FUSIBLES EN EL NMT ESE100NMT010167 DEL TA02 DE LA SECCION DE LINEA ESE100SLI001017	Monofásica	Deriv. Ricardo Palma
2019100000000000114	1001900114	Impacto Vehicular	No Programada - Accion de terceros	Alimentador de MT	TA02	TA02	10/03/2019 20:15	10/03/2019 22:19	6747	APERTURA DEL INTERRUPTOR IN-121 DEL AMT TA-02 DESDE LA S.E. TAMBURCO POR FALLA BIFÁSICA ENTRE FASES "R" Y "S" QUE EVOLUCIONA A TRIFÁSICA 2538/2855/2728A	Bifásica	Deriv. Carmelitas
2019100000000000189	1001900189	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000054	TA02	07/04/2019 5:00	07/04/2019 17:00	1057	CAMBIO DE POSTES Y TENDIDO DE CONDUCTORES EN LA AV. ENRIQUE PELACH - INCLUYE APERTURA DE CUELLOS DE DERV, A LA SED1080	Corte programado	Corte programado
2019100000000000190	1001900190	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000054	TA02	07/04/2019 16:30	07/04/2019 17:00	982	CAMBIO DE POSTES Y TENDIDO DE CONDUCTORES EN LA AV. ENRIQUE PELACH - CIERRE DE CUELLOS DE DERV, A LA SED1080	Corte programado	Corte programado
2019100000000000204	1001900204	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000054	TA02	14/04/2019 6:11	14/04/2019 15:55	1056	EJECUCION DE TERMINACIONES E INSTALACION DE SECCIONADOR CUT-OUT EN LA AV. ENRIQUE PELACH	Corte programado	Corte programado
2019100000000000255	1001900255	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Seccion de linea de MT	100000054	TA02	14/04/2019 14:00	14/04/2019 15:55	982	CORTE DE EMERGENCIA EN LA AV. ENRIQUE PELACH Y CAMBIO DE POSTES Y TENDIDO DE CONDUCTORES EN AV. ENRIQUE PELACH	Emergencia	Emergencia
2019100000000000254	1001900254	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Seccion de linea de MT	100000054	TA02	14/04/2019 14:00	14/04/2019 15:55	1057	CORTE DE EMERGENCIA EN AV. ENRIQUE PELACH	Emergencia	Emergencia
2019100000000000306	1001900306	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000054	TA02	19/05/2019 6:01	19/05/2019 10:00	76	TENDIDO DE CONDUCTORES Y DESMONTAJE DE POSTES DE MT EN LA AV. ENRIQUE PELACH.	Corte programado	Corte programado
2019100000000000326	1001900326	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100001017	TA02	26/05/2019 11:30	26/05/2019 12:00	1146	RENOVACION DE REDES DE MT EN LOS SECTORES DE VERONICAYOC Y JUAN PABLO II - CIERRE DE CUELLOS	Corte programado	Corte programado
2019100000000000325	1001900325	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100001017	TA02	26/05/2019 6:31	26/05/2019 16:47	2042	RENOVACION DE REDES DE MT EN LOS SECTORES DE VERONICAYOC Y JUAN PABLO II	Corte programado	Corte programado
2019100000000000377	1001900377	Impacto Vehicular	No Programada - Accion de terceros	Alimentador de MT	TA02	TA02	14/06/2019 6:28	14/06/2019 7:54	7433	DESCONECTO EL AMT TA02 POR FALLA TRIFÁSICA DEBIDO A IMPACTO VEHICULAR A ESTRUCTURA DE MT EN LA AV GARCILAZO - URB CONDEBAMBA	Trifásica	Deriv. Condebamba
2019100000000000546	1001900546	Animales	No Programada - Falla	Alimentador de MT	TA02	TA02	25/09/2019 6:36	25/09/2019 6:39	7525	APERTURA INTERRUPTOR IN-121 DEL AMT TA02. SE REGISTRA FALLA TRIFÁSICA, CORRIENTES 2522/2575/2472/0.95A, POR CONTACTO DE AVES	Trifásica	AMT TA02
2019100000000000642	1001900642	Caida de Arbol	No Programada - Accion de terceros	Seccion de linea de MT	100001017	TA02	06/11/2019 17:50	06/11/2019 18:45	2103	FUSIBLE FUSIONADO FASE T EN LA ESTRUC. ESE100NMT012906 POR TALA ARBOL ESTRUC. ESE100NMT001666 Y ESE100NMT001667 CCOROHUANI	Monofásica	Deriv. Kerapata
2019100000000000652	1001900652	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Seccion de linea de MT	100000052	TA02	13/11/2019 2:02	13/11/2019 2:58	3807	MANIOBRA DE INTERRUPCION NO INFORMADA POR EL PERSONAL DE CAMPO, APERTURO INTERRUPTOR IM DE LLEGALA DEL AMT TA-02 A LA SED 0018 (AV. ARENAS)	Trifásica	AMT TA02

Listado de Interrupciones 2019

Fecha Inicio: 01/01/2018 Causa: Todos Tipo: Todos  
 Fecha Fin: 31/12/2019 Sucursal: Abancay Tipo Origen: Todos

Codigo Interrupcion	Codigo NTCSE	Causa	Tipo	Tipo Ubicacion Origen	Origen	Origen DE	FHInicio	FHFin	Clientes Afectados	Descripcion Origen	Tipo de Falla	Observación
2019100000000000800	1001900800	Aves	No Programada - Accion de terceros	Alimentador de MT	TA02	TA02	22/12/2019 7:30	22/12/2019 7:33	7620	APERTURA EL INTERRUPTOR DEL AMT TA02, POR FALLA TRIFASICA, CORRIENTES DE 3413/3783/3438/0.15A POR CONTACTO DE BANDADA DE PALOMAS EN AV CORONEL GONZALES	Trifásica	AMT TA02
2019100000000000033	1001900033	Por mantenimiento (Origen propio)	Mantenimiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000071	TA03	19/01/2019 6:00	19/01/2019 7:33	661	ENMANGADO DE LINEA DE MT EN AV. DIAZ BARCENAS Y GRAU.	Corte programado	Corte programado
2019100000000000044	1001900044	Falla empalme de red	No Programada - Falla	Seccion de linea de MT	100000069	TA03	19/01/2019 18:05	19/01/2019 19:50	6144	DESCONECTÓ EL AMT TA03 POR FALLA MONOFÁSICA A TIERRA EN LA FASE "S" POR FALLA EN CABEZA TERMINAL DEL SED1078	Monofásica	AMT TA03
20191000000000000263	1001900263	Contacto accidental con la linea	No Programada - Accion de terceros	Alimentador de MT	TA03	TA03	28/04/2019 11:18	28/04/2019 11:20	6237	APERTURA DEL AMT TA03 POR FALLA 1F FASE "R" A TIERRA 539/42/41/514 POR CONTACTO DE OBJETO EXTRAÑO (RAFIA) CON LA RED DE MT ENTRE LA AV. DIAZ BARCENAS Y JR. GRAU	Monofásica	Deriv. Sr. Caída
20191000000000000386	1001900386	Por mantenimiento (Origen propio)	Mantenimiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000326	TA03	07/07/2019 6:05	07/07/2019 8:00	3231	CONEXIÓN DE SISTEMA DE UTILIZACIÓN COLEGIO INDUSTRIAL.	Corte programado	Corte programado
20191000000000000423	1001900423	Otros, causados por terceros	No Programada - Accion de terceros	Alimentador de MT	TA03	TA03	20/07/2019 15:32	20/07/2019 16:56	6165	DESCONECTÓ EL AMT TA03 POR FALLA MONOFÁSICA A TIERRA EN LA FASE "S", OCASIONADA POR CONTACTO DE CABLE TELEFONICO CON LA RED A LA ALTURA DE LA SED DE JIRON CUSCO	Monofásica	Deriv. Sr. Caída
20191000000000000653	1001900653	Error de maniobra	No Programada - Operacion	Alimentador de MT	TA03	TA03	13/11/2019 2:31	13/11/2019 2:34	10195	APERTURA DEL RECONECTADOR DEL AMT TA-03 POR FALLA TRIFASICA POR ERROR DE MANIOBRA POR EL PERSONAL DE CAMPO AL TRANSFERIR CARGA DE TA-02 A TA-03	Trifásica	AMT TA03
20191000000000000043	1001900043	Contacto accidental con la linea	No Programada - Accion de terceros	Seccion de linea de MT	100000297	TA04	16/01/2019 16:50	16/01/2019 18:01	5584	APERTURA DEL INTERRUPTOR DE POTENCIA UBICADO EN LA CASETA DE AV. PERU DEBIDO A CONTACTO ACCIDENTAL DE FIERROS DE CONSTRUCCION CON LA LINEA DE MT DEL ALIMENTADOR TA04	Monofásica	AMT TA04
20191000000000000031	1001900031	Por mantenimiento (Origen propio)	Mantenimiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000093	TA04	17/01/2019 5:18	17/01/2019 6:58	2449	REUBICACION DE SUBSTACION DE DISTRIBUCION EN CON CORTE DE ENERGIA EN URB. BELLA VISTA I.	Corte programado	Corte programado
20191000000000000032	1001900032	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100001140	TA04	18/01/2019 15:00	18/01/2019 15:57	607	TENDIDO Y CONEXIONADO DE REDES DE MT CON CORTE DE ENERGIA EN URB. SENOR DE LOS MILAGROS.	Corte programado	Corte programado
20191000000000000052	1001900052	Aves	No Programada - Accion de terceros	Alimentador de MT	TA04	TA04	24/01/2019 13:52	24/01/2019 14:02	9109	DESCONECTO AMT TA04, REGISTRO FALLA MONOFASICA A TIERRA EN LA FASE R 637/83/83/559A. PROBABLE CONTACTO DE PALOMA CON LA RED	Monofásica	Deriv. Amancaes
20191000000000000061	1001900061	Otras, por falla en componentes sist. potencia - AISLADOR	No Programada - Falla	Alimentador de MT	TA04	TA04	28/01/2019 11:33	28/01/2019 12:07	9109	DESCONECTA INTERRUPTOR DE AMT TA04, SE REGISTRA UNA FALLA MONOFÁSICA FASE T A TIERRA IR=55 A /IS= 68 A/ IT=726 A/ IN= 701 A	Monofásica	Deriv. UTEA
20191000000000000082	1001900082	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000086	TA04	14/02/2019 8:00	14/02/2019 14:00	361	TRABAJOS DE INSTALACION DE RED SUBTERRANEA Y CAMBIO DE RUTA DE POSTES DE MT.	Corte programado	Corte programado
20191000000000000087	1001900087	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000084	TA04	21/02/2019 8:00	21/02/2019 16:00	947	RENOVACION DE SED CON CORTE DE ENERGIA POR DISTANCIA DE SEGURIDAD - URB. SAN JOSE	Corte programado	Corte programado

Listado de Interrupciones 2019

Fecha Inicio: 01/01/2018 Causa: Todos Tipo: Todos  
 Fecha Fin: 31/12/2019 Sucursal: Abancay Tipo Origen: Todos

Codigo Interrupcion	Codigo NTCSE	Causa	Tipo	Tipo Ubicacion Origen	Origen	Origen DE	FHInicio	FHFin	Clientes Afectados	Descripcion Origen	Tipo de Falla	Observación
2019100000000000095	1001900095	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000084	TA04	03/03/2019 6:00	03/03/2019 9:00	950	RENOVACION DE SED CON CORTE DE ENERGIA POR DISTANCIA DE SEGURIDAD – URB. SAN JOSE	Corte programado	Corte programado
2019100000000000323	1001900323	Contacto accidental con la línea	No Programada - Accion de terceros	Seccion de linea de MT	100000093	TA04	17/05/2019 19:30	18/05/2019 0:28	347	APERTURA DE FUSIBLES DEL SECCIONADOR CUT-OUT POR FALLA TRIFÁSICA, CAUSADO POR IMPACTO DE MAQUINARIA PESADA.	Trifásica	Deriv. Av. Panamericana
2019100000000000324	1001900324	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000093	TA04	25/05/2019 6:00	25/05/2019 9:55	323	TENDIDO DE CABLE AUTOPORTANTE DE MT CON CORTE DE ENERGIA EN LA URB. SANTA ROSA.	Corte programado	Corte programado
2019100000000000336	1001900336	Por mantenimiento (Origen propio)	Mantenimiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000715	TA04	09/06/2019 6:00	09/06/2019 14:30	172	CAMBIO DE ARMADOS CONVENCIONALES POR DISTANCIADORES Y REUBICACION DE LA ESTRUCTURA DEL NMT015568.	Corte programado	Corte programado
2019100000000000387	1001900387	Contacto accidental con la línea	No Programada - Accion de terceros	Seccion de linea de MT	100000297	TA04	05/07/2019 8:37	05/07/2019 9:12	617	DESCONECTA SECCIONADOR CUT OUT EN AV PERU NMT013618. SE REGISTRA FALLA MONOFASICA FASE "T" A TIERRA 68 A CON INDICATIVO 51N POR CONTACTO DE OBJETO EXTRAÑO CON LA RED DE MT	Monofásica	Deriv. UTEA
2019100000000000388	1001900388	Contacto accidental con la línea	No Programada - Accion de terceros	Seccion de linea de MT	100000297	TA04	05/07/2019 23:00	05/07/2019 23:50	6094	DESCONECTA INTERRUPTOR EN SED CASETA, SE REGISTRA FALLA MONOFASICA FASE T POR CONTACTO DE OBJETO EXTRAÑO CON LA RED DE MT	Monofásica	Deriv. UTEA
2019100000000000447	1001900447	Contacto accidental con la línea	No Programada - Accion de terceros	Seccion de linea de MT	100000093	TA04	24/07/2019 13:05	24/07/2019 14:30	928	APERTURA SECCIONADOR CUT OUT EN NMT 10078 DEL AMT TA04, DEBIDO A VOLADURA DE ROCA QUE IMPACTO LAS REDES DE MT EN EL NMT 15054 EN EL SECTOR DE TRUJIPATA	Monofásica	Deriv. Trujipata
2019100000000000495	1001900495	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Seccion de linea de MT	100000297	TA04	20/08/2019 15:02	20/08/2019 17:46	3711	CORTE POR EMERGENCIA PARA REALIZAR TRABAJOS DE REPOSICION DE POSTE INCLINADO CON RIESGO DE COLAPSO CAUSADO POR TRABAJOS DE	Corte programado	Corte programado
2019100000000000769	1001900769	Contacto de red con arbol	No Programada - Falla	Seccion de linea de MT	100000093	TA04	10/12/2019 21:50	10/12/2019 22:55	939	CAIDA DE ARBOL A LA RED DE MT EN EL SECTOR DE ÑACCHERO OCASIONADO POR FUERTES VIENTOS EN LA ZONA DESDE EL NODO ESE100NMT010078	Trifásica	Deriv. Av. Panamericana
2019100000000000768	1001900768	Por mantenimiento (Origen propio)	Mantenimiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000297	TA04	14/12/2019 7:00	14/12/2019 12:00	6215	MANTENIMIENTO PROGRAMADO PARA REALIZAR TRABAJOS DE REUBICACION DE POSTES Y REDES DE MT EN LA AV. CANADA	Corte programado	Corte programado
2019100000000000781	1001900781	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Seccion de linea de MT	100000297	TA04	14/12/2019 12:00	14/12/2019 13:55	6216	EXTENSION DE CORTE PROGRAMADO POR DEMORA DE LOS TRABAJOS DE MANTTO	Corte programado	Corte programado
2019100000000000771	1001900771	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000088	TA04	17/12/2019 7:00	17/12/2019 12:56	709	INSTALACION DE ARMADOS Y TENDIDO DE CONDUCTOR POR NUEVA OBRA.	Corte programado	Corte programado

Fuente: Electro Sur Este

# Listado de Interrupciones 2020

Fecha Inicio: 01/01/2020 Causa: Todos Todos  
 Fecha Fin: 31/12/2020 Sucursal: Abancay Todos

Codigo Interrupcion	Codigo NTCSE	Causa	Tipo	Tipo Ubicacion Origen	Origen	Origen DE	FHInicio	FHFin	Clientes Afectados	Descripcion Origen	Tipo de Falla	Observación
2020100000000000002	1002000002	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Alimentador de MT	TA02	TA02	01/01/2020 18:00	01/01/2020 18:01	7621	CORTE DE EMERGENCIA PARA LA REPOSICION DE LA FASE "T" DEL SECCIONADOR CUTOUT DEL NMT015358 (SALIDA DEL AMT TA-02)	Emergencia	Deriv. AMT TA02
2020100000000000041	1002000041	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Seccion de linea de MT	100000059	TA02	08/01/2020 16:05	08/01/2020 17:20	347	FUSION DE FUSIBLES DE LA FASES S Y T EN EL NMT000134 CONTACTO ENTRE CONDUCTORES PROVOVADO POR FUERTES VIENTOS	Bifásica	Deriv. Antonio Verty
2020100000000000113	1002000113	Por mantenimiento (Origen propio)	Mantenimiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000054	TA02	14/02/2020 8:05	14/02/2020 12:58	1687	INSTALACION DE ARMADOS TIPO BANDERA PARA CUMPLIMIENTO DE DMS	Corte programado	Corte programado
20201000000000000311	1002000311	Contacto entre conductores	No Programada - Falla	Seccion de linea de MT	100000062	TA02	13/06/2020 15:32	13/06/2020 17:15	183	SE ENCONTRÓ FUSIBLE FUSIONADO (FASE R) NMT 7480 AMT TA02	Monofásica	Deriv. Aymas
20201000000000000326	1002000326	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Seccion de linea de MT	100001017	TA02	25/06/2020 7:32	25/06/2020 8:08	2169	SE ENCONTRÓ FUSIBLE FUSIONADO (FASE R)EN LA ESTRUCTURA 9924	Monofásica	Deriv. San Antonio
20201000000000000367	1002000367	Contacto accidental con la linea	No Programada - Accion de terceros	Seccion de linea de MT	100000973	TA02	21/07/2020 13:11	21/07/2020 13:33	2379	APERTURA CELDA DE SALIDA DEL INTERRUPTOR DE LA SED 018 (AV. ARENAS) HACIA AV. CONDEBAMBA PRODUCIDA POR FLAMEO DE CABLE ACOMETIDA DE TELEFONO ENTRE LAS ESTRUCTURAS ESE100NMT007224 Y ESE100NMT007225 UBICADO EN ANDRES AVELINO CACERES	Monofásica	Deriv. Andres Caceres
20201000000000000393	1002000393	Por mantenimiento (Origen propio)	Mantenimiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000973	TA02	15/08/2020 6:03	15/08/2020 8:10	2390	INSTALACION DE ARMADOS TIPO BANDERA PARA CUMPLIMIENTO DE DMS EN LA AV. NUNEZ Y AV. PRADO BAJO	Corte programado	Corte programado
20201000000000000444	1002000444	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000054	TA02	05/09/2020 6:00	05/09/2020 6:30	593	CONEXION DE NUEVA SED EN LA AV. ENRIQUE PELACH	Corte programado	Corte programado
20201000000000000484	1002000484	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000054	TA02	19/09/2020 10:00	19/09/2020 11:13	2302	CONEXION Y PUESTA EN SERVICIO DE NUEVAS SEDS.	Corte programado	Corte programado
20201000000000000543	1002000543	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100001442	TA02	08/10/2020 6:00	08/10/2020 7:05	3219	INSTALACION Y CONEXION DE SUBESTACIONES NUEVAS EN AV. CORONEL GONZALES, GARCILASO Y BANCAPATA.	Corte programado	Corte programado
20201000000000000756	1002000756	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Alimentador de MT	TA02	TA02	13/12/2020 14:42	13/12/2020 14:45	8005	APERTURA DEL INTERRUPTOR IN-121 DEL AMT TA02, POR FALLA BIFASICA FASES "R" Y "S" SE REGISTRA CORRIENTES (5823/5764/65/0A) POR CONTACTO ENTRE CONDUCTORES A CONSECUENCIA DE FUERTES VIENTOS.	Bifásica	AMT TA02
20201000000000000767	1002000767	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100001017	TA02	19/12/2020 6:59	19/12/2020 16:00	2261	RENOVACION DE POSTES Y CONDUCTORES DE MT EN AV. TAMBURCO E INSTALACION DE SECCIONADOR EN EL NMT0060	Corte programado	Corte programado
20201000000000000768	1002000768	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100001017	TA02	19/12/2020 15:30	19/12/2020 16:00	1630	RENOVACION DE POSTES Y CONDUCTORES DE MT EN AV. TAMBURCO E INSTALACION DE SECCIONADOR EN EL NMT0060	Corte programado	Corte programado
20201000000000000771	1002000771	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100001017	TA02	20/12/2020 7:12	20/12/2020 16:00	392	RENOVACION DE POSTES Y CONDUCTORES DE MT EN AV. TAMBURCO.	Corte programado	Corte programado
20201000000000000255	1002000255	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Seccion de linea de MT	100000069	TA03	20/04/2020 15:52	20/04/2020 16:10	1081	APERTURA CELDA DM12 (DERV. HACIA SEÑOR DE LA CAIDA) EN LA SED JR. JUNÍN DEL AMT TA-03, POR FALLA MONOFASICA FASE "S" A TIERRA (IF:255A) POR CAUSAS DE FUERTES VIENTOS PROVOCO CONDUCTOR DESPRENDIDO FASE S EN EL SECTOR DE LA SED0916 MIGUEL GRAU	Monofásica	Deriv. Sr. Caida

## Listado de Interrupciones 2020

Fecha Inicio: 01/01/2020 Causa: Todos Todos  
 Fecha Fin: 31/12/2020 Sucursal: Abancay Todos

Codigo Interrupcion	Codigo NTCSE	Causa	Tipo	Tipo Ubicacion Origen	Origen	Origen DE	FHInicio	FHFin	Clientes Afectados	Descripcion Origen	Tipo de Falla	Observación
2020100000000000481	1002000481	Error de maniobra	No Programada - Operacion	Seccion de linea de MT	100000780	TA03	11/09/2020 18:20	11/09/2020 18:23	6662	APERTURA DEL AMT TA-03 POR FALLA TRIFÁSICA 4610/4430/4247 POR ERROR DE MANIOBRA EN LA SED1349 DE AV. PERÚ (EN LA CELDA DE INTERCONEXIÓN DE LOS AMT'S TA-03 Y TA-04).	Trifásica	Deriv. Sr. Caída
2020100000000000509	1002000509	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000071	TA03	01/10/2020 6:00	01/10/2020 8:05	713	INSTALACION Y CONEXION DE SUBESTACION NUEVA EN JR. AREQUIPA.	Corte programado	Corte programado
2020100000000000512	1002000512	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000326	TA03	04/10/2020 6:05	04/10/2020 7:27	2621	CONEXION DE SUBESTACIONES NUEVAS EN AV. SINCHI ROCA, TABLADA E ILLANYA.	Corte programado	Corte programado
2020100000000000749	1002000749	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000069	TA03	13/12/2020 5:01	13/12/2020 13:00	1768	RENOVACION DE POSTES DE MT Y CONDUCTORES EN EL PARQUE OCAMPO - DISTRITO DE ABANCAY	Corte programado	Corte programado
2020100000000000770	1002000770	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000071	TA03	20/12/2020 5:00	20/12/2020 13:00	714	RENOVACION DE POSTES Y CONDUCTORES DE MT EN EL JR. AREQUIPA.	Corte programado	Corte programado
2020100000000000813	1002000813	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operacion	Seccion de linea de MT	100000071	TA03	20/12/2020 13:00	20/12/2020 14:20	714	EXTENSION DE CORTE PROGRAMADO EN UNA SLI DE TA-03	Corte programado	Corte programado
2020100000000000032	1002000032	Impacto Vehicular	No Programada - Accion de terceros	Alimentador de MT	TA04	TA04	05/01/2020 4:34	05/01/2020 5:40	10041	APERTURA DEL INTERRUPTOR IN-125 DEL AMT TA-04 POR UNA FALLA BIFÁSICA ENTRE FASES "R" Y "S" A CUASA DE IMPACTO VEHICULAR EN EL NMT007400	Bifásica	Deriv. Centenario
2020100000000000392	1002000392	Por mantenimiento (Origen propio)	Mantenimiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000297	TA04	11/08/2020 5:33	11/08/2020 7:20	3237	CAMBIO DE SECCIONADORES CUT-OUT Y MANTENIMIENTO DE CONECTORES EN LA AV. PANAMERICANA	Corte programado	Corte programado
2020100000000000483	1002000483	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000084	TA04	19/09/2020 6:07	19/09/2020 9:20	3656	CONEXION Y PUESTA EN SERVICIO DE NUEVAS SEDS	Corte programado	Corte programado
2020100000000000486	1002000486	Error de maniobra	No Programada - Operacion	Alimentador de MT	TA04	TA04	19/09/2020 14:36	19/09/2020 14:39	10436	APERTURA DEL AMT TA04, POR ERROR DE MANIOBRA EN EL INTERRUPTOR IN-123	Apertura	AMT TA04
2020100000000000510	1002000510	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000297	TA04	03/10/2020 6:00	03/10/2020 8:30	6460	INSTALACION Y CONEXION DE SUBESTACIONES NUEVAS EN AV. PERU, VENEZUELA Y CANADA	Corte programado	Corte programado
2020100000000000511	1002000511	Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	Expansion y Reforzamiento (programada)	Seccion de linea de MT	100000297	TA04	03/10/2020 11:30	03/10/2020 12:00	5863	INSTALACION Y CONEXION DE SUBESTACIONES NUEVAS EN AV. PERU, VENEZUELA Y CANADA	Corte programado	Corte programado
2020100000000000548	1002000548	Contacto accidental con la linea	No Programada - Accion de terceros	Alimentador de MT	TA04	TA04	09/10/2020 12:35	09/10/2020 12:38	10487	APERTURA DEL AMT TA-04 POR FALLA MONOFÁSICA CON EVOLUCIÓN A BIFÁSICA A TIERRA (81/3622/3428/500A) POR ACCIDENTE DE TERCEROS, DURANTE TRABAJOS DE MONTAJE DE LETRERO EN SECTOR EL ARCO	Bifásica a tierra	AMT TA04

Fuente: Electro Sur Este

# **ANEXO 02**

## **Diagramas unifilares**

Apéndice A: Diagramas unifilares de los alimentadores TA02, TA03 y TA04



## Apéndice B: Diagrama de impedancias del alimentador TA03



SET TAMBURCO

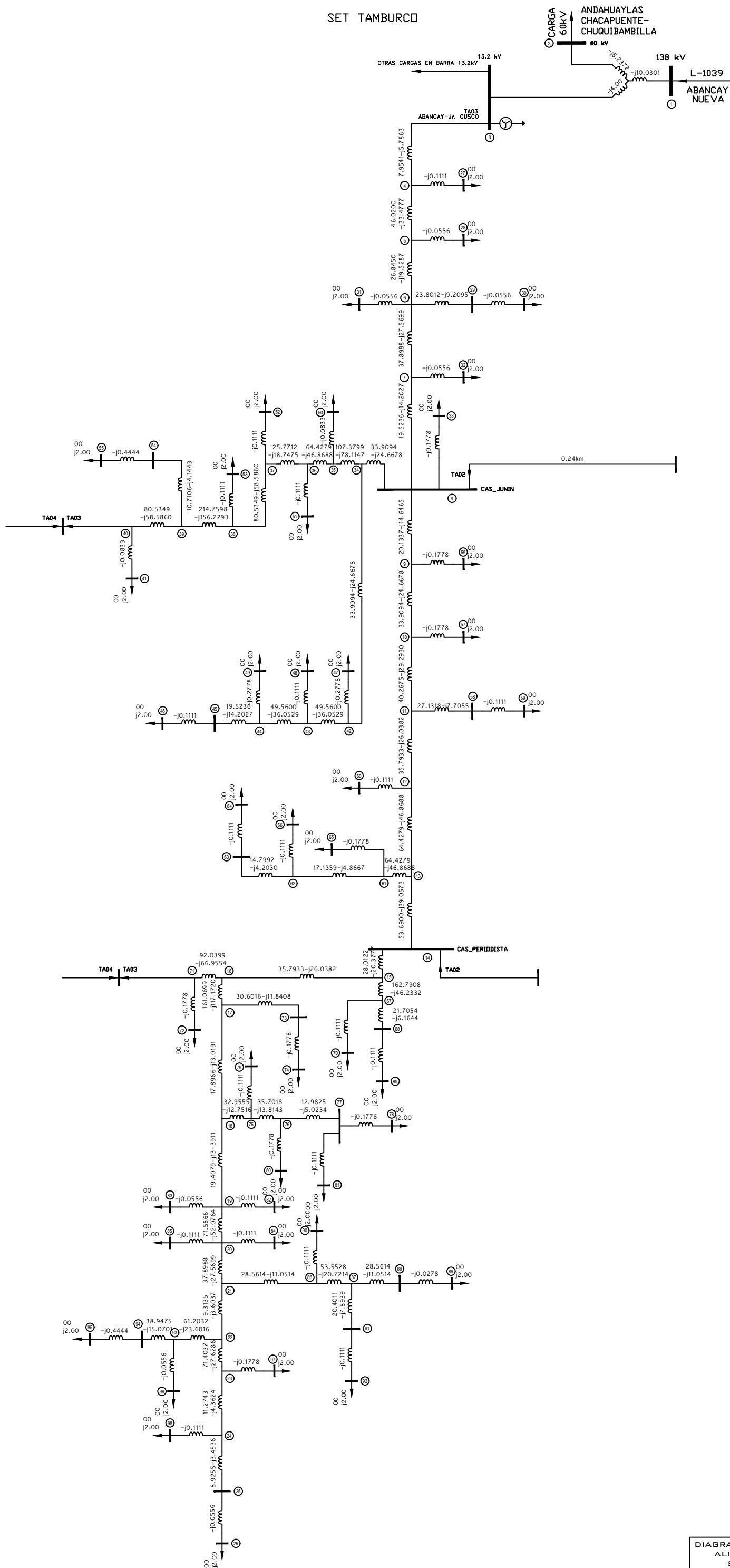


DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS ALIMENTADOR TA03 SET TAMBURCO		DISEÑO:	C.A.A.F.
PROYECTO: 2020		PROPIEDAD:	ELSE
		ESCALA:	S/C
		FECHA:	ABRIL 2020
		PLANO:	S/N

## **ANEXO 03**

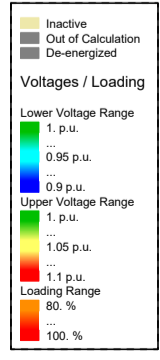
### **Calculo de flujo de potencia sin transferencia de carga**

Apéndice A: Flujo de potencia en el escenario de máxima demanda



Load Flow 3-phase(ABC)

Nodes	Branches	Line
U11, Magnitude [kV]	Total Active Power [kW]	Tota
u1, Magnitude [p.u.]	Total Reactive Power [kvar]	Tota
U1, Angle [deg]	Phase Current, Magnitude C [A]Max	



Fuente: Elaboración propia

	ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA	Project: EFP_MAXDEM
	ESCENARIO DE MÁXIMA DEMANDA	Graphic: RED 13.2kV ABA
	SIN TRANSFERENCIA DE CARGA	Date: 09/15/2021
		Annex: 03_A

## Apéndice B: Flujo de potencia en el escenario de mínima demanda





Nodes	Branches	Line
U11, Magnitude [kV]	Total Active Power [kW]	Tota
u1, Magnitude [p.u.]	Total Reactive Power [kvar]	Tota
U1, Angle [deg]	Phase Current, Magnitude C [A] Max	

Inactive  
 Out of Calculation  
 De-energized

**Voltages / Loading**  
 Lower Voltage Range  
 1.0 p.u.  
 0.95 p.u.  
 0.9 p.p.u.  
 Upper Voltage Range  
 1.05 p.u.  
 1.1 p.p.u.  
 Loading Range  
 80 %  
 100 %

Fuente: Elaboración propia

# **ANEXO 04**

## **Calculo de cortocircuito sin transferencia de carga**

Apéndice A: Cortocircuito trifásico en el escenario de máxima demanda





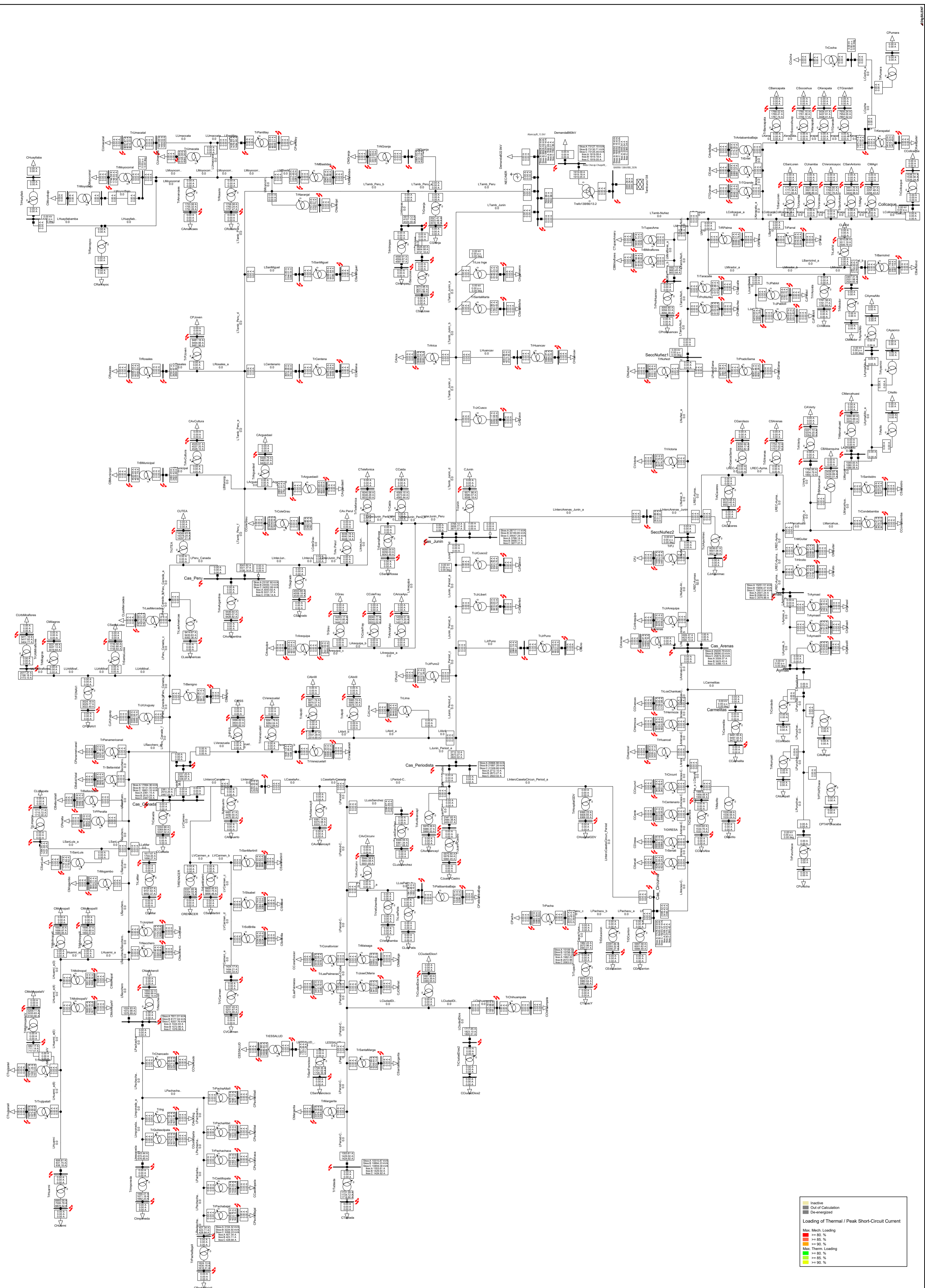
3-Phase Short-Circuit (unbal.) complete

Short Circuit Nodes / Nodes	Branches
Sk* A [kVA]	U1, Magnitude [kV]   Ik* A [A]
Sk* B [kVA]	U1, Magnitude [p.u.]   Ik* B [A]
Sk* C [kVA]	U1, Angle [deg]   Ik* C [A]

Fuente: Elaboración propia

 PowerFactory 15.1.7	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO DESB	Project: ECC_MAXDEM
	ESCENARIO DE MÁXIMA DEMANDA MÁXIMAS CORRIENTES SIN TRANSFERENCIA DE CARGA	Date: 09/15/2021 Annex: 04_A_1





3-Phase Short-Circuit (unbal.) complete

Short Circuit Nodes	Branches
Sk* A [kVA]	U1, Magnitude [kV]   Ik* A [A]
Sk* B [kVA]	u1, Magnitude [p.u.]   Ik* B [A]
Sk* C [kVA]	U1, Angle [deg]   Ik* C [A]

**Legend**

- Inactive (Grey)
- Out of Calculation (White)
- De-energized (Black)

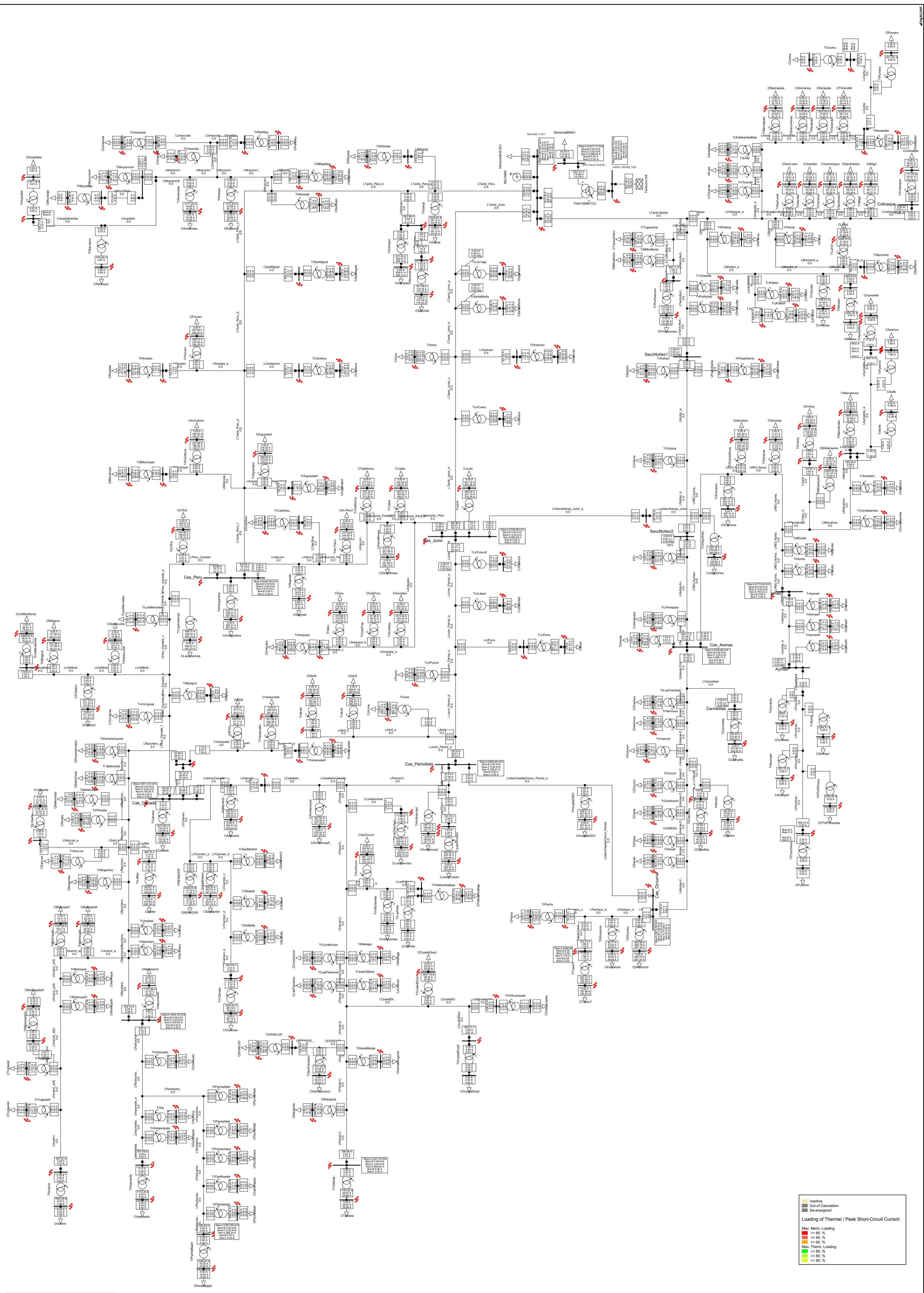
**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

- Max. Mech. Loading:
  - >= 80. % (Red)
  - >= 75. % (Orange)
  - >= 70. % (Yellow)
- Max. Therm. Loading:
  - >= 80. % (Green)
  - >= 75. % (Light Green)
  - >= 70. % (Light Yellow)

Fuente: Elaboración propia



Apéndice B: Cortocircuito monofásico en el escenario de máxima demanda



Single Phase to Ground complete		Branches	
Sk* A [kVA]	U1, Magnitude [kV]	Ik* A [A]	
Sk* B [kVA]	u1, Magnitude [p.u.]	Ik* B [A]	
Sk* C [kVA]	U1, Angle [deg]	Ik* C [A]	

**Legend**

- Inactive
- Out of Calculation
- De-energized

**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

- Max. Mech. Loading
- >= 80. %
- >= 60. %
- >= 40. %
- Max. Therm. Loading
- >= 80. %
- >= 65. %
- >= 50. %

Fuente: Elaboración propia





Single Phase to Ground complete	
Short Circuit Nodes / Nodos	Branches
Sk* A [kVA]	U1, Magnitude [kV] Ik* A [A]
Sk* B [kVA]	u1, Magnitude [p.u.] Ik* B [A]
Sk* C [kVA]	U1, Angle [deg] Ik* C [A]

**Legend**

- Inactive (Grey)
- Out of Calculation (White)
- De-energized (Black)

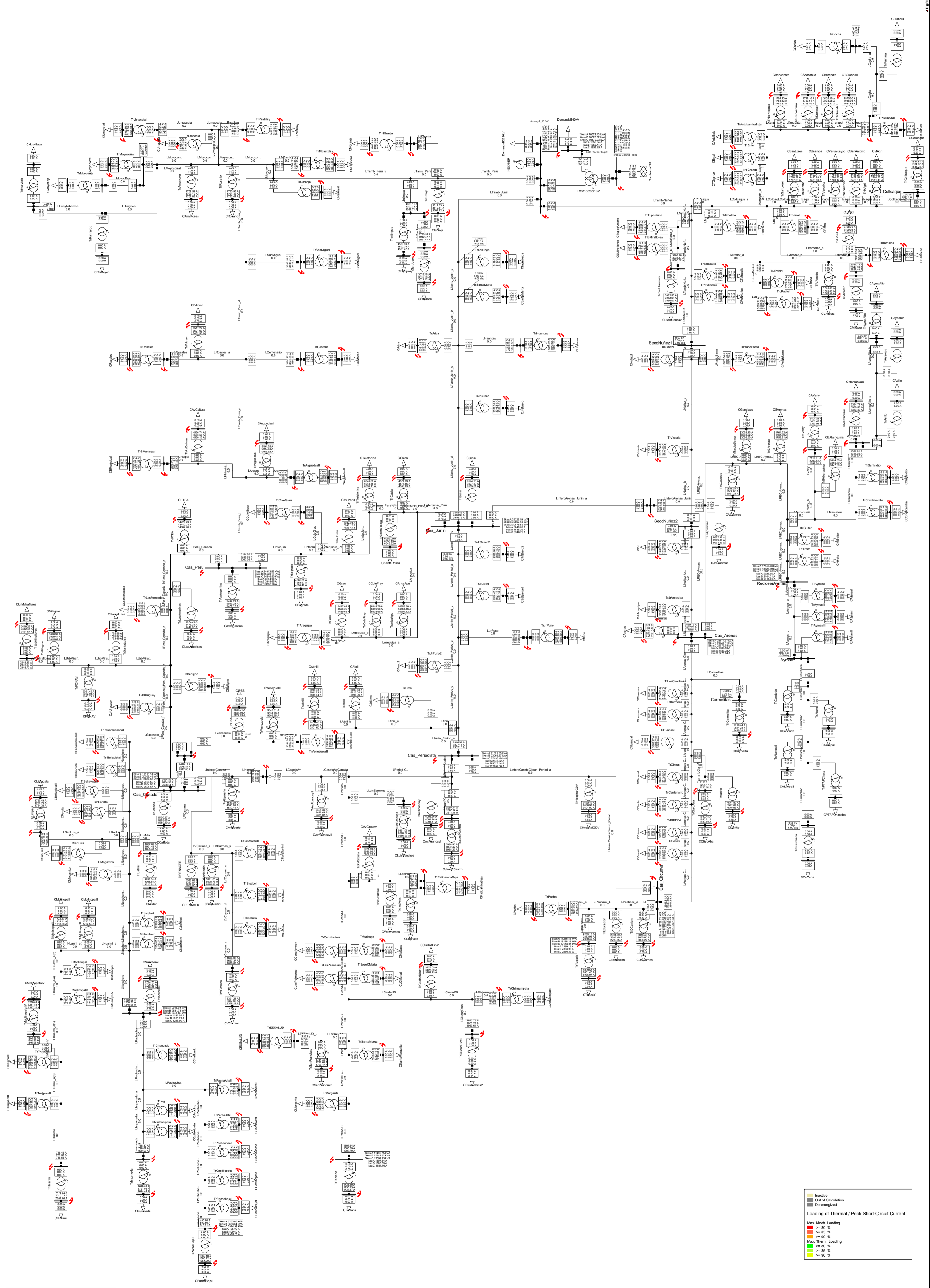
**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

- Max. Mech. Loading:
  - >= 80. % (Red)
  - >= 60. % (Orange)
  - >= 40. % (Yellow)
- Max. Therm. Loading:
  - >= 80. % (Green)
  - >= 65. % (Light Green)
  - >= 50. % (Yellow-Green)

Fuente: Elaboración propia

## Apéndice C: Cortocircuito trifásico en el escenario de mínima demanda



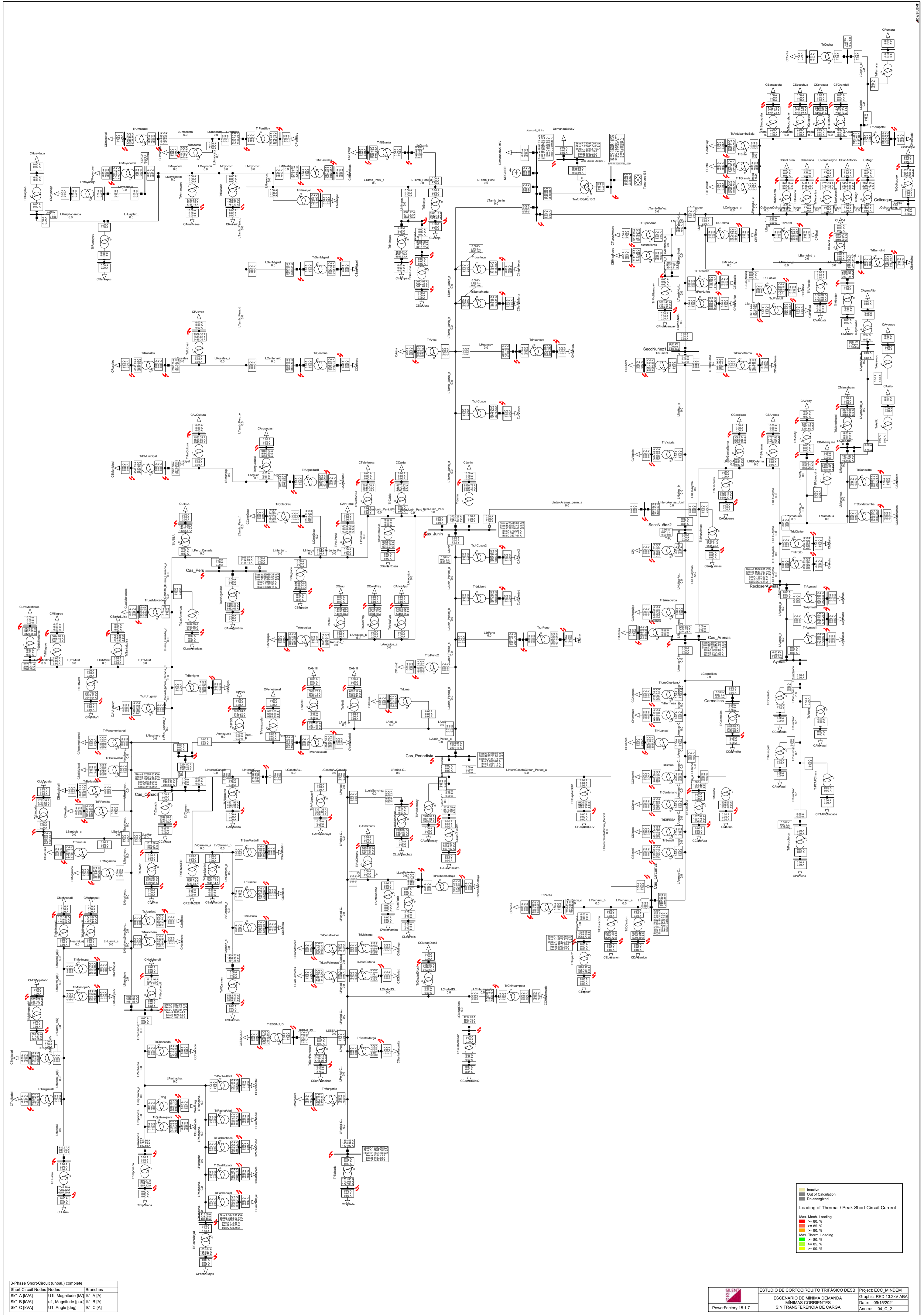


3-Phase Short-Circuit (unbal.) complete

Short Circuit Nodes	Branches
Sk* A [kVA]	U1, Magnitude [kV] Ik* A [A]
Sk* B [kVA]	U1, Magnitude [p.u.] Ik* B [A]
Sk* C [kVA]	U1, Angle [deg] Ik* C [A]

Fuente: Elaboración propia



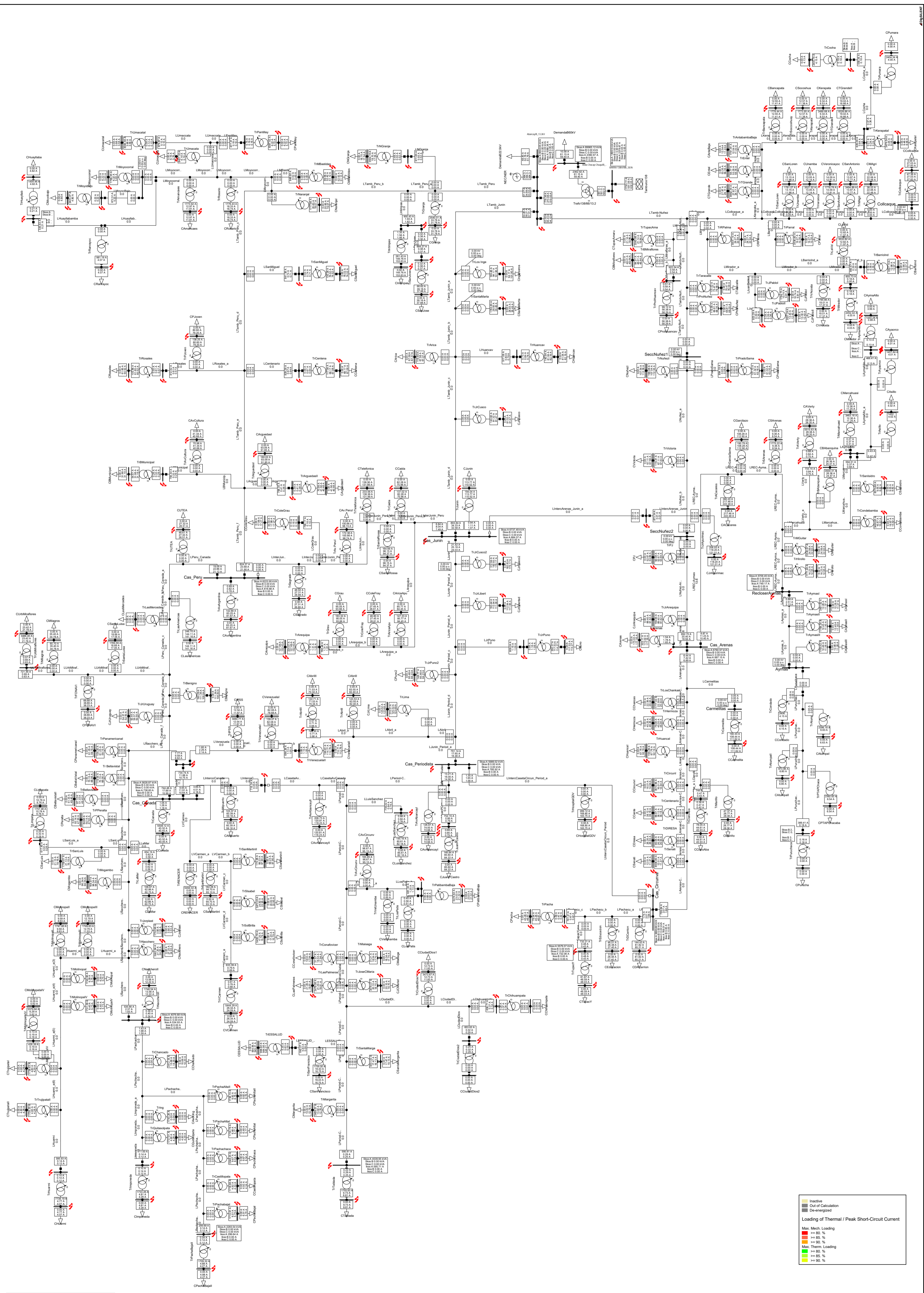


3-Phase Short-Circuit (unbal.) complete	
Short Circuit Nodes	Branches
Sk* A [kVA]	U1, Magnitude [kV] Ik* A [A]
Sk* B [kVA]	u1, Magnitude [p.u.] Ik* B [A]
Sk* C [kVA]	U1, Angle [deg] Ik* C [A]

Fuente: Elaboración propia

Apéndice D: Cortocircuito monofásico en el escenario de mínima demanda





Single Phase to Ground complete	
Short Circuit Nodes / Nodes	Branches
Sk* A [kVA]	U1, Magnitude [kV] Ik* A [A]
Sk* B [kVA]	u1, Magnitude [p.u.] Ik* B [A]
Sk* C [kVA]	U1, Angle [deg] Ik* C [A]

**ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO MONOFASICO**

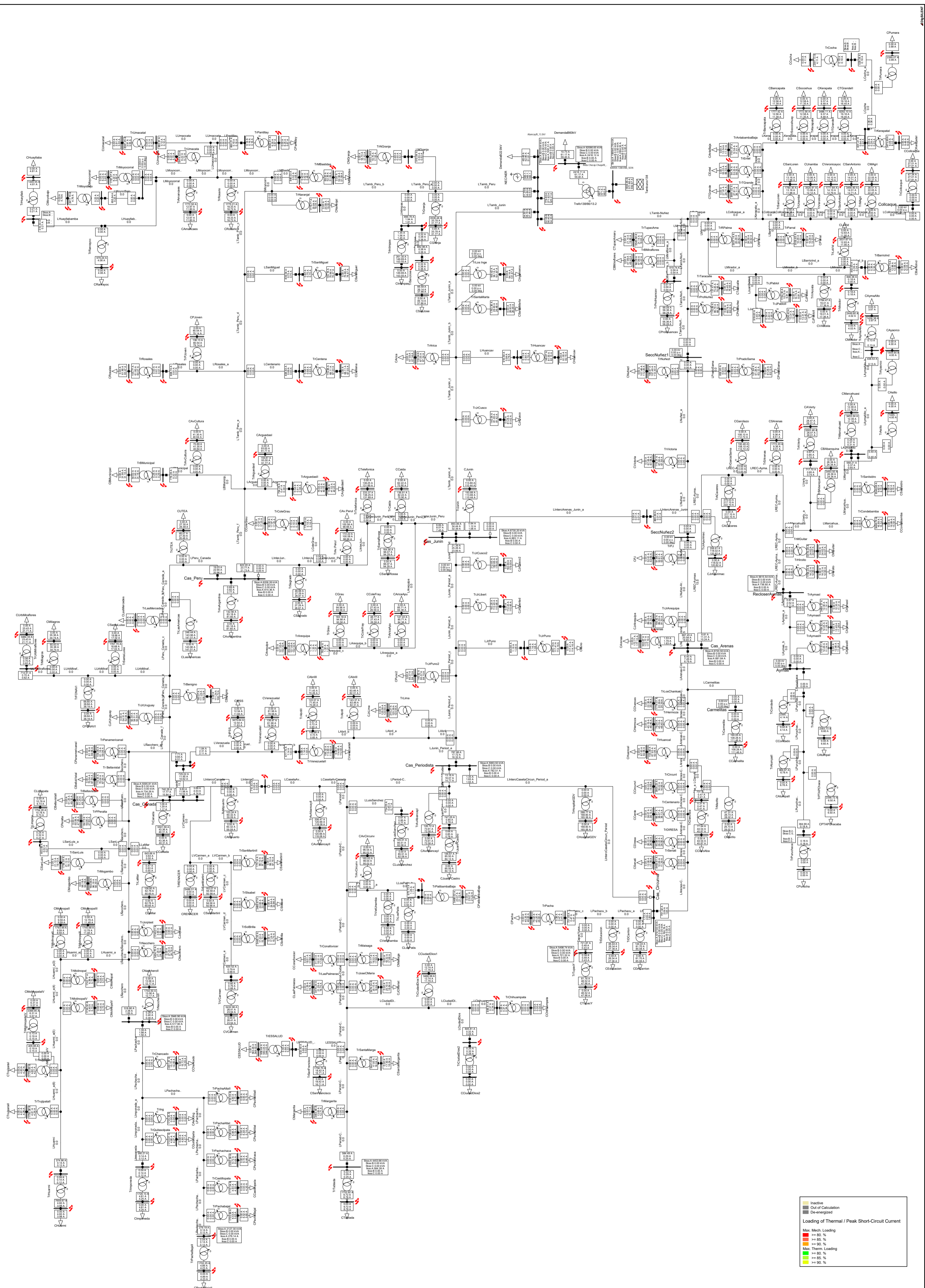
ESCENARIO DE MINIMA DEMANDA  
 MAXIMAS CORRIENTES  
 SIN TRANSFERENCIA DE CARGA

Project: ECC\_MINDEM  
 Date: 09/15/2021  
 Annex: 04\_D\_1

PowerFactory 15.1.7

Fuente: Elaboración propia





Single Phase to Ground complete	
Short Circuit Nodes	Branches
Sk* A [kVA]	U1, Magnitude [kV] Ik* A [A]
Sk* B [kVA]	u1, Magnitude [p.u.] Ik* B [A]
Sk* C [kVA]	U1, Angle [deg] Ik* C [A]

Fuente: Elaboración propia

## **ANEXO 05**

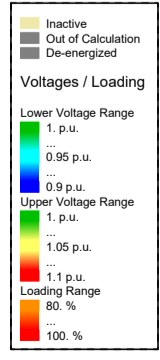
### **Calculo de flujo de potencia con transferencia de carga**

Apéndice A: Flujo de potencia en el escenario de máxima demanda





Nodes	Branches	Line
U11, Magnitude [kV]	Total Active Power [kW]	Tota
u1, Magnitude [p.u.]	Total Reactive Power [kvar]	Tota
U1, Angle [deg]	Phase Current, Magnitude C [A] Max	



Fuente: Elaboración propia

 PowerFactory 15.1.7	ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA	Project: EFP_MAXDEM
	ESCENARIO DE MÁXIMA DEMANDA	Graphic: RED 13.2kV ABA
	CON TRANSFERENCIA DE CARGA	Date: 09/15/2021
		Annex: 05_A

## Apéndice B: Flujo de potencia en el escenario de mínima demanda





Nodes	Branches	Line
U11, Magnitude [kV]	Total Active Power [kW]	Tota
u1, Magnitude [p.u.]	Total Reactive Power [kvar]	Tota
U1, Angle [deg]	Phase Current, Magnitude C [A]Max	

**Legend**

- Inactive
- Out of Calculation
- De-energized

**Voltages / Loading**

- Lower Voltage Range: 1.0 p.u.
- 0.95 p.u.
- 0.9 p.u.
- Upper Voltage Range: 1.0 p.u.
- 1.05 p.u.
- 1.1 p.u.
- Loading Range: 80 %
- 100 %

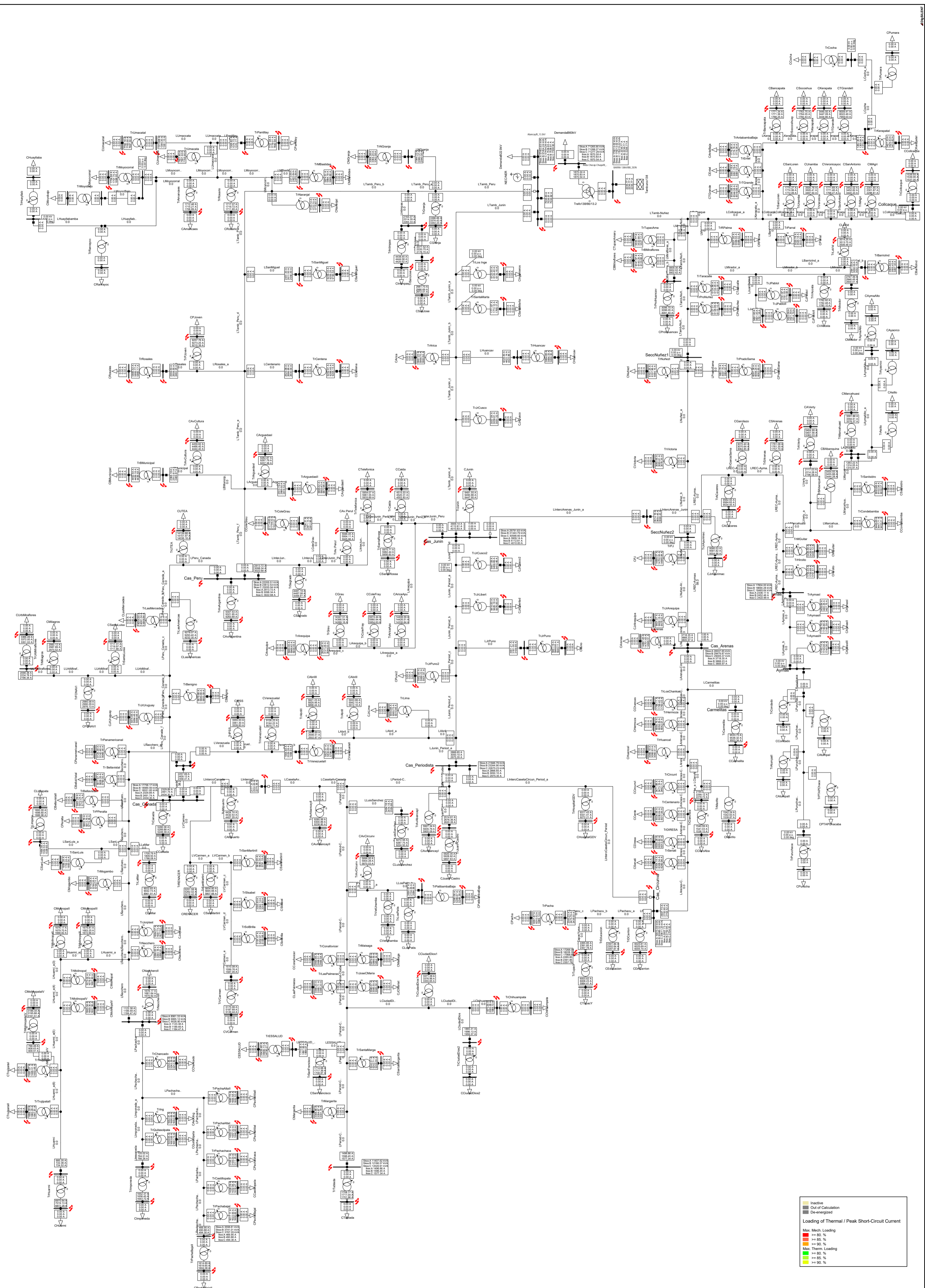
Fuente: Elaboración propia

## **ANEXO 06**

### **Calculo de cortocircuito con transferencia de carga**

Apéndice A: Cortocircuito trifásico en el escenario de máxima demanda





3-Phase Short-Circuit (unbal.) complete

Short Circuit Nodes	Branches
Sk* A [kVA]	U1, Magnitude [kV] Ik* A [A]
Sk* B [kVA]	U1, Magnitude [p.u.] Ik* B [A]
Sk* C [kVA]	U1, Angle [deg] Ik* C [A]

**Legend**

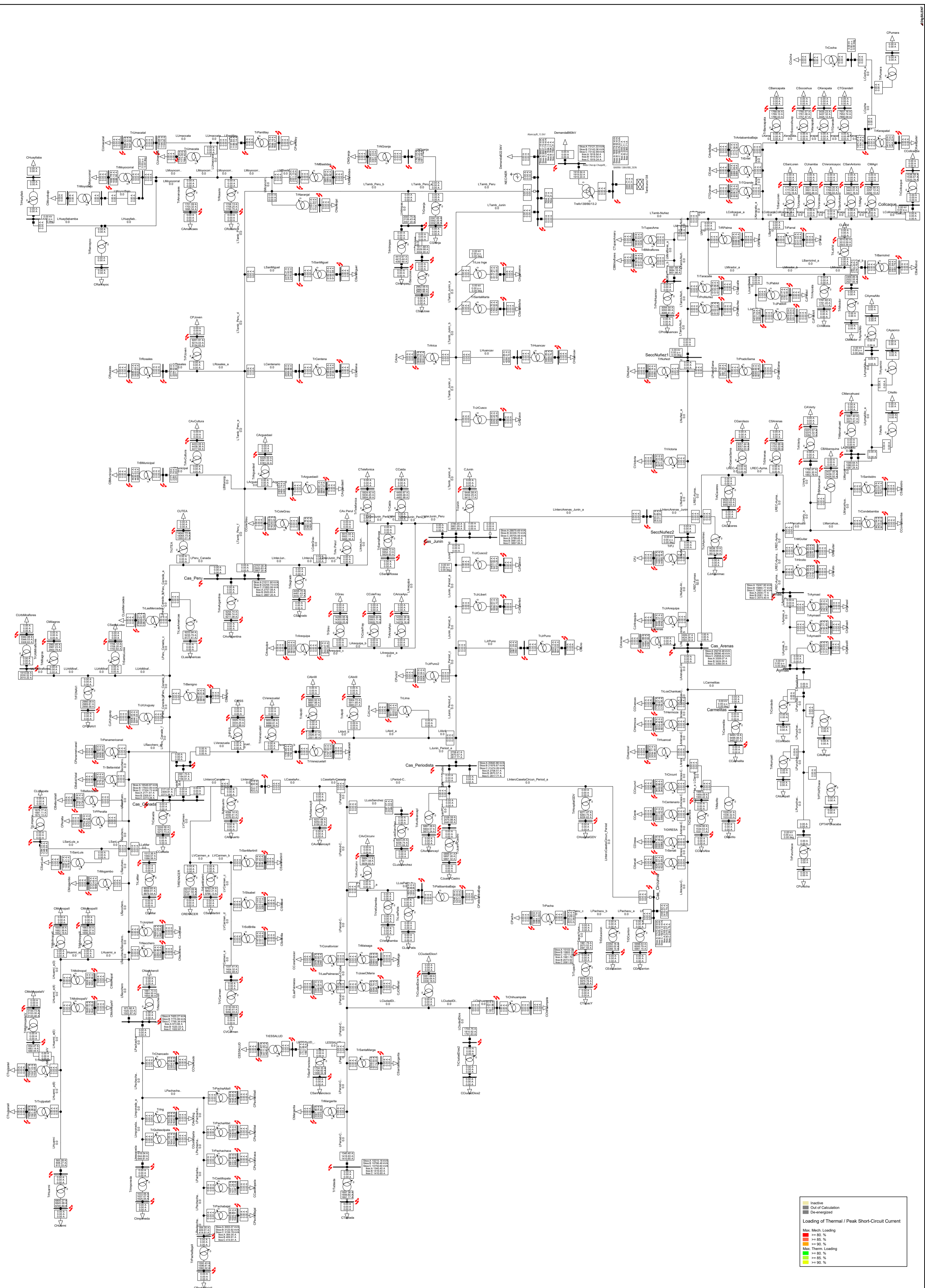
- Inactive
- Out of Calculation
- De-energized

**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

- Max. Mech. Loading
- >= 80. %
- >= 90. %
- Max. Therm. Loading
- >= 80. %
- >= 90. %

Fuente: Elaboración propia





3-Phase Short-Circuit (unbal.) complete

Short Circuit Nodes	Branches
Sk* A [kVA]	U1, Magnitude [kV] Ik* A [A]
Sk* B [kVA]	u1, Magnitude [p.u.] Ik* B [A]
Sk* C [kVA]	U1, Angle [deg] Ik* C [A]

**Legend**

- Inactive
- Out of Calculation
- De-energized

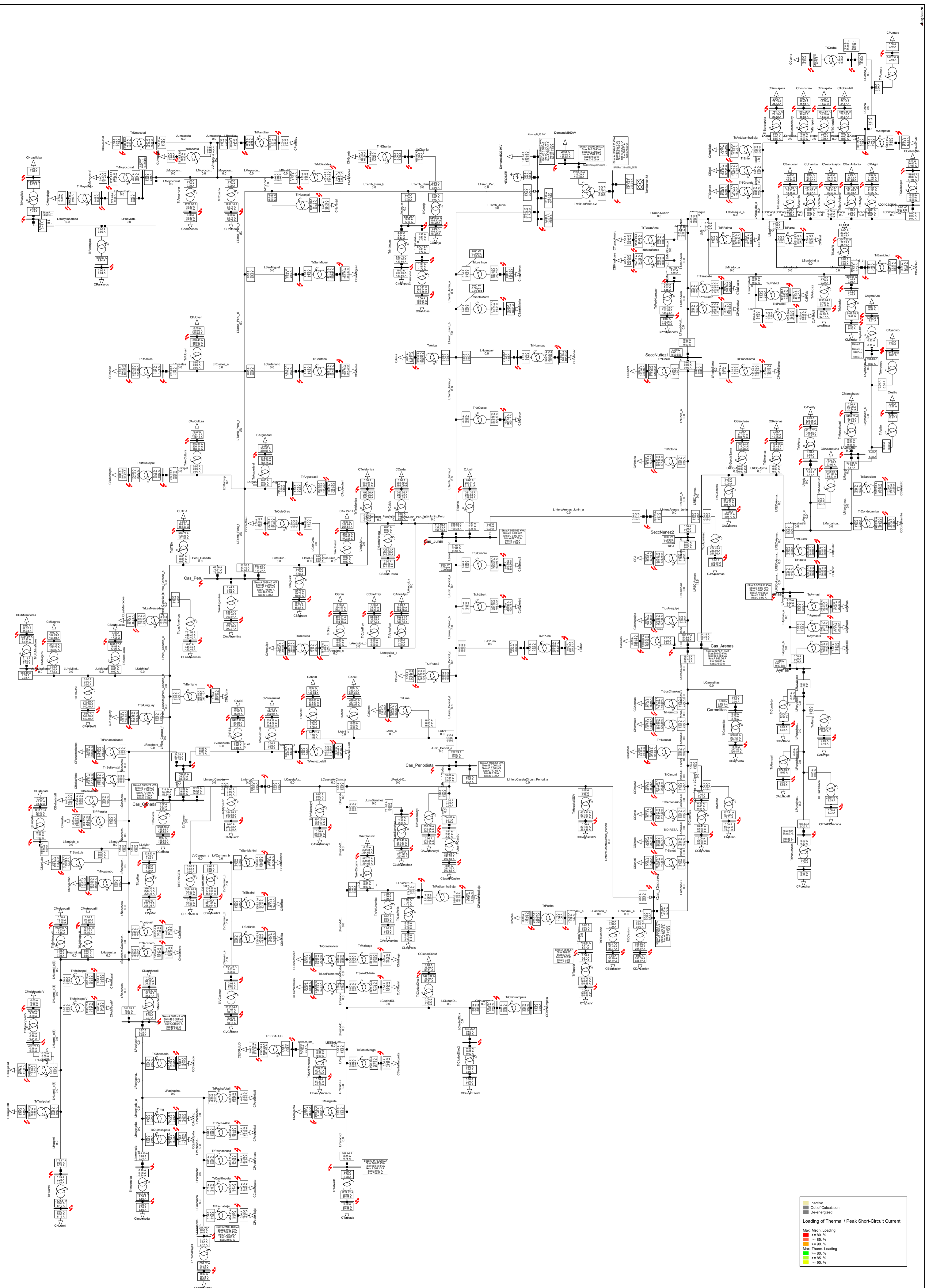
**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

- Max. Mech. Loading
- >= 80. %
- >= 90. %
- Max. Therm. Loading
- >= 80. %
- >= 85. %
- >= 90. %

Fuente: Elaboración propia



Apéndice B: Cortocircuito monofásico en el escenario de máxima demanda

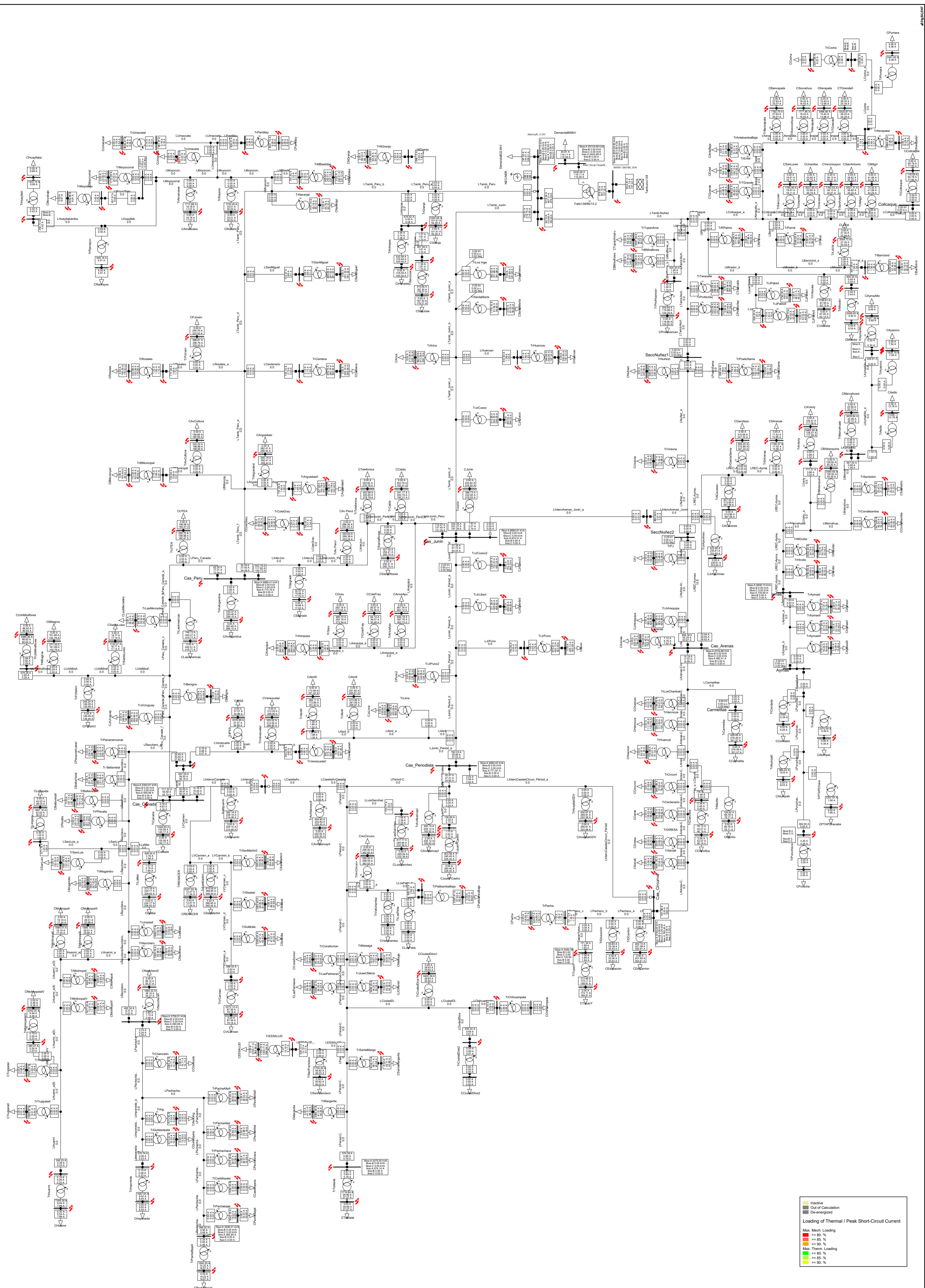


■ Inactive  
■ Out of Calculation  
■ De-energized  
**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**  
■ Max. Mech. Loading  $\geq 80\%$   
■  $\geq 80\%$   
■  $\geq 80\%$   
■ Max. Therm. Loading  $\geq 80\%$   
■  $\geq 85\%$   
■  $\geq 90\%$

Single Phase to Ground complete		Branches	
Sk* A [kVA]	U1, Magnitude [kV]	Ik* A [A]	
Sk* B [kVA]	u1, Magnitude [p.u.]	Ik* B [A]	
Sk* C [kVA]	U1, Angle [deg]	Ik* C [A]	

Fuente: Elaboración propia





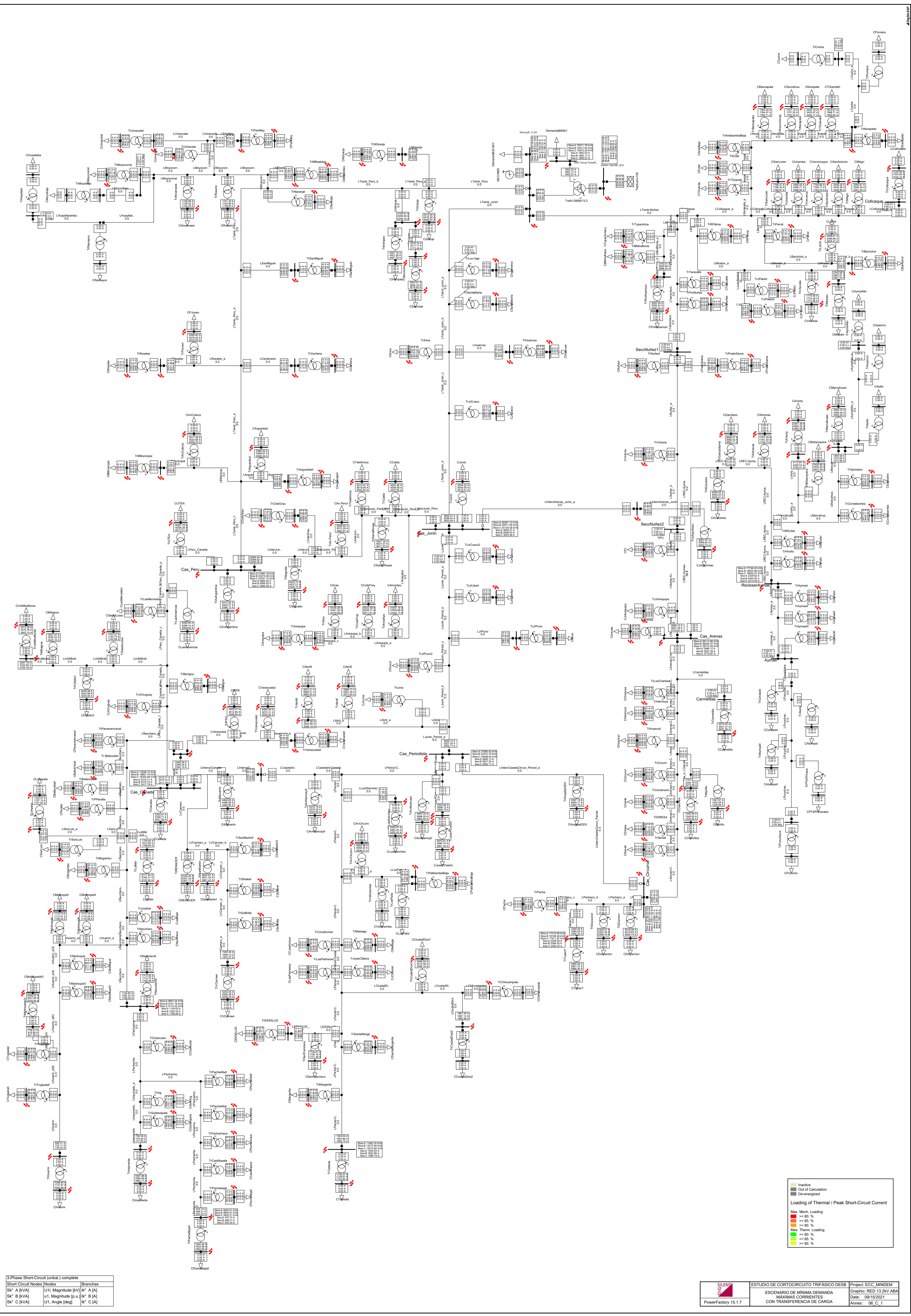
Single Phase to Ground complete	
Short Circuit Nodes / Nodes	Branches
Sk* A [kVA]	U1, Magnitude [kV]   Ik* A [A]
Sk* B [kVA]	u1, Magnitude [p.u.]   Ik* B [A]
Sk* C [kVA]	U1, Angle [deg]   Ik* C [A]

 PowerFactory 15.1.7	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO MONOFASICO	Project: ECC_MAXDEM
	ESENARIO DE MÁXIMA DEMANDA	Graphic: RED_13.2kV_ABA
	MÍNIMAS CORRIENTES	Date: 09/15/2021
	CON TRANSFERENCIA DE CARGA	Annex: 06_B_2

Fuente: Elaboración propia

## Apéndice C: Cortocircuito trifásico en el escenario de mínima demanda





3-Phase Short-Circuit (unbal.) complete

Short Circuit Nodes	Branches
Sk* A [kVA]	U1, Magnitude [kV] Ik* A [A]
Sk* B [kVA]	U1, Magnitude [p.u.] Ik* B [A]
Sk* C [kVA]	U1, Angle [deg] Ik* C [A]

**Legend**

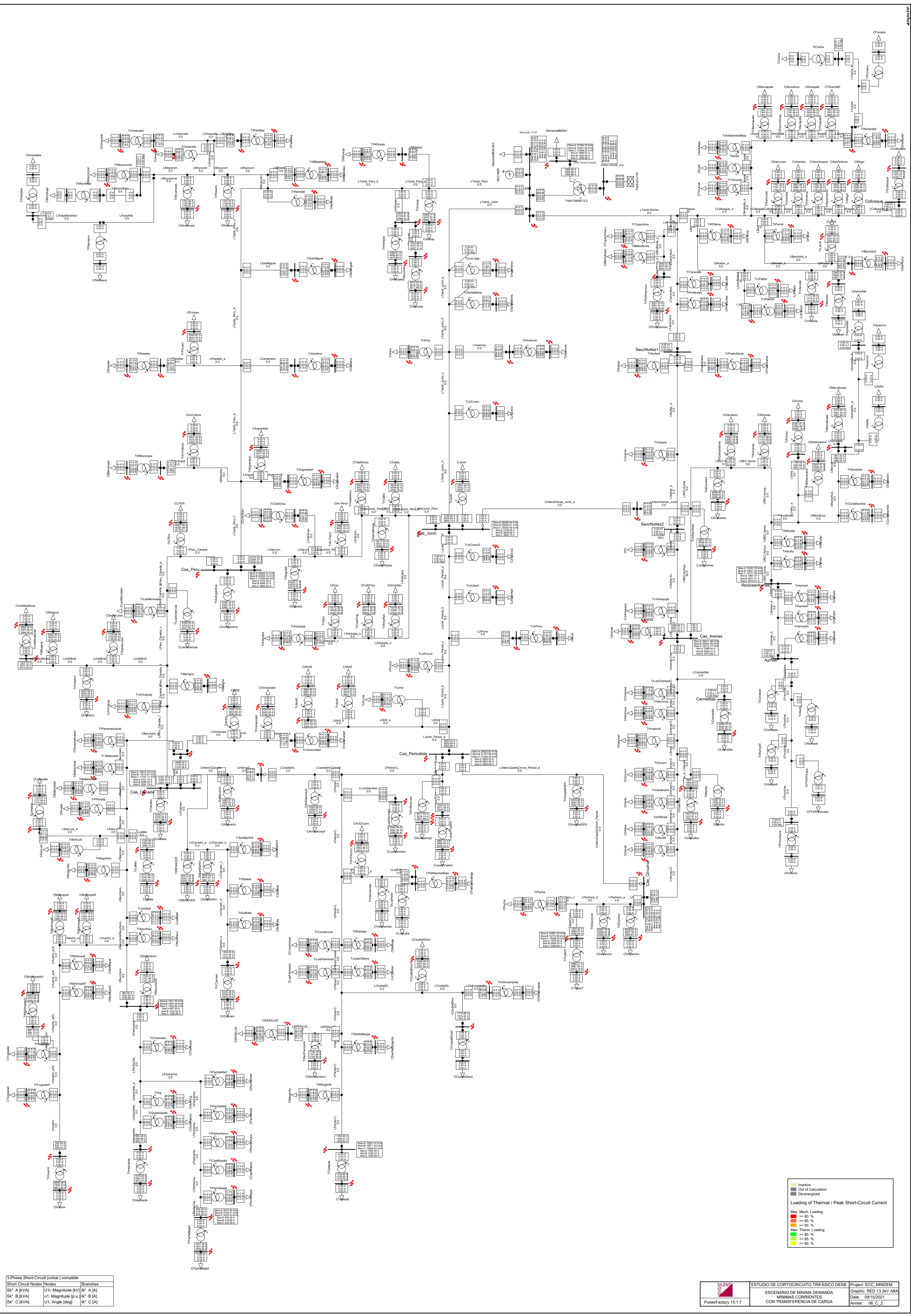
- Inactive (Grey)
- Out of Calculation (White)
- De-energized (Black)

**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

- Max. Mech. Loading:
  - >= 80.0% (Red)
  - >= 75.0% (Orange)
  - >= 70.0% (Yellow)
- Max. Therm. Loading:
  - >= 80.0% (Green)
  - >= 75.0% (Light Green)
  - >= 70.0% (Yellow-Green)

Fuente: Elaboración propia

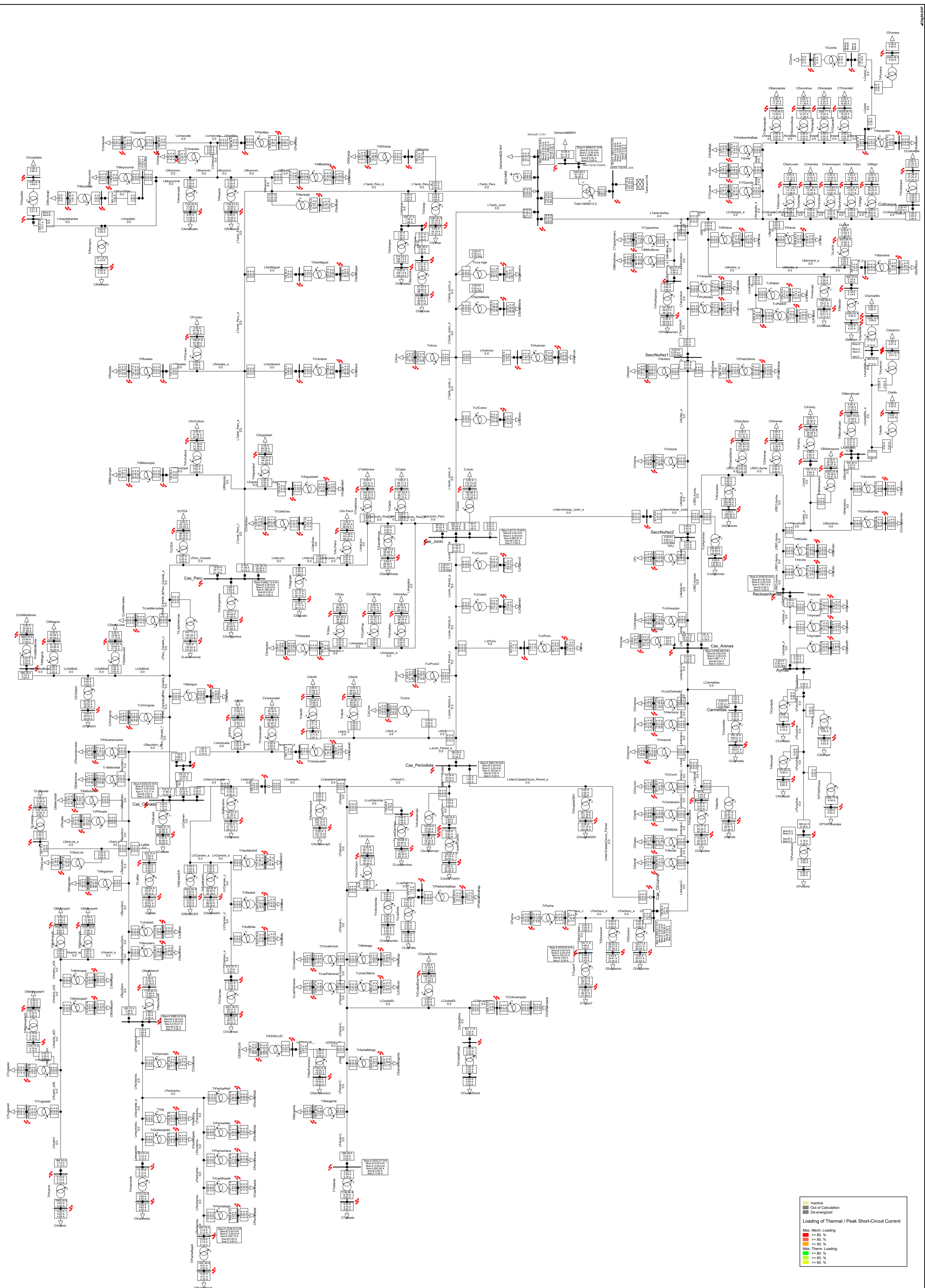




Fuente: Elaboración propia

Apéndice D: Cortocircuito monofásico en el escenario de mínima demanda





**Legend**

- Inactive (Grey)
- Out of Calculation (White)
- De-energized (Light Blue)

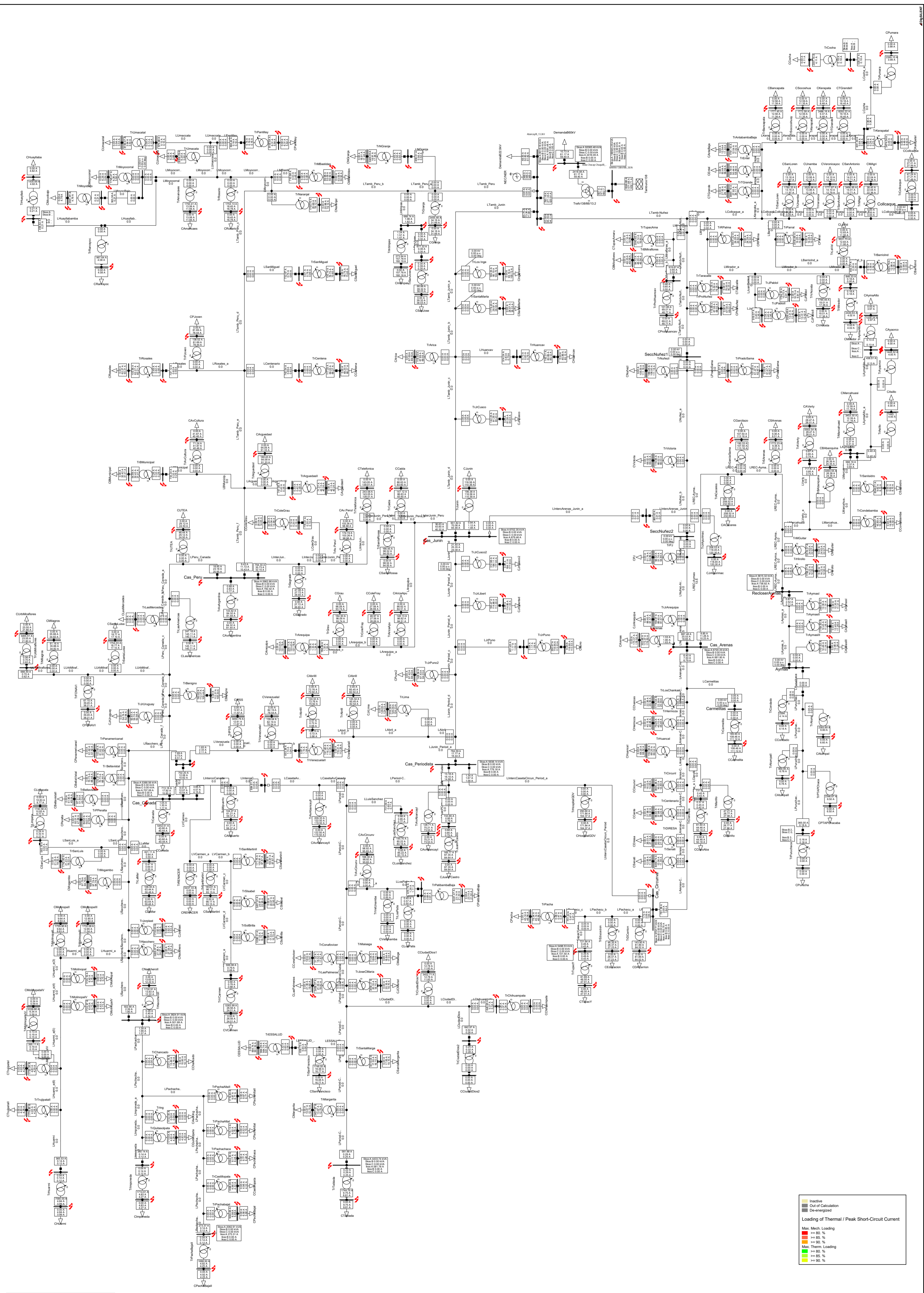
**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

- Max. Mech. Loading:
  - >= 80.0% (Red)
  - >= 60.0% (Orange)
  - >= 40.0% (Yellow)
- Max. Therm. Loading:
  - >= 80.0% (Red)
  - >= 65.0% (Orange)
  - >= 50.0% (Yellow)

Single Phase to Ground complete	
Short Circuit Nodes / Nodes	Branches
Sk* A [kVA]	U1, Magnitude [kV] Ik* A [A]
Sk* B [kVA]	u1, Magnitude [p.u.] Ik* B [A]
Sk* C [kVA]	U1, Angle [deg] Ik* C [A]

Fuente: Elaboración propia





Single Phase to Ground complete	
Short Circuit Nodes / Nodes	Branches
Sk* A [kVA]	U1, Magnitude [kV] Ik* A [A]
Sk* B [kVA]	u1, Magnitude [p.u.] Ik* B [A]
Sk* C [kVA]	U1, Angle [deg] Ik* C [A]

**Legend**

- Inactive
- Out of Calculation
- De-energized

**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

- Max. Mech. Loading
- >= 80. %
- >= 90. %
- Max. Therm. Loading
- >= 80. %
- >= 85. %
- >= 90. %

Fuente: Elaboración propia

# **ANEXO 07**

## **Cálculo de parámetros de coordinación de protección**

Apéndice A: Parámetros de coordinación de protección para la función de sobre corriente de fases (51 y 50).

**Apéndice A: Cálculos de parámetros de coordinación de protección para la función de sobre corriente de fases (51 y 50)**

**Alimentador TA02**

Nodo	RELÉ	Corriente de carga	Cortocircuito trifásico min al final del circuito	Cortocircuito trifásico max en la barra aguas abajo	Corriente mínima operación $1.4I_c \leq CMO \leq 0.5I_{cc3\phi min}$			Corriente tiempo definido $6I_c \leq I_{DT} \leq 1.25I_{cc3\phi max}$			Relación transfor. corriente	Cortocircuito trifásico max en la barra	Tap	Corriente de falla crítica	Tiempo de operación	Tiempo crítico de operación	Dial	Corriente de falla máxima	Corriente tiempo definido	Tiempo definido
		$I_c$ (A)	$I_{cc3\phi min}$ (A)	$I_{cc3\phi max}$ (A)	(A)			(A)			Rc	$I_{cc3\phi max}$ (A)	$T_x$ (A)	XPU <sub>CR</sub> (p.u. o %)	$t_{op}$ (s)	$t_{CR}$ (s)	TMS	XPU <sub>max</sub> (p.u. o %)	$I_{DT}$ (A)	t (s)
Barra 13.2kV	RE01TA02	104.24		3867.39		240.00			3120.00		300.00	7537.66	0.80	16.11		0.42	0.17	31.41		
Caseta Arenas	RE02TA02	17.63	2407.32	2752.32	134.68	180.00	1203.66	215.78	1800.00	3440.40	30.00	3867.39	6.00	1529.07	0.24	0.26	0.11	2148.55	60.00	0.05
	RE03TA02	29.53	2077.29	2451.90	151.34	180.00	1038.65	287.18	1800.00	3064.88	30.00	3867.39	6.00	1362.17	0.24	0.27	0.11	2148.55	60.00	0.05
Caseta Circunvalación	RE04TA02	6.39	2069.90	2391.29	8.95	60.00	1034.95	38.34	900.00	2989.11	30.00	2752.32	2.00	3985.48	0.11	0.10	0.09	4587.20	30.00	0.02
	RE05TA02	0.00	2069.90	2391.29	110.00	120.00	1034.95	110.00	900.00	2989.11	30.00	2752.32	4.00	1992.74	0.11	0.10	0.07	2293.60	30.00	0.02
Recloser Aymas	REC01TA02	3.69	502.91	603.05	5.17	30.00	251.46	22.14	480.00	753.81	1.00	2451.90	30.00	20.10	0.12	0.13	0.06	81.73	480.00	0.02

**Alimentador TA03**

Nodo	RELÉ	Corriente de carga	Cortocircuito trifásico min al final del circuito	Cortocircuito trifásico max en la barra aguas abajo	Corriente mínima operación $1.4I_c \leq CMO \leq 0.5I_{cc3\phi min}$			Corriente tiempo definido $6I_c \leq I_{DT} \leq 1.25I_{cc3\phi max}$			Relación transfor. corriente	Cortocircuito trifásico max en la barra	Tap	Corriente de falla crítica	Tiempo de operación	Tiempo crítico de operación	Dial	Corriente de falla máxima	Corriente tiempo definido	Tiempo definido
		$I_c$ (A)	$I_{cc3\phi min}$ (A)	$I_{cc3\phi max}$ (A)	(A)			(A)			Rc	$I_{cc3\phi max}$ (A)	$T_x$ (A)	XPU <sub>CR</sub> (p.u. o %)	$t_{op}$ (s)	$t_{CR}$ (s)	TMS	XPU <sub>max</sub> (p.u. o %)	$I_{DT}$ (A)	t (s)
Barra 13.2kV	RE01TA03	101.95		4091.86		240.00			3120.00		300.00	7537.66	0.80	17.05		0.34	0.14	31.41	10.40	0.05
Caseta Junin	RE02TA03	67.64	2854.14	3050.61	211.70	217.50	1427.07	522.84	1800.00	3813.26	30.00	4091.86	7.25	1402.58	0.19	0.25	0.10	1881.31	60.00	0.02
	RE03TA03	0.00	2854.14	3050.61	110.00	180.00	1427.07	110	1800.00	3813.26	30.00	4091.86	6.00	1694.78	0.19	0.24	0.10	2273.26	60.00	0.02
	RE04TA03	20.07	2854.14	3050.61	145.10	180.00	1427.07	237.42	1800.00	3813.26	30.00	4091.86	6.00	1694.78	0.19	0.24	0.10	2273.26	60.00	0.02
Caseta Periodista	RE05TA03	36.97	1430.52	1607.53	168.76	169.50	715.26	338.82	900.00	2009.41	30.00	3050.61	5.65	948.40	0.07	0.09	0.06	1799.77	30.00	0.02
	RE06TA03	2.56	1430.52	1607.53	113.58	120.00	715.26	125.36	900.00	2009.41	30.00	3050.61	4.00	1339.61	0.07	0.08	0.06	2542.18	30.00	0.02

**Alimentador TA04**

Nodo	RELÉ	Corriente de carga	Cortocircuito trifásico min al final del circuito	Cortocircuito trifásico max en la barra aguas abajo	Corriente mínima operación $1.4I_c \leq CMO \leq 0.5I_{cc3\phi min}$			Corriente tiempo definido $6I_c \leq I_{DT} \leq 1.25I_{cc3\phi max}$			Relación transfor. corriente	Cortocircuito trifásico max en la barra	Tap	Corriente de falla crítica	Tiempo de operación	Tiempo crítico de operación	Dial	Corriente de falla máxima	Corriente tiempo definido	Tiempo definido
		$I_c$ (A)	$I_{cc3\phi min}$ (A)	$I_{cc3\phi max}$ (A)	(A)			(A)			Rc	$I_{cc3\phi max}$ (A)	$T_x$ (A)	XPU <sub>CR</sub> (p.u. o %)	$t_{op}$ (s)	$t_{CR}$ (s)	TMS	XPU <sub>max</sub> (p.u. o %)	$I_{DT}$ (A)	t (s)
Barra 13.2kV	RE01TA04	114.94		3381.59		240.00			3120.00		300.00	7537.66	0.80	14.09		0.44	0.17	31.41	10.40	0.05
Caseta Av. Perú	RE02TA04	75.93	2493.34	2685.73	216.30	217.50	1246.67	565.58	1800.00	3357.16	30.00	3381.59	7.25	1234.82	0.27	0.28	0.11	1554.75	60.00	0.02
	RE03TA04	0.00	2493.34	2685.73	110.00	180.00	1246.67	110.00	1800.00	3357.16	30.00	3381.59	6.00	1492.07	0.27	0.27	0.11	1878.66	60.00	0.02
Caseta Av. Canada	RE04TA04	38.65	1081.86	1246.91	54.11	90.00	540.93	231.90	900.00	1558.64	30.00	2685.73	3.00	1385.46	0.13	0.12	0.09	2984.14	30.00	0.02
	RE05TA04	15.27	1081.86	1246.91	131.38	150.00	540.93	201.62	900.00	1558.64	30.00	2685.73	5.00	831.27	0.13	0.15	0.09	1790.49	30.00	0.02
Recloser Nacchero	REC01TA04	5.04	433.46	509.82	7.06	50.00	216.73	30.24	480.00	637.28	1.00	1246.91	50.00	10.20	-0.03	0.14	0.05	24.94	480.00	No hay coordinación

Fuente: Elaboración propia

Apéndice B: Parámetros de coordinación de protección para la función de sobre corriente de fase a tierra (51N y 50N).

**Apéndice B: Cálculos de parámetros de coordinación de protección para la función de sobre corriente de fase a tierra (51N y 50N)**

**Alimentador TA02**

Nodo	RELÉ	Corriente mínima operación de fase	Cortocircuito monofásico min al final del circuito	Cortocircuito monofásico max en la barra aguas abajo	Corriente mínima operación $I_{ajuste} \leq 0.33C_{MO}$ ; $I_{ajuste} \leq 0.5 I_{cc1\phi min}$			Corriente tiempo definido $I_{DT} \leq 1.5I_{cc1\phi max}$		Relación transf. corriente	Cortocircuito monofásico max en la barra	Tap	Corriente de falla crítica	Tiempo de operación	Tiempo crítico de operación	Dial	Corriente de falla máxima	Corriente tiempo definido	Tiempo definido
		CMO (A)	$I_{cc1\phi min}$ (A)	$I_{cc1\phi max}$ (A)	(A)			(A)		Rc	$I_{cc1\phi max}$ (A)	$T_x$ (A)	XPU <sub>CR</sub> (p.u. o %)	$t_{op}$ (s)	$t_{CR}$ (s)	TMS	XPU <sub>max</sub> (p.u. o %)	$I_{DT}$ (A)	t (s)
Barra 13.2kV	RE01TA02			889.77		30.00		672.00		50.00	1098.89	0.60	29.66		0.48	0.24	36.63	13.44	0.10
Caseta Arenas	RE02TA02	180.00	760.77	770.55	59.40	20.00	380.39	360.00	1155.83	10.00	889.77	2.00	3852.75	0.30	0.30	0.18	4448.85	36.00	0.05
	RE03TA02	180.00	736.01	750.03	59.40	20.00	368.01	360.00	1125.05	10.00	889.77	2.00	3750.15	0.30	0.30	0.18	4448.85	36.00	0.05
Caseta Circunvalación	RE04TA02	60.00	721.27	733.31	19.80	10.00	360.64	180.00	1099.97	10.00	770.55	1.00	7333.10	0.15	0.22	0.10	7705.50	18.00	0.02
	RE05TA02	120.00	721.27	733.31	39.60	10.00	360.64	180.00	1099.97	10.00	770.55	1.00	7333.10	0.15	0.22	0.10	7705.50	18.00	0.02
Recloser Aymas	REC01TA02	30.00	363.98	389.33	9.90	10.00	181.99	180.00	584.00	1.00	750.03	10.00	38.93	0.15	0.15	0.06	75.00	180.00	0.02

**Alimentador TA03**

Nodo	RELÉ	Corriente mínima operación de fase	Cortocircuito monofásico min al final del circuito	Cortocircuito monofásico max en la barra aguas abajo	Corriente mínima operación $I_{ajuste} \leq 0.33C_{MO}$ ; $I_{ajuste} \leq 0.5 I_{cc1\phi min}$			Corriente tiempo definido $I_{DT} \leq 1.5I_{cc1\phi max}$		Relación transf. corriente	Cortocircuito monofásico max en la barra	Tap	Corriente de falla crítica	Tiempo de operación	Tiempo crítico de operación	Dial	Corriente de falla máxima	Corriente tiempo definido	Tiempo definido
		CMO (A)	$I_{cc1\phi min}$ (A)	$I_{cc1\phi max}$ (A)	(A)			(A)		Rc	$I_{cc1\phi max}$ (A)	$T_x$ (A)	XPU <sub>CR</sub> (p.u. o %)	$t_{op}$ (s)	$t_{CR}$ (s)	TMS	XPU <sub>max</sub> (p.u. o %)	$I_{DT}$ (A)	t (s)
Barra 13.2kV	RE01TA03			886.89		30.00		672.00		50	1098.89	0.60	29.56		0.39	0.19	36.63	13.44	0.10
Caseta Junin	RE02TA03	217.50	782.09	786.57	71.78	20.00	391.05	360.00	1179.86	10	886.89	2.00	3932.85	0.21	0.23	0.10	4434.45	36.00	0.05
	RE03TA03	180.00	782.09	786.57	59.40	20.00	391.05	360.00	1179.86	10	886.89	2.00	3932.85	0.21	0.23	0.10	4434.45	36.00	0.05
	RE04TA03	180.00	782.09	786.57	59.40	20.00	391.05	360.00	1179.86	10	886.89	2.00	3932.85	0.21	0.23	0.10	4434.45	36.00	0.05
Caseta Periodista	RE05TA03	170.00	582.31	594.64	56.10	10.00	291.16	180.00	891.96	10	786.57	1.00	5946.40	0.08	0.07	0.06	7865.70	18.00	0.02
	RE06TA03	120.00	582.31	594.64	39.60	10.00	291.16	180.00	891.96	10	786.57	1.00	5946.40	0.08	0.07	0.06	7865.70	18.00	0.02

**Alimentador TA04**

Nodo	RELÉ	Corriente mínima operación de fase	Cortocircuito monofásico min al final del circuito	Cortocircuito monofásico max en la barra aguas abajo	Corriente mínima operación $I_{ajuste} \leq 0.33C_{MO}$ ; $I_{ajuste} \leq 0.5 I_{cc1\phi min}$			Corriente tiempo definido $I_{DT} \leq 1.5I_{cc1\phi max}$		Relación transf. corriente	Cortocircuito monofásico max en la barra	Tap	Corriente de falla crítica	Tiempo de operación	Tiempo crítico de operación	Dial	Corriente de falla máxima	Corriente tiempo definido	Tiempo definido
		CMO (A)	$I_{cc1\phi min}$ (A)	$I_{cc1\phi max}$ (A)	(A)			(A)		Rc	$I_{cc1\phi max}$ (A)	$T_x$ (A)	XPU <sub>CR</sub> (p.u. o %)	$t_{op}$ (s)	$t_{CR}$ (s)	TMS	XPU <sub>max</sub> (p.u. o %)	$I_{DT}$ (A)	t (s)
Barra 13.2kV	RE01TA04			816.29		30.00		672.00		50.00	1098.89	0.60	27.21		0.40	0.19	36.63	13.44	0.05
Caseta Av. Perú	RE02TA04	217.50	730.41	736.28	71.78	20.00	365.21	360.00	1104.42	10.00	816.29	2.00	3681.40	0.22	0.23	0.10	4081.45	36.00	0.02
	RE03TA04	180.00	730.41	736.28	59.40	20.00	365.21	360.00	1104.42	10.00	816.29	2.00	3681.40	0.22	0.23	0.10	4081.45	36.00	0.02
Caseta Av. Canada	RE04TA04	90.00	512.18	530.69	29.70	15.00	256.09	180.00	796.04	10.00	736.28	1.50	3537.93	0.08	0.08	0.07	4908.53	18.00	0.02
	RE05TA04	150.00	512.18	530.69	49.50	15.00	256.09	180.00	796.04	10.00	736.28	1.50	3537.93	0.08	0.08	0.07	4908.53	18.00	0.02
Recloser Nacchero	REC01TA04	30.00	274.93	296.24	9.90	10.00	137.47	100.00	444.36	1.00	530.69	10.00	29.62	-0.07	0.10	0.05	53.07	100.00	No hay coordinación

Fuente: Elaboración propia

## **ANEXO 08**

### **Planilla de ajuste de protecciones**

Apéndice A: Sobrecorriente de fases propuesto (51, 50)

**Apéndice A: Sobrecorriente de fases propuesto (51,50)****Alimentador TA02**

COD. RELÉ	MODELO RELÉ	Voltaje Sistema	TC	TIEMPO INVERSO 51				TIEMPO DEFINIDO 50		
				I>		TMS	Curva	I>>		t>>
				Sec. (A)	Prim. (A)			Sec. (A)	Prim. (A)	
RE01TA02	SEL 751A	13.2	300/1	0.80	240.00	0.17	IEC NI	10.40	3120.00	0.10
RE02TA02	PNC E100	13.2	150/5	6.00	180.00	0.11	IEC NI	60.00	1800.00	0.05
RE03TA02	PNC E100	13.2	150/5	6.00	180.00	0.11	IEC NI	60.00	1800.00	0.05
RE04TA02	PNC E100	13.2	150/5	2.00	60.00	0.09	IEC NI	30.00	900.00	0.02
RE05TA02	PNC E100	13.2	150/5	4.00	120.00	0.07	IEC NI	30.00	900.00	0.02
REC01TA02	SEL 351R	13.2	1	30.00	30.00	0.06	IEC NI	480.00	480.00	0.02

**Alimentador TA03**

COD. RELÉ	MODELO RELÉ	Voltaje Sistema	TC	TIEMPO INVERSO 51				TIEMPO DEFINIDO 50		
				I>		TMS	Curva	I>>		t>>
				Sec. (A)	Prim. (A)			Sec. (A)	Prim. (A)	
RE01TA03	SEL 751A	13.2	300/1	0.80	240.00	0.14	IEC NI	10.40	3120.00	0.05
RE02TA03	PNC E100	13.2	150/5	7.25	217.50	0.10	IEC NI	60.00	1800.00	0.02
RE03TA03	PNC E100	13.2	150/5	6.00	180.00	0.10	IEC NI	60.00	1800.00	0.02
RE04TA03	PNC E100	13.2	150/5	6.00	180.00	0.10	IEC NI	60.00	1800.00	0.02
RE05TA03	PNC E100	13.2	150/5	5.65	169.50	0.06	IEC NI	30.00	900.00	0.02
RE06TA03	PNC E100	13.2	150/5	4.00	120.00	0.06	IEC NI	30.00	900.00	0.02

**Alimentador TA04**

COD. RELÉ	MODELO RELÉ	Voltaje Sistema	TC	TIEMPO INVERSO 51				TIEMPO DEFINIDO 50		
				I>		TMS	Curva	I>>		t>>
				Sec. (A)	Prim. (A)			Sec. (A)	Prim. (A)	
RE01TA02	SEL 751A	13.2	300/1	0.80	240.00	0.17	IEC NI	10.40	3120.00	0.05
RE02TA04	PNC E100	13.2	150/5	7.25	217.50	0.11	IEC NI	60.00	1800.00	0.02
RE03TA04	PNC E100	13.2	150/5	6.00	180.00	0.11	IEC NI	60.00	1800.00	0.02
RE04TA04	PNC E100	13.2	150/5	3.00	90.00	0.09	IEC NI	30.00	900.00	0.02
RE05TA04	PNC E100	13.2	150/5	5.00	150.00	0.09	IEC NI	30.00	900.00	0.02
REC01TA04	SEL 351R	13.2	1	50.00	30.00	0.05	IEC NI	480.00	480.00	0.02

Fuente: Elaboración propia

Apéndice B: Sobrecorriente de fase a tierra propuesto (51N, 50N)



**Apendice B: Sobrecorriente de fase a tierra propuesto (51N,50N)****Alimentador TA02**

COD. RELÉ	MODELO RELÉ	Voltaje Sistema	TC	TIEMPO INVERSO 51N				TIEMPO DEFINIDO 50N		
				I>		TMS	Curva	I>>		t>>
				Sec. (A)	Prim. (A)			Sec. (A)	Prim. (A)	
RE01TA02	SEL 751A	13.2	50/1	0.60	30.00	0.24	IEC NI	13.44	672.00	0.10
RE02TA02	PNC E100	13.2	50/5	2.00	20.00	0.18	IEC NI	36.00	360.00	0.05
RE03TA02	PNC E100	13.2	50/5	2.00	20.00	0.18	IEC NI	36.00	360.00	0.05
RE04TA02	PNC E100	13.2	50/5	1.00	10.00	0.10	IEC NI	18.00	180.00	0.02
RE05TA02	PNC E100	13.2	50/5	1.00	10.00	0.10	IEC NI	18.00	180.00	0.02
REC01TA02	SEL 351R	13.2	1	10.00	10.00	0.06	IEC NI	180.00	180.00	0.02

**Alimentador TA03**

COD. RELÉ	MODELO RELÉ	Voltaje Sistema	TC	TIEMPO INVERSO 51N				TIEMPO DEFINIDO 50N		
				I>		TMS	Curva	I>>		t>>
				Sec. (A)	Prim. (A)			Sec. (A)	Prim. (A)	
RE01TA03	SEL 751A	13.2	50/1	0.60	30.00	0.19	IEC NI	13.44	672.00	0.10
RE02TA03	PNC E100	13.2	50/5	2.00	20.00	0.10	IEC NI	36.00	360.00	0.05
RE03TA03	PNC E100	13.2	50/5	2.00	20.00	0.10	IEC NI	36.00	360.00	0.05
RE04TA03	PNC E100	13.2	50/5	2.00	20.00	0.10	IEC NI	36.00	360.00	0.05
RE05TA03	PNC E100	13.2	50/5	1.00	10.00	0.06	IEC NI	18.00	180.00	0.02
RE06TA03	PNC E100	13.2	50/5	1.00	10.00	0.06	IEC NI	18.00	180.00	0.02

**Alimentador TA04**

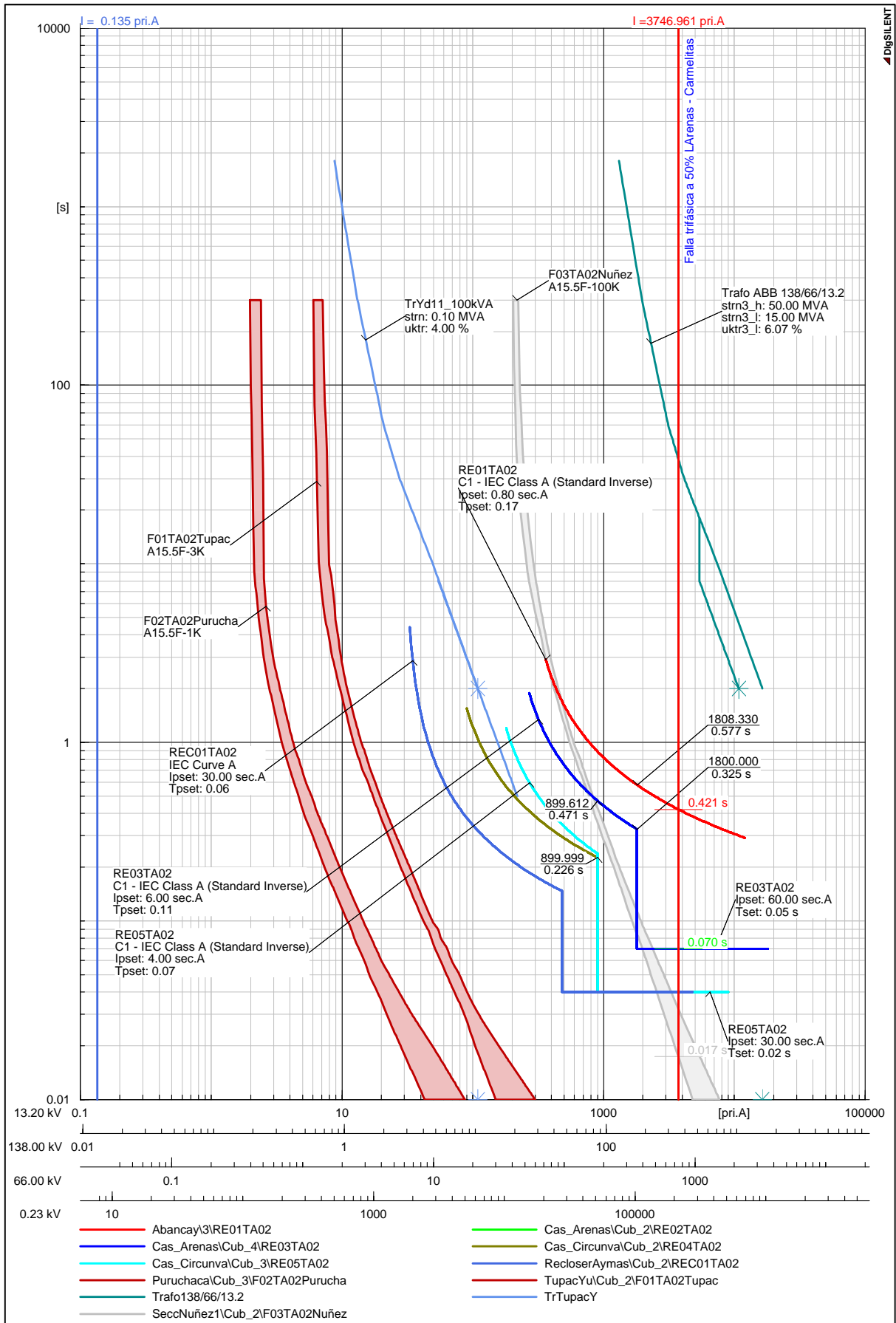
COD. RELÉ	MODELO RELÉ	Voltaje Sistema	TC	TIEMPO INVERSO 51N				TIEMPO DEFINIDO 50N		
				I>		TMS	Curva	I>>		t>>
				Sec. (A)	Prim. (A)			Sec. (A)	Prim. (A)	
RE01TA02	SEL 751A	13.2	50/1	0.60	30.00	0.19	IEC NI	13.44	672.00	0.05
RE02TA04	PNC E100	13.2	50/5	2.00	20.00	0.10	IEC NI	36.00	360.00	0.02
RE03TA04	PNC E100	13.2	50/5	2.00	20.00	0.10	IEC NI	36.00	360.00	0.02
RE04TA04	PNC E100	13.2	50/5	1.50	15.00	0.07	IEC NI	18.00	180.00	0.02
RE05TA04	PNC E100	13.2	50/5	1.50	15.00	0.07	IEC NI	18.00	180.00	0.02
REC01TA04	SEL 351R	13.2	1	10.00	10.00	0.05	IEC NI	100.00	100.00	0.02

Fuente: Elaboración propia

## **ANEXO 09**

**Diagramas de coordinación de protección de los alimentadores TA02,  
TA03 y TA04**

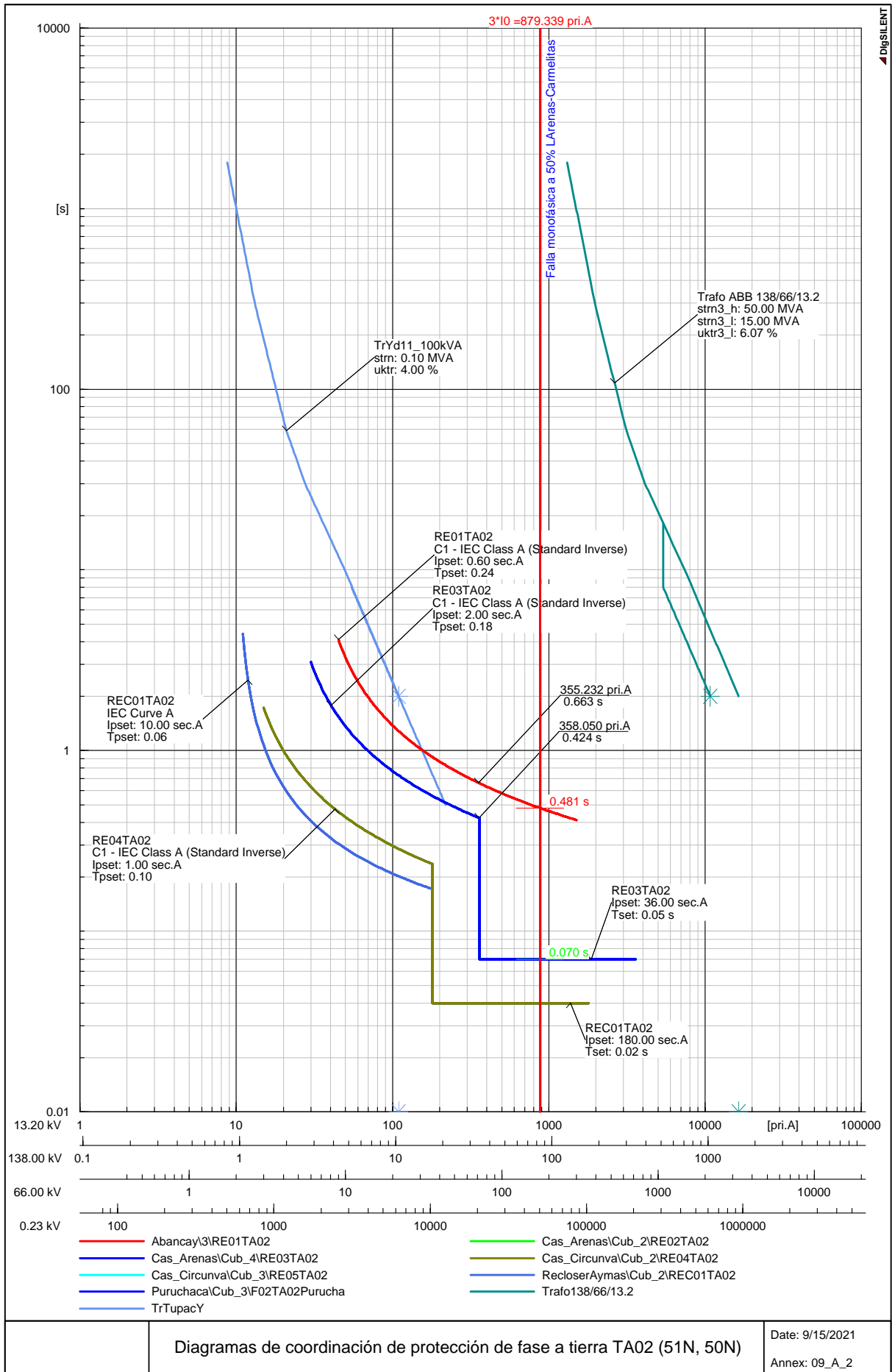
Apéndice A: Coordinación de protección del alimentador TA02



Diagramas de coordinación de protección entre fases TA02 (51, 50)

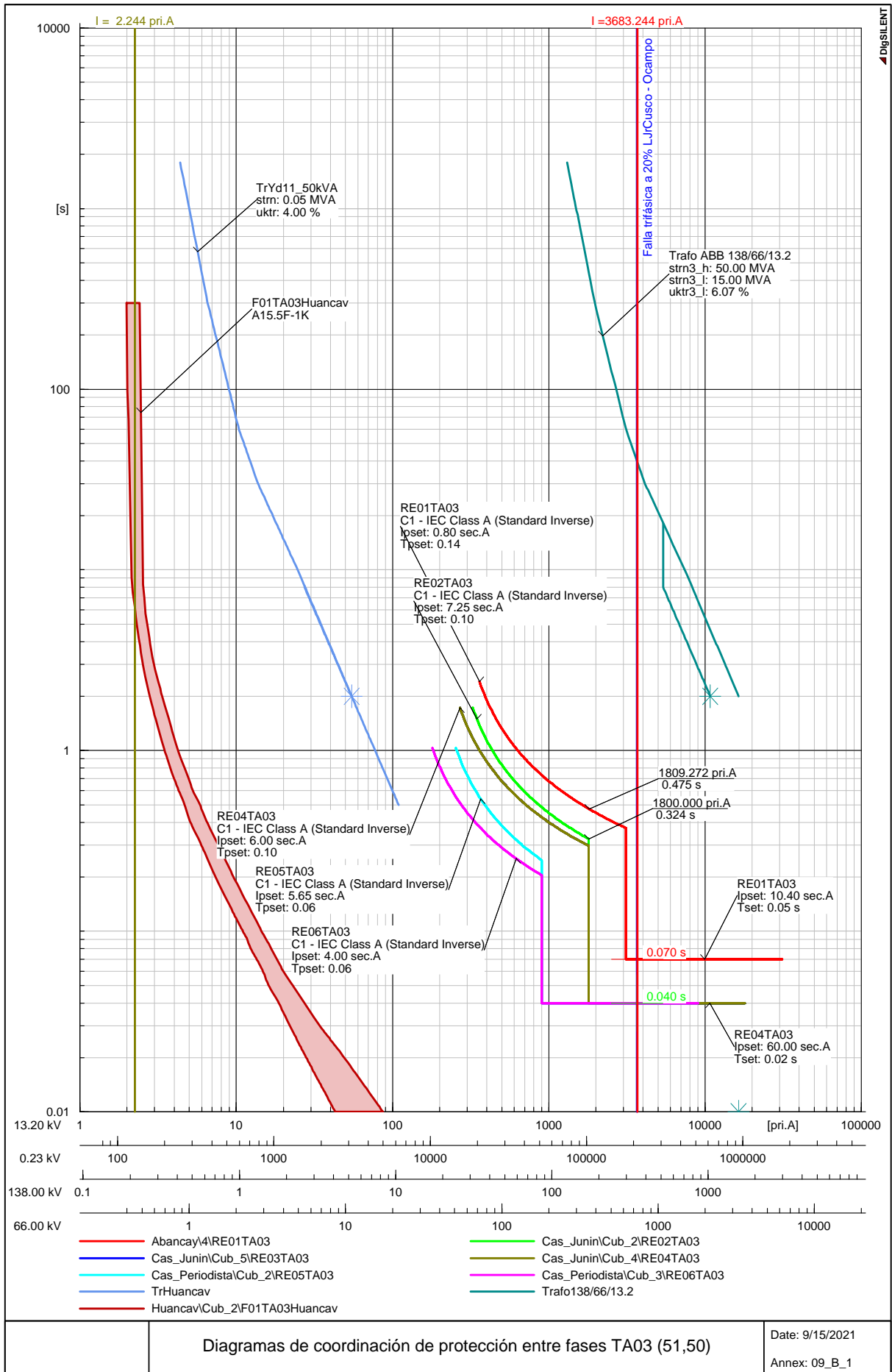
Date: 9/15/2021  
Annex: 09\_A\_1

Fuente: Elaboración propia



Fuente: Elaboración propia

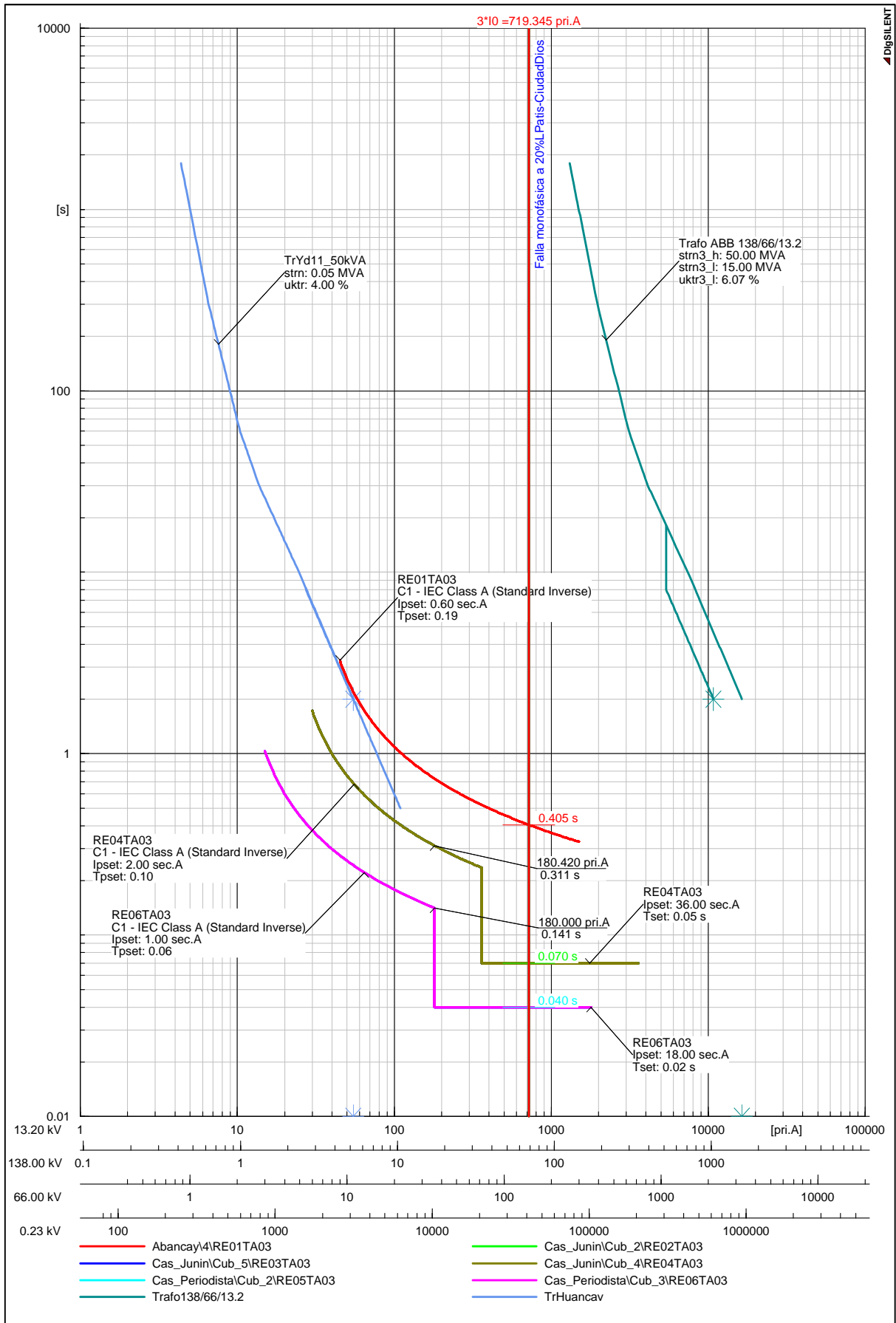
## Apéndice B: Coordinación de protección del alimentador TA03



Diagramas de coordinación de protección entre fases TA03 (51,50)

Date: 9/15/2021  
Annex: 09\_B\_1

Fuente: Elaboración propia



Diagramas de coordinación de protección de fase a tierra TA03 (51N,50N)

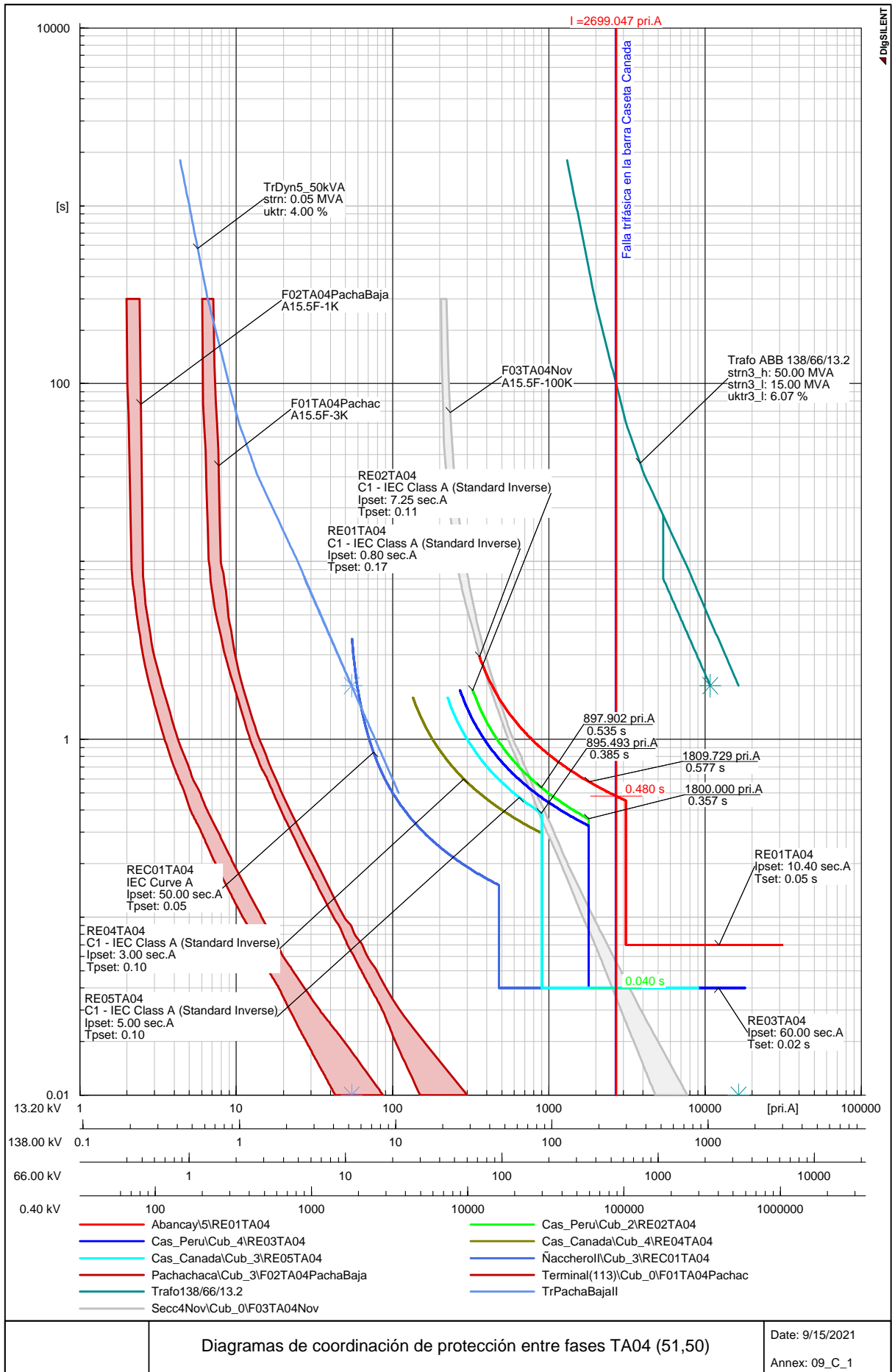
Date: 9/15/2021

Annex: 09\_B\_2

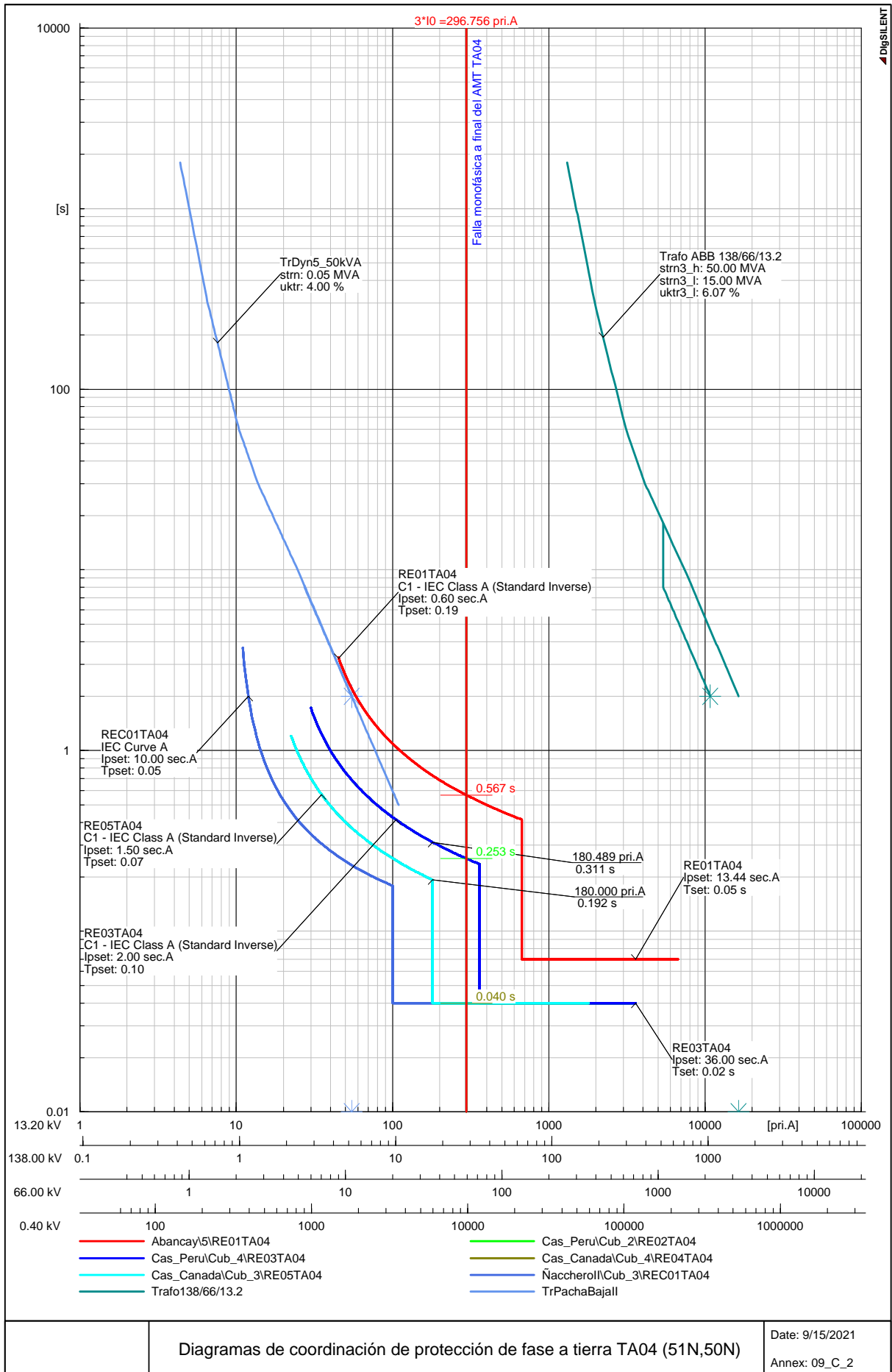
Fuente: Elaboración propia

## Apéndice C: Coordinación de protección del alimentador TA04





Fuente: Elaboración propia



Fuente: Elaboración propia