

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
INFORMÁTICA Y MECÁNICA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**TESIS**

**COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DE LA  
CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO AISLADO BAJO URUBAMBA -  
MALVINAS 01 Y 02, AL PERIODO 2022 – 2024**

**PRESENTADO POR:**

**Br. FREDY BRAULIO MAMANI MAMANI**

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL  
DE INGENIERO ELECTRICISTA**

**ASESOR:**

**Mg. PABLO APAZA HUANCA**

**CUSCO – PERÚ**

**2025**



# Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco

## INFORME DE SIMILITUD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-321-2025-UNSAAC)

El que suscribe, el Asesor PABLO APAZA HUANCA  
..... quien aplica el software de detección de similitud al  
trabajo de investigación/tesis titulada: COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN  
PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL  
SISTEMA ELÉCTRICO AISLADO BAJO URUBAMBA - MALVINAS  
D.Y.O.2 AL PERIODO 2022-2024"

Presentado por: FREDY BRAULIO MAMANI MAMANI DNI N° 45239226;  
presentado por: ..... DNI N°: .....  
Para optar el título Profesional/Grado Académico de INGENIERO ELÉCTRICISTA

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 3 veces, mediante el  
Software de Similitud, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso del Sistema Detección de  
Similitud en la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 7 %.

### Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No sobrepasa el porcentaje aceptado de similitud.	<input checked="" type="checkbox"/>
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las subsanaciones.	<input type="checkbox"/>
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, conforme al reglamento, quien a su vez eleva el informe al Vicerrectorado de Investigación para que tome las acciones correspondientes; Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	<input type="checkbox"/>

Por tanto, en mi condición de Asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y **adjunto** las primeras páginas del reporte del Sistema de Detección de Similitud.

Cusco, 27 de NOVIEMBRE de 2025

Pablo Apaza Huanc  
Firma  
Post firma Pablo Apaza Huanc  
Nro. de DNI 23 042746  
ORCID del Asesor 0000-0002-3941-1347

### Se adjunta:

- Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
- Enlace del Reporte Generado por el Sistema de Detección de Similitud: **oid:** 27259:532521200

# Fredy Mamani Mamani

## Coordinacion de proteccion para el mejorar la confiabilidad del sistema electrico Malvina 01 -02.pdf

 Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

### Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::27259:532521200

Fecha de entrega

24 nov 2025, 11:33 a.m. GMT-5

Fecha de descarga

24 nov 2025, 12:56 p.m. GMT-5

Nombre del archivo

TESIS PARA EMPASTADO OBS LEV. 29 DE AGOSTO-2025 ok final.pdf

Tamaño del archivo

7.9 MB

192 páginas

50.308 palabras

222.360 caracteres

# 7% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...




## Filtrado desde el informe

- Coincidencias menores (menos de 10 palabras)

## Exclusiones


- N.º de coincidencias excluidas

## Fuentes principales

- 6%  Fuentes de Internet
- 0%  Publicaciones
- 6%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

## Marcas de integridad

### N.º de alerta de integridad para revisión

-  **Caracteres reemplazados**  
381 caracteres sospechosos en N.º de páginas  
Las letras son intercambiadas por caracteres similares de otro alfabeto.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

## **PRESENTACIÓN**

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

**SEÑORES MIEMBROS DEL JURADO:**

En el cumplimiento con las disposiciones del Reglamento de grado y títulos la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica, con la finalidad de optar por el título de Ingeniero Electricista, presento a vuestra consideración la Tesis titulada:

“COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO AISLADO BAJO URUBAMBA - MALVINAS 01 y 02 AL PERIODO 2022 - 2024”

El presente estudio, se ha desarrollado teniendo en consideración con las líneas de metodología de investigación respecto al trabajo de investigación

FREDY BRAULIO MAMANI MAMANI

## AGRADECIMIENTO

### A MIS DOCENTES

"Sus sabias orientaciones y valiosos consejos fueron fundamentales en mi aprendizaje. Su vasto conocimiento, preciso e inquebrantable, nos ha guiado a lo largo de este camino. A ustedes, nuestros estimados docentes, les debemos todo lo que hemos aprendido. Gracias por su paciencia, por compartir generosamente su saber y por su incansable dedicación. Su esfuerzo ha sido clave en mi crecimiento."

### A MIS PADRES

A Jesús y Maximiliana:

"Ustedes han sido siempre mi fuente de inspiración, el motor que impulsó mis sueños y mis esperanzas. Estuvieron a mi lado en los días más difíciles, y siempre han sido mis mejores guías. Gracias por ser quienes son, por su amor incondicional y por creer en mí, incluso cuando yo dudaba. Su apoyo ha sido esencial para llegar hasta aquí."

## **DEDICATORIA**

Dedico esta tesis con todo mi amor y gratitud a mis padres, Jesús Mamani y Maximiliana, por su inquebrantable apoyo, su sacrificio y su amor constante, que han sido mi guía a lo largo de mi vida.

A mis abuelos, en especial a mi abuelo Eusebio Mamani Condori, a mis Tios cuya sabiduría y valores siempre han sido una fuente de inspiración para mí.

A mis hermanas, Eusebia, Elizabeth y Sonia, por su apoyo incondicional y por siempre estar a mi lado, en cada momento difícil y en cada logro alcanzado.

A mis hijos, quienes son mi mayor motivación y razón para seguir adelante, y a mi pareja Evelin, por su amor, paciencia y comprensión, que me han dado la fuerza necesaria para culminar este proyecto.

Gracias a todos por ser mi pilar en este camino.

## RESUMEN

El presente trabajo de investigación intitulado: **“Coordinación de Protección para el Mejoramiento de la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Aislado Bajo Urubamba - Malvinas 01 y 02, Periodo 2022-2024”** tiene como objetivo principal mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico aislado en la zona del Bajo Urubamba, afectada por frecuentes interrupciones del suministro eléctrico. Se identificó que las fallas recurrentes en los alimentadores ML-01 y ML-02 impactan negativamente en los indicadores SAIDI y SAIFI, evidenciando la necesidad de optimizar la coordinación de protección como estrategia técnica.

El estudio emplea una metodología **deductiva hipotético aplicada y no experimental**, Se utilizaron datos reales provenientes de la empresa Electro Sur Este S.A.A., los cuales fueron simulados y evaluados en el software DigSilent Power Factory, permitiendo analizar el comportamiento del sistema actual y proyectar un escenario mejorado mediante la adecuada configuración de protecciones.

Los resultados obtenidos muestran que la correcta coordinación de dispositivos de protección, con tiempos de actuación mayores a 150 ms, permite una reducción del 3000% en el indicador SAIDI y del 68% en el SAIFI. Estos resultados reflejan una mejora sustancial en la calidad del suministro eléctrico, así como una mayor eficiencia operativa.

Se concluye que implementar un sistema de coordinación de protección debidamente ajustado incrementa significativamente la confiabilidad del sistema eléctrico, reduciendo la duración y frecuencia de las interrupciones, mejorando la satisfacción de los usuarios y fortaleciendo la infraestructura eléctrica en zona de del distrito de Megantoni

**Palabras claves** Coordinación de Protección, Confiabilidad, Sistema Eléctrico e Interrupciones



## ABSTRACT

The present research paper entitled “COORDINACION DE PROTECCION PARA EL MEJORAMIENTO DE NIVEL DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELECTRICO AISLADO BAJO URUBAMBA - MALVINAS 01 y 02, PERIODO 2022 – 2024” has as its main objective to improve the reliability of the isolated electrical system in the Bajo Urubamba area, which has been affected by frequent power supply interruptions. It was identified that recurring faults in the ML-01 and ML-02 feeders negatively impact the SAIDI and SAIFI indicators, highlighting the need to optimize protection coordination as a technical strategy.

The study employs a quantitative, descriptive, and non-experimental methodology, applying the hypothetical-deductive method. Real data from the company Electro Sur Este S.A.A. were used, which were simulated and evaluated using DigSilent Power Factory software. This allowed for an analysis of the current system behavior and the projection of an improved scenario through the appropriate configuration of protection devices.

The results obtained show that correct coordination of protection devices, with operating times greater than 150 ms, enables a 3000% reduction in the SAIDI indicator and a 68% reduction in the SAIFI indicator. These results reflect a substantial improvement in the quality of the electricity supply as well as greater operational efficiency.

It is concluded that implementing a properly adjusted protection coordination system significantly increases the reliability of the electrical system, reducing both the duration and frequency of interruptions, improving user satisfaction, and strengthening the electrical infrastructure in the Megantoni district area.

**Keywords:** Protection Coordination, Reliability, Electrical System, Interruptions

## TERMINOLOGÍA

*AMT: Alimentador de Media Tensión*

*ANSI: American National Standards Institute*

*COES: Comité de Operación Económica del Sistema*

*DMS: Distancia Mínima de Seguridad*

*ELSE: Empresa distribuidora: Electro Sur Este S.A.A.*

*IEC: International Electrotechnical Commission.*

*IEEE: Institute of Electrical and Electronic Engineering*

*$I>$ : Sobrecorriente temporizado de fases. Notación según el Standar*

*IEC  $I>>$ : Sobrecorriente instantáneo de fases. Notación según el Standar*

*IEC  $I_o>$ : Sobrecorriente temporizado a tierra. Notación según el Standar*

*IEC  $I_o>>$ : Sobrecorriente instantáneo a tierra. Notación según el Standar IEC*

*Ipickup: Valor ajustado para la corriente de disparo (en el software DIgSILENT)*

*kV: Kilo voltio*

*OC: Over Current OSINERGMIN Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. xiv*

*50N: Relé de protección de sobrecorriente de tierra de tiempo definido*

*51: Relé de protección de sobrecorriente de fases de tiempo inverso*

*51N: Relé de protección de sobrecorriente de tierra de tiempo inverso*

**( $I_f$ )** Corrientes de falla

**( $T_r$ \_ $I_r$ )** Tiempo y corriente de reajuste

**( $N_r$ )**: Cantidad de reclosers

**( $n_r$ )**: Número de recierres

SAIDI: Duración Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado.

SAIFI: Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado

## INDICE

PRESENTACIÓN.....	II
AGRADECIMIENTO .....	III
DEDICATORIA.....	1
RESUMEN .....	2
ABSTRACT.....	3
TERMINOLOGÍA.....	4
CAPÍTULO I .....	13
1 Generalidades.....	13
1.1 El ámbito geográfico de estudio.....	14
1.2 Planteamiento del problema.....	15
1.3 Problema General.....	18
1.3.1 Problemas Específicos .....	18
1.4 Objetivo General.....	18
1.4.1 Objetivos Específicos.....	18
1.5 Variables de la Investigación.....	19
1.5.1 Variable Independiente.....	19
1.5.2 Variable Dependiente .....	19
1.5.3 Indicadores.....	19
1.6 Hipótesis de la Investigación .....	19
1.6.1 Hipótesis General.....	19
1.7 Metodología .....	20
1.7.1 Población y Muestra.....	20
1.8 Método de la Investigación.....	20
1.8.1 Tipo de la Investigación .....	21
1.9 .- Operacionalizacion de Variables .....	22
1.10 Relación Matemática de Variables e Indicadores.....	23
1.10.1 Modelo matemático general.....	23
1.11 Alcances y Limitaciones.....	25
1.11.1 Alcances.....	25
1.11.2 Limitaciones del Estudio .....	25
1.11.3 Justificación del Estudio.....	25
1.12 MATRIZ DE CONSISTENCIA.....	27

1.13	Presentación de Datos .....	28
1.13.1	Técnicas de Recolección de Datos.....	28
1.13.2	Procesamiento de Datos .....	28
CAPITULO II .....		30
2	Marco Teórico y Normativo.....	30
2.1	Antecedentes Nacionales .....	30
2.2	Antecedentes internacionales.....	31
2.3	Coordinación de Protección en Sistemas Eléctricos .....	32
2.3.1	Coordinación de Protección Eléctrico.....	32
2.3.2	Dispositivos de Protección.....	33
2.3.3	Funciones de un Sistema de Protección Contra Sobre corriente.....	33
2.4	Principios Generales de la Coordinación de Protección .....	33
2.4.1	Rapidez .....	33
2.4.2	Selectividad.....	34
2.4.3	Sensibilidad.....	34
2.4.4	Simplicidad .....	34
2.4.5	Economía .....	34
2.5	Objetivo de la Coordinación de Protección .....	35
2.6	Dispositivos de Protección de Líneas de Alta y Media Tensión .....	35
2.6.1	Interruptor de Potencia de Vacío (VHPS, por sus siglas en inglés) .....	35
2.6.2	Seccionador de Alta Tensión.....	35
2.6.3	Disyuntor de Media Tensión con Relé de Protección Integrado .....	36
2.6.4	Seccionador Bajo Carga.....	37
2.6.5	Cut Out.....	38
2.6.6	Recloser.....	38
2.6.7	Fusibles .....	39
2.7	Protecciones de Sobre corriente.....	42
2.7.1	Características de Operación.....	43
2.8	Relés de sobre corriente .....	43
2.8.1	Relé de corriente definida y tiempo definido .....	44
2.8.2	Relé de tiempo inverso.....	45
2.9	Coordinaciones de relés una red radial .....	46
2.10	Reconectador en media tensión.....	47

2.10.1	Relé de Protección de Sobre corriente (Funciones 50, 50N, 51, y 51N).....	47
2.11	Teoría de Fallas Eléctricas .....	49
2.11.1	Cortocircuito .....	49
2.11.2	Fases Abierta.....	49
2.12	Tipos de Cortocircuitos .....	50
2.12.1	Tipos de fallas en sistemas de potencia por cortocircuito .....	50
2.12.2	Frecuencia de Ocurrencia de Tipos de Fallas.....	53
2.13	El Método de las Componentes Simétricas Fortescue .....	53
2.13.1	Componentes de secuencia positiva:.....	54
2.13.2	Componentes de secuencia negativa.....	54
2.13.3	Componentes de secuencia cero .....	54
2.14	Tipos de Fallas .....	54
2.14.1	Fallas transitorias .....	54
2.14.2	Fallas permanentes.....	55
2.15	Análisis de contingencias.....	55
2.15.1	Cortocircuitos:.....	56
2.15.2	Sobrecargas .....	56
2.15.3	Fallas de Equipos .....	56
2.15.4	Eventos Climáticos Extremos .....	56
2.15.5	Fallas de Generación.....	57
2.16	Tipos de Sistemas de Distribución.....	57
2.16.1	Sistemas Radiales.....	57
2.17	Confiabilidad de los Sistemas Eléctricos .....	58
2.17.1	fiabilidad .....	58
2.17.2	Índices de la Confiabilidad .....	58
2.17.3	tolerancias en la calidad e servicios eléctricos.....	60
	CAPITULO III.....	61
3	Evaluación del Sistema en Estudio Actual.....	61
3.1	Análisis de la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Malvinas actual.....	62
3.1.1	Reporte de Fallas extraídos del reporte de la empresa concesionaria .....	63
3.1.2	Duración Individual Cliente.....	65
3.1.3	Cálculo de los indicadores SAIDI SAIFI actual de Malvinas 01 y 02.....	68
3.1.4	Evaluación del Indicador Saidi .....	69

3.1.5	Evaluación del Indicador Saifi .....	69
3.2	Evaluación Técnica de los Elementos Existentes Actuales.....	69
3.3	Descripción General de los dos Alimentadores ML-01 Y ML-02 .....	70
3.3.1	Descripción Del Sistema Eléctrico.....	70
3.3.2	Diagrama Unifilar.....	71
3.4	Equipos eléctricos instalados en planta Malvinas interna.....	72
3.5	Equipos instalados fuera de Malvinas.....	74
3.6	Descripción de alimentadores y componentes actuales ML-01 y ML-02.....	76
3.7	Criterios Adoptados Para el Cálculo de la Coordinación de las Protecciones.....	77
3.7.1	Selectividad Primaria .....	77
3.7.2	Selectividad Secundaria .....	77
3.7.3	Coordinación con Fusibles.....	77
3.7.4	Análisis de Contingencias .....	78
3.8	Cálculo de los Parámetros Eléctricos.....	78
3.9	Cálculo de Flujo de Carga.....	80
3.9.1	Metodología Técnica.....	80
3.9.2	Consideraciones para las simulaciones .....	81
3.9.3	Escenario Evaluado.....	82
3.9.4	Resultados de las simulaciones de flujo de carga .....	82
3.9.5	Resultados de la simulación de Flujo de Carga en Transformadores.....	84
3.9.6	Caída de Tensión en Barras Principales .....	85
3.10	Cálculo de Cortocircuito .....	86
3.10.1	Consideraciones para la simulación .....	87
3.11	Criterios para la determinación de ajustes de Sobre corriente .....	90
3.11.1	Sobre corriente de fases (50/51).....	90
3.11.2	Corriente De Arranque De Los Relés De Fase Y Tierra Temporizados (51/51N) .....	90
3.11.3	Corriente de Arranque de los Relés de Fase y Tierra Instantáneos (50/50n) .....	91
3.11.4	Cálculo de las Corrientes de Arranque de los Relés de Fase .....	92
3.11.5	Cálculo de las Corrientes de Arranque de los Relés de Tierra .....	93
3.11.6	Criterios para determinación de ajustes de los re-conectores.....	95
3.11.7	Protección del Transformador de Distribución .....	96
3.11.8	Coordinación Fusible-Fusible .....	97
3.11.9	Coordinación Recloser-Fusible .....	98

4	CAPITULO IV.....	99
4.1	Presentación de Resultados Coordinación de protección.....	99
4.1.1	Ajuste de coordinación de protección de los alimentadores .....	99
4.1.2	Verificación de la Selectividad de los Ajustes de Protección Malvinas 01 y02 .....	100
4.1.3	Análisis para falla trifásica en fusibles AMT ML01 .....	106
4.1.4	Análisis para falla bifásica AMT ML02.....	111
4.1.5	Análisis para falla bifásica AMT ML01 .....	119
4.1.6	Análisis para falla monofásica AMT ML02.....	123
4.1.7	Evaluación de SAIDI y SAIFI mediante la Propuesta de Mejora. ....	123
4.1.8	Propuesta de Mejora en los Indicadores SAIDI y SAIFI vs Tolerancia otorgado por Osinermining.....	125
4.2	Estimación de Costos: Proyecto de Coordinación de Protecciones Eléctricas Malvinas 01 y 02" 129	
4.3	Análisis económico para la Implementación Coordinación de Protección .....	130
4.3.1	Parámetros del Análisis Técnico Económico .....	130
4.4	Cálculo del Valor Actual Neto (VAN) .....	130
4.5	Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR) .....	131
4.6	Interpretación de los Resultados: .....	132
4.6.1	Viabilidad del Proyecto .....	132
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	133
	Conclusiones .....	133
	Recomendaciones .....	135
	BIBLIOGRAFÍA.....	137
	Anexos.....	138
1.1.	BASE DE DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL PROYECTO EN ESTUDIO.....	147

## LISTA DE FIGURAS

Figura1	<i>Mapa geográfico del distrito de Megantoni.</i>	14
Figura2	<i>Recorrido Georreferenciado de los AMT's del Bajo Urubamba</i>	15
Figura 3	<i>Promedio de Reporte de Fallas Malvinas 01 y 02</i>	17
Figura 4	<i>Interruptor de potencia</i>	35
Figura 5	<i>Disyuntor de MT</i>	36
Figura 6	<i>Seccionador bajo carga SF6</i>	37
Figura 7	<i>Imagen del equipo denominado Cut out</i>	38
Figura 8	<i>Curva característica de fusible de MT</i>	40
Figura 9	<i>Relé de sobre corriente definida</i>	44
Figura 10	<i>Relé de corriente definida</i>	45
Figura 11	<i>Curva de operación de un relé de tiempo inverso</i>	45
Figura 12	<i>Coordinación de relés de sobre corriente en un sistema radial</i>	46
Figura 13	<i>Falla monofásica</i>	51
Figura 14	<i>Fallas bifásicas (fase - fase)</i>	51
Figura 15	<i>Diagrama de Falla Bifásica a Tierra</i>	52
Figura 16	<i>Diagrama de Falla Trifásica</i>	53
Figura 17	<i>secuencia de fallas</i>	55
Figura 18	<i>Sistemas de voltajes debido a la inyección de corrientes</i>	56
Figura 19	<i>Tipificación de un sistema radial</i>	57
Figura 25	<i>Reporte de fallas anual Malvinas 01</i>	64
Figura 26	<i>Reporte de fallas anual Malvinas 02</i>	65
Figura 20	<i>Alimentador ML01 y ML02 (22.9KV).</i>	71
Figura 21	<i>Diagrama unifilar del sistema eléctrico actual Malvinas interno e externo</i>	76
Figura 22	<i>Flujo de Carga en dig silient</i>	86
Figura 23	<i>simulación de fallas del sistema eléctrico Malvinas 01 y 02</i>	89
Figura 24	<i>Criterio de coordinación de fusibles <math>t_1 &lt; 0.75 * t_2</math></i>	97
Figura 27	<i>Simulación Falla trifásica 0 ohm ML01</i>	100
Figura 28	<i>Simulación Falla trifásica 20 ohm ML01</i>	101
Figura 29	<i>Simulación Falla bifásica 0 ohm ML01</i>	102



Figura 30	<i>simulación de Fallas bifásica 10 ohm ML01</i>	103
Figura 31	<i>Falla monofásica 0 ohm ML01</i>	104
Figura 32	<i>Falla monofásica 50 ohm ML01</i>	105
Figura 33	<i>Falla trifásica al 1% del fusible F1, AMT ML01</i>	106
Figura 34	<i>Falla trifásica al 1% del fusible F2, AMT ML01</i>	107
Figura 35	<i>Falla trifásica al 1% del fusible F3, AMT ML01</i>	108
Figura 36	<i>Falla trifásica al 1% del fusible F4, AMT ML02</i>	109
Figura 37	<i>Falla trifásica al 99% del fusible F4, AMT ML01</i>	110
Figura 38	<i>Simulación de Falla trifásica 0 ohm ML02</i>	111
Figura 39	<i>Falla trifásica 20 ohm ML02</i>	112
Figura 40	<i>Simulación de Falla Bifásica en 0ohm ML02</i>	113
Figura 41	<i>Simulación de Falla bifásica 10 ohm ML02</i>	114
Figura 42	<i>Simulación de Falla monofásica 0 a 50 ohm ML02</i>	115
Figura 43	<i>Falla bifásica al 1% del fusible F1, AMT ML02</i>	116
Figura 44	<i>Falla bifásica al 1% del fusible F2, AMT ML02</i>	117
Figura 45	<i>Falla bifásica al 1% del fusible F3, AMT ML02</i>	118
Figura 46	<i>Falla bifásica al 1% del fusible F1, AMT ML01</i>	119
Figura 47	<i>Falla bifásica al 1% del fusible F2, AMT ML01</i>	120
Figura 48	<i>Falla bifásica al 1% del fusible F3, AMT ML02</i>	121
Figura 49	<i>Falla bifásica al 1% del fusible F4, AMT ML01</i>	122
Figura 50	<i>Falla monofásica al 1% del fusible F1, R=0 ohms y R=50 ohm, AMT ML02</i>	123
Figura 51	<i>Indicador SAIDI como Propuesta de mejora MI-01</i>	126
Figura 52	<i>Indicador SAIFI como Propuesta de mejora MI-02</i>	126
Figura 53	<i>Indicador SAIDI como Propuesta de mejora MI-01</i>	127
Figura 54	<i>Indicador SAIDI como Propuesta de mejora MI-02</i>	128

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1	<i>Resumen de reporte de fallas anual</i> .....	17
Tabla 2	Operacionalización de Variables .....	22
Tabla 3	Matriz de consistencia.....	27
Tabla 4	<i>Tipos de fusibles según características de operación</i> .....	41
Tabla 5	<i>Frecuencia de ocurrencias por tipo de fallas</i> .....	53
Tabla 6	<i>Valores Límites de Calidad de Suministro</i> .....	60
Tabla 7	<i>Cuadro de reporte de fallas por años 2020,2021 y 2022</i> .....	63
Tabla 8	<i>Cuadro de reporte de fallas por años 2020,2021 y 2022</i> .....	64
Tabla 9	<i>Reporte de fallas Malvinas I año-2020</i> .....	66
Tabla 10	<i>Reporte de fallas Malvinas año-2020</i> .....	66
Tabla 11	<i>Reporte de fallas Malvinas año-2022</i> .....	67
Tabla 12	<i>Cuadro de reporte de indicadores SAIDI semestrales por años</i> .....	69
Tabla 13	<i>Cuadro de reporte de indicadores SAIFI semestrales por años</i> .....	69
Tabla 14	<i>Perfiles de tensión - con carga</i> .....	78
Tabla 15	<i>Perfiles de tensión - en vacío</i> .....	79
Tabla 16	<i>Cuadro de cargas actualizados Malvinas</i> .....	82
Tabla 17	<i>Flujo de carga en el sistema rural Bajo Urubamba</i> .....	82
Tabla 18	<i>Flujo de carga en los transformadores</i> .....	84
Tabla 19	<i>Resultados de la simulación de Flujo de Carga en barras principales</i> .....	85
Tabla 20	<i>Calculo Corto Circuito Monofásico, Bifásico y Trifásico B.U</i> .....	88
Tabla 21	<i>Cálculo de corriente de arranque de la función 51</i> .....	92
Tabla 22	<i>Cálculo de corriente de arranque de la función 50</i> .....	93
Tabla 23	<i>Cálculo de corriente de arranque de la función 51N</i> .....	94
Tabla 24	<i>Cálculo de corriente de arranque de la función 50N</i> .....	94
Tabla 25	<i>Factor k, para fusibles al lado de la carga</i> .....	98
Tabla 26	<i>Propuesta de mejora de indicadores para Malvinas- 01</i> .....	125
Tabla 27	<i>Propuesta de mejora de indicadores para Malvinas- 02</i> .....	129

# CAPÍTULO I

## 1 Generalidades

La investigación se centra en abordar el problema de la confiabilidad del sistema eléctrico del sistema eléctrico rural del Bajo Urubamba en la que se evidencia bajos indicadores de SAIDI (Duración Promedio de Interrupción del Servicio) y SAIFI (Frecuencia Promedio de Interrupción del Servicio), factores críticos que afectan la calidad del suministro eléctrico. Estos indicadores reflejan la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico, siendo fundamentales para evaluar la satisfacción del usuario y el desempeño de la red.

El estudio identifica la necesidad de mejorar estos indicadores mediante un enfoque específico en la mejora de la coordinación de protección del sistema eléctrico. La coordinación de protección es un componente esencial en la operación de sistemas eléctricos, ya que asegura la selectividad y rapidez en la detección y aislamiento de fallas, minimizando así la duración e incidencia de las interrupciones.

La baja eficiencia en la coordinación de protección contribuye directamente a los bajos valores de SAIDI y SAIFI, generando consecuencias negativas en la experiencia del usuario final y en la competitividad de los servicios eléctricos. Por lo tanto, la investigación se propone analizar, diseñar y proponer mejoras en la coordinación de protección como estrategia clave para optimizar los indicadores de duración y frecuencia de interrupciones del servicio eléctrico.

El desarrollo de esta tesis implica un análisis de la infraestructura eléctrica, los dispositivos de equipos de protección, y la implementación de tecnologías avanzadas. Se espera que los resultados contribuyan significativamente a la mejora de la calidad del suministro eléctrico,

fortaleciendo la confiabilidad del sistema y satisfaciendo las expectativas de los usuarios, así como también promoviendo la eficiencia operativa de las empresas del sector

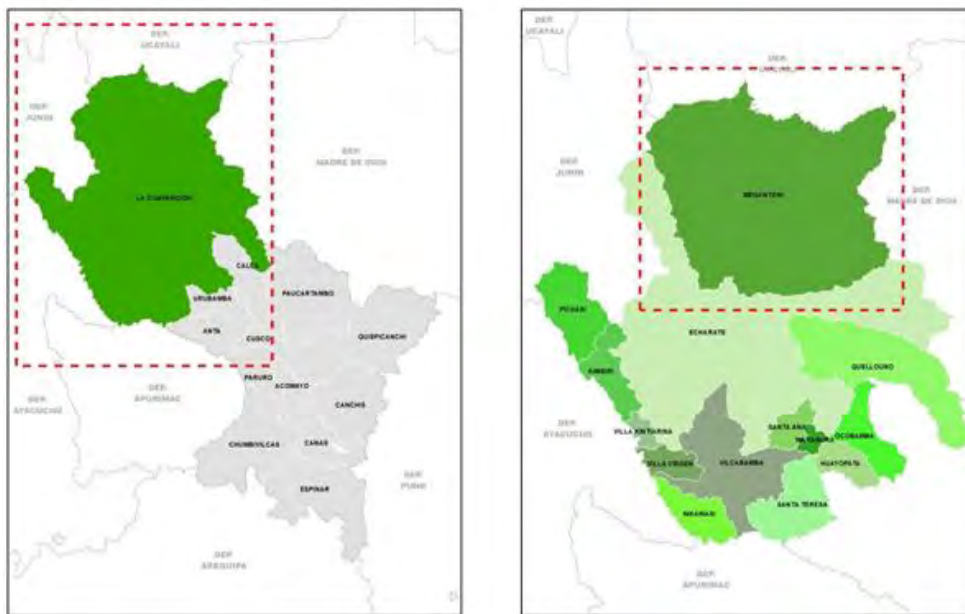
### 1.1 El ámbito geográfico de estudio

El ámbito geográfico de la zona de estudio está situada en el departamento de Cusco, provincia de La Convención, del distrito de Megantoni, se encuentra el área de suministro de energía del sistema aislado de la Subestación Eléctrica del Bajo Urubamba (4.16/22.9 kV), la energía suministrada es de generación térmica a cargo de la empresa Camisea, además que abarca dos líneas radiales, ML-01 y ML-02.

A continuación, se adjunta un plano de ubicación geográfica y un diagrama unifilar del sistema eléctrico, proporcionando una representación visual y detallada del entorno de estudio y la infraestructura eléctrica correspondiente

#### Figura1

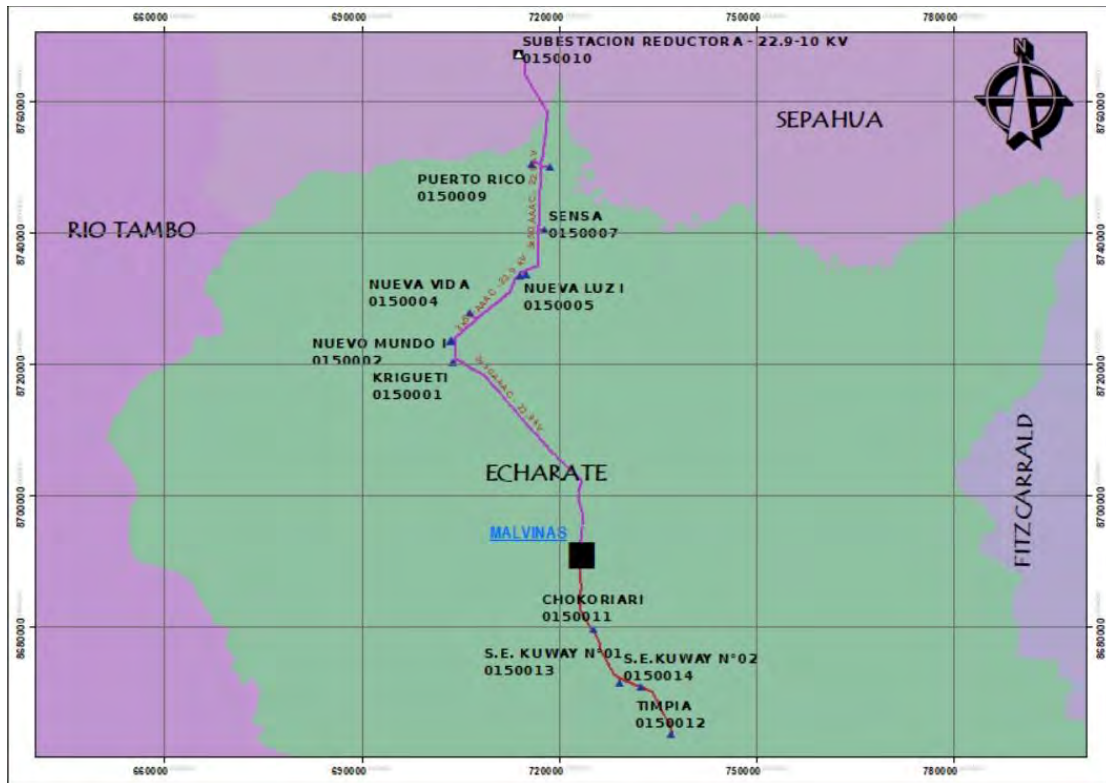
*Mapa geográfico del distrito de Megantoni.*



Fuente: Elaboración propia

**Figura 2**

*Recorrido Georreferenciado de los AMT's del Bajo Urubamba*



Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

## **1.2 Planteamiento del problema**

El desafío primordial que enfrentan las empresas proveedoras de energía eléctrica radica en la necesidad de mantener una continuidad en el suministro de energía, minimizando las interrupciones. Sin embargo, esta tarea se torna particularmente compleja en zonas rurales o lugares alejados, donde la supervisión por organismos fiscalizadores es limitada. En este contexto, se evidencia una problemática alarmante relacionada con los tiempos de reposición del servicio

eléctrico, situación que se manifiesta de manera aguda en regiones distantes, como el departamento de Cusco, específicamente en la provincia de La Convención, distrito de Megantoni.

La red eléctrica convencional rural, con un nivel de tensión de 6.4/22.9 kV, se compone de dos radiales, ML-01 y ML-02, con sus respectivos alimentadores Malvinas 01 (75.41 km) y Malvinas 02 (33 km). Estos son alimentados por la planta de Malvinas mediante generación térmica, abasteciendo de energía eléctrica al distrito. La problemática más destacada en esta área incluye la falta de operación y mantenimiento de la línea, con un enfoque crucial en la negligencia de las labores en la franja de servidumbre. Asimismo, la instalación y funcionamiento adecuado de los equipos de protección contra descargas atmosféricas resulta vital, dada la elevada incidencia de fallas transitorias.

En el ámbito social, la existencia de un convenio entre las comunidades nativas y el consorcio Camisea para proveer energía gratuita agrava la situación. Esta condición exime a los usuarios finales del pago por el servicio eléctrico, generando una falta de recursos destinados al mantenimiento del sistema eléctrico. También la inexistencia de carreteras en la zona de la selva de Megantoni, todo el transporte es realizado por vía fluvial, esto encarece aún más el mantenimiento del sistema y dificulta una respuesta rápida ante eventos de falla en la línea. Por tanto, la presente tesis se propone como solución una alternativa a nivel de estudio un estudio exhaustivo de coordinación de protección en el sistema eléctrico del bajo Urubamba.

A continuación, se presentan las evidencias del registro histórico de interrupciones que han ocurrido y fueron registradas por la empresa Electro Sur Este a lo largo de los años.

**Tabla 1**

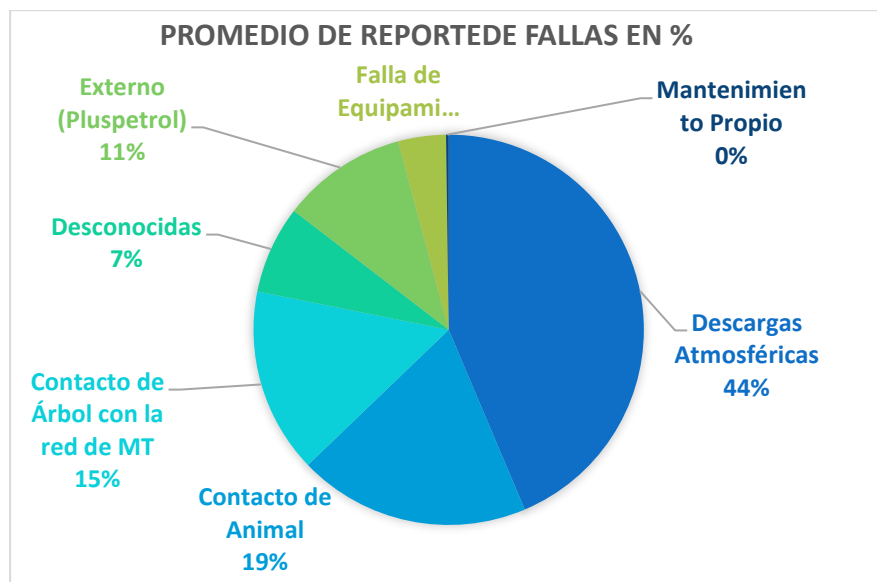
*Resumen de reporte de fallas anual*

REPORTE DE FALLAS ANUAL MALVINAS I y II				
DESIGNACIÓN	DESCRIPCIÓN POR TIPO DE FALLA	2020(h)	2021(h)	2022(h)
A	Descargas Atmosféricas	940.43	918.4	482.87
B	Contacto de Animal	626.67	263.63	140.25
C	Contacto de Árbol con la red de MT	360.56	238.71	223.96
D	Desconocidas	147.38	223.48	19.67
E	Externo (Pluspetrol)	0	385.66	172.33
F	Falla de Equipamiento	57.67	94.83	60.25
G	Mantenimiento Propio	0	0	11.58

*Fuente: base de datos de Electro Sur Este, desarrollado de elaboración propia*

**Figura 3**

*Promedio de Reporte de Fallas Malvinas 01 y 02*



**Fuente:** Base de datos de Electro Sur Este, desarrollado de elaboración propia

### **1.3 Problema General**

¿Cuál será la confiabilidad del Sistema Eléctrico aislado del Bajo Urubamba, con la implementación un sistema de coordinación de protección?

#### **1.3.1 Problemas Específicos**

- a. ¿Cuál es la confiabilidad actual del Sistema Eléctrico del Bajo Urubamba?
- b. ¿Cuáles son los niveles de los parámetros eléctricos con los que opera actualmente el sistema eléctrico aislado del Bajo Urubamba?
- c. ¿El estudio de coordinación de protección permitirá mejorar el nivel de confiabilidad del sistema eléctrico del Bajo Urubamba?

### **1.4 Objetivo General**

Desarrollar el estudio de coordinación de Protección, que permita mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico aislado del bajo Urubamba.

#### **1.4.1 Objetivos Específicos**

- a. Evaluar la confiabilidad del actual Sistema eléctrico aislado del bajo Urubamba
- b. Determinar bajo que parámetros eléctricos opera actualmente el sistema eléctrico aislado del Bajo Urubamba
- c. Diseñar a nivel de estudio, la coordinación de protección para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico aislado del bajo Urubamba.



## **1.5 Variables de la Investigación**

### ***1.5.1 Variable Independiente***

Coordinación de protección

#### **Indicadores**

Equipos de protección

Ubicación de equipos de protección

Configuración de equipos de protección

### ***1.5.2 Variable Dependiente***

Confiabilidad del Sistema Eléctrico

### ***1.5.3 Indicadores***

**SAIDI:** Duración Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado.

**SAIFI:** Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado

## **1.6 Hipótesis de la Investigación**

### ***1.6.1 Hipótesis General***

La implementación de un sistema coordinación de protección, permitirá mejorar la confiabilidad a niveles estandarizados según la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos.

### 1.6.1.1 Hipótesis Especifico

- a. El nivel de confiabilidad actual del Sistema Eléctrico del Bajo Urubamba vulnera agresivamente los límites definidos por la (NTCSER)
- b. Los parámetros eléctricos de operación actual, es favorable para confiabilidad del sistema eléctrico aislado del Bajo Urubamba
- c. Con la coordinación de protección mejorara la confiabilidad del sistema eléctrico aislado del bajo Urubamba.

## 1.7 Metodología

### 1.7.1 Población y Muestra

La población está conformada por el sistema eléctrico de distribución Malvinas N° 01 y 02 tipo radial con operación aislada de generación térmica de la planta de Camisea, ubicado en zona de la selva; se tomará como muestra todo el sistema eléctrico del Bajo Urubamba, que suministra del servicio de energía eléctrica a todo el distrito de Megantoni de la provincia de La Convención de la Región de Cusco. Este tipo muestra es de carácter, no probabilístico, debido a que el elemento de estudio es un problema propio que afronta el sistema aislado.

## 1.8 Método de la Investigación

El método de investigación es, aplicando el método es **deductivo hipotético** aplicada porque combina la evaluación de la realidad objetiva y utiliza los conocimientos ya

existentes con el fin de plantear una solución que pueda producir un cambio significativo, es decir se observaran comportamientos de un sistema para luego caracterizarlo y poder obtener resultados, en dos escenarios reales actual y uno probable mejorada

### ***1.8.1 Tipo de la Investigación***

#### **1.8.1.1 Según el nivel de investigación**

Explicativo

#### **1.8.1.2 Según el Diseño:**

No experimental

#### **1.8.1.3 Según su propósito**

Aplicativo

## 1.9 .- OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

**Tabla 1**

*Operacionalización de Variables*

VARIABLES		DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DIMENSIÓN	INDICADOR
<b>VARIABLE INDEPENDIENTE</b>	COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN	Es la relación de corriente-tiempo entre fusibles, o estos y otros dispositivos de protección contra sobre corrientes, y sobretensiones que se encuentran conectados en serie. Cuando se aíslan, únicamente la parte del sistema eléctrico con falla y el resto del sistema queda energizado (E.SAN MIGUEL UANL 2010)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ajustes Tiempo–Corriente</li> <li>- Ubicación de equipos de protección</li> <li>- Selectividad y Coordinación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Corriente de pickup (A); Tiempo de despeje de falla (s); Número de curvas de protección coordinadas</li> <li>-Puntos Estratégicos</li> <li>- Porcentaje de fallas eliminadas selectivamente; Número de fallas aisladas por el dispositivo más cercano</li> </ul>
<b>VARIABLE DEPENDIENTE</b>	CONFIABILIDAD	La cuantificación de la capacidad del sistema eléctrico de los sistemas electicos de distribución en recuperar ante cualquier evento se denota como confiabilidad y lo podemos expresar con determinados índices (TAPIA D. 2018 UNCP)	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Tolerancia de suministro</li> <li>- Calidad de servicio eléctrico</li> <li>- Continuidad de servicio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- SAIDI</li> <li>- SAIFI</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia

## 1.10 Relación Matemática de Variables e Indicadores

### 1.10.1 Modelo matemático general

Confiabilidad (SAIDI, SAIFI) =  $f(I_f, T_r, I_r, N_r, n_r)$  ..... 1.1

Variable Independiente: Coordinación de Protección

Indicadores:

Corrientes de falla ( **$I_f$** )

Tiempo y corriente de reajuste ( **$T_r$ \_ $I_r$** )

Cantidad de reclosers ( **$N_r$** )

Número de recierres ( $n_r$ )

Variable dependiente: confiabilidad

Indicadores

**SAIDI** : Índice de duración promedio de interrupciones del servicio.

**SAIFI** : Índice de frecuencia promedio de interrupciones del servicio.

$T_r \propto 1/I_f$  ..... 1.2

Tiempo y corriente de reajuste ( **$T_r, I_r$** ) se relacionan con la eficiencia de los reclosers:

$N_r \propto 1/T_r$  ..... 1.3

✓ Cuanto menor sea el tiempo de reajuste ( $T_r$ ), mayor será la cantidad de reclosers ( $N_r$ ) que pueden operar eficientemente.

✓ Esto implica que un sistema con más dispositivos de protección ( $N_r$ ) y menor  $Tr$  puede responder más rápido a fallas, reduciendo el impacto en la red.

$$n_r \propto Tr/I_r \dots\dots\dots 1.4$$

✓ El número de recierres ( $n_r$ ) depende directamente de la corriente de reajuste ( $I_r$ ) y el tiempo de reajuste ( $Tr$ ).

✓ Sistemas que permiten corrientes altas ( $I_r$ ) con tiempos cortos ( $Tr$ ) pueden realizar más recierres en menos tiempo, ayudando a restablecer el servicio más rápido.

$$SAIDI \propto \frac{1}{N_r} \cdot Tr \dots\dots\dots 1.5$$

SAIDI (Índice de Duración Promedio de Interrupciones) aumenta si:

1. Hay menos reclosers ( $N_r$ ) en el sistema.
2. Los tiempos de reajuste ( $Tr$ ) son mayores.

$$SAIFI \propto \frac{I_f}{N_r \cdot n_r} \cdot Tr \dots\dots\dots 1.6$$

La corriente de falla ( $I_f$ ) es alta y no está bien controlada.

Hay pocos reclosers ( $N_r$ ) o si realizan pocos recierres ( $n_r$ ).

## **1.11 Alcances y Limitaciones**

### ***1.11.1 Alcances***

Con el presente estudio se evaluó la confiabilidad del sistema eléctrico aislado del Bajo Urubamba Malvinas, haciendo un cálculo de los indicadores SAIDI y SAIFI, de los 02 alimentadores Malvinas 01 y Malvinas 02 con un nivel de tensión desde su generación de 4.16/22.9KV, esto para el escenario actual y el propuesto al 2024. Así mismo, este estudio está orientado a la implementación y configuración del sistema coordinación de protección utilizando los relés de sobre corriente a nivel de estudio para los 02 alimentadores radiales de media tensión, para que garantice su correcto funcionamiento y operación, para lo cual, corresponde realizar un estudio de flujo de carga, cortocircuito y coordinación de protecciones.

### ***1.11.2 Limitaciones del Estudio***

Se realizo el estudio de la coordinación de protección con el propósito de mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico aislado, además la propuesta planteada no contemplo los siguientes estudios:

- ✓ Coordinación de asilamiento (no se aplica)
- ✓ Estabilidad de sistemas de potencia. (no aplica)
- ✓ Transitorios electromagnéticos. (no aplica)
- ✓ Armónico (no aplica)

### ***1.11.3 Justificación del Estudio***

La empresa Electro Sur Este S.A.A., en su calidad de empresa concesionaria, y la Municipalidad de Megantoni se vieron en la necesidad de mejorar el nivel de confiabilidad del sistema eléctrico del Bajo Urubamba. En este contexto, el presente estudio definió una alternativa de mejora para el sistema de protección, lo cual generará aportes significativos en los siguientes

aspectos:

### **Social**

La implementación del sistema de protección propuesto garantizó la continuidad del suministro de energía eléctrica frente a fallas transitorias, reduciendo considerablemente los tiempos de reposición y la frecuencia de interrupciones. Consecuentemente esto hace que haya la satisfacción por parte de la población y una imagen institucional positiva tanto para ELSE como para el Municipio de Megantoni.

### **Técnico Económico**

La justificación técnico-económica de invertir en la mejora de la continuidad del suministro eléctrico se respalda no solo en la eficiencia operativa de la concesionaria, sino también en el impacto positivo que tiene en la dinámica económica regional. La inversión en la confiabilidad del suministro se traduce en beneficios económicos a largo plazo, contribuyendo al desarrollo sostenible y al fortalecimiento de la infraestructura eléctrica en la zona de Megantoni de esa forma se mejora la vida socioeconómica de los pobladores del bajo Urubamba

### **Practico**

Se identificó una presencia significativa de interrupciones en los sistemas eléctricos Malvinas 01 y 02 en la zona del Bajo Urubamba, estas interrupciones afectan negativamente la continuidad del suministro eléctrico, generando inconvenientes tanto en el ámbito económico generando pérdidas económicas, afectando la calidad del servicio y causando insatisfacción entre los usuarios.



## 1.12 MATRIZ DE CONSISTENCIA

Tabla 2 Matriz de Consistencia

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES INDICADORES	METODOLOGÍA	FUENTE	CONCLUSIONES
<b>GENERAL:</b> ¿Cuál será la confiabilidad del Sistema Eléctrico aislado del Bajo Urubamba, con la implementación un sistema de coordinación de protección?	<b>GENERAL</b> Desarrollar el estudio de coordinación de Protección, que permita mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico aislado del bajo Urubamba.	<b>GENERAL</b> La implementación de un sistema coordinación de protección, permitirá mejorar la confiabilidad a niveles estandarizados según la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos.	<b>VARIABLE INDEPENDIENTE:</b> COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN	<b>MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN</b> El enfoque metodológico de esta investigación es deductivo-hipotético y aplicado. Se parte de teorías previas para formular hipótesis verificables mediante la observación del sistema eléctrico. A través de simulaciones y análisis de datos reales, se validan las hipótesis y se proponen soluciones concretas para mejorar la confiabilidad del sistema.	Proyecto de Electrificación del Bajo Urubamba – Pluspetrol Perú Corporation S.A (2014). ELECTRO SUR ESTE S.A.A	El estudio de coordinación de protección en el sistema eléctrico del Bajo Urubamba mejoró significativamente la confiabilidad, alineándose con las normativas NTCSE D.S. Nº 020-97-EM. Los indicadores iniciales (SAIDI de 1200 horas/año y SAIFI de 68 veces/año) se redujeron a 31 horas/año y 15 veces/año, mejorando la eficiencia del sistema y la satisfacción de los usuarios.
<b>ESPECÍFICOS:</b> ¿Cuál es la confiabilidad actual del Sistema Eléctrico del Bajo Urubamba?	<b>ESPECÍFICOS</b> Evaluar la confiabilidad del actual Sistema eléctrico aislado del bajo Urubamba	<b>ESPECÍFICOS</b> El nivel de confiabilidad actual del Sistema Eléctrico del Bajo Urubamba vulnera agresivamente los límites definidos por la (NTCSER)	<b>Indicadores:</b> •Equipamiento de Protección. •Ubicación del equipamiento •Configuración del Equipamiento.	<b>ENFOQUE</b> Se orienta a resolver un problema práctico y específico.permite calcular y/o estimar las magnitudes del fenómeno en estudio Utilizando los conocimientos existentes para encontrar soluciones concretas a una situación real, según enfoque, es de carácter Cuantitativo	Reporte de interrupciones del suministro de energía eléctrica de los alimentadores de media tensión de la S.E. Malvinas (Bajo Urubamba) - Electro Sur Este S.A.A.	La implementación de nuevos Reclosers en los alimentadores ML-01 y ML-02, con tiempos de coordinación entre 167 y 283 ms, superó el umbral mínimo de 150 ms, optimizando la respuesta ante fallas y mejorando los indicadores de confiabilidad del sistema
¿Cuáles son los niveles de los parámetros eléctricos con los que opera actualmente el sistema eléctrico aislado del Bajo Urubamba?	Determinar bajo que parámetros eléctricos opera actualmente el sistema eléctrico aislado del Bajo Urubamba	Los parámetros eléctricos de operación actual, es favorable para confiabilidad del sistema eléctrico aislado del Bajo	<b>VARIABLE DEPENDIENTE:</b> CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELECTRICO	<b>SEGUN DESCRIPTIVO – PREDICTIVO</b> Según el Diseño; los datos recogidos, serán reales de los equipos instalados en campo y simulados en Software Dig Silent Power FatureSegún el Diseño; los datos recogidos, serán reales de los equipos instalados en campo y simulados en Software Dig Silent Power Fature	• Base de datos del sistema de información eléctrico georreferenciado de los alimentadores de media tensión de la S.E. Malvinas (Bajo Urubamba) - Electro Sur Este S.A.A.	La evaluación mostró que la demanda de energía supera los 500 kW establecidos en el contrato con Camisea, lo que justifica la necesidad de una planta termoelectrónica de 1 MVA. Sin embargo, el transformador actual de 800 kVA sigue siendo suficiente para cubrir la demanda actual.
¿El estudio de coordinación de protección permitirá mejorar el nivel de confiabilidad del sistema eléctrico del Bajo Urubamba?	Diseñar a nivel de estudio, la coordinación de protección para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico aislado del bajo Urubamba.	Con la coordinación de protección mejorara la confiabilidad del sistema eléctrico aislado del bajo Urubamba	<b>INDICADORES:</b> •SAIDI: Duración Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado. •SAIFI: Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado	<b>SEGÚN DISEÑO</b> No Experimental	• Estudio de Coordinación de protecciones para el proyecto de electrificación del Bajo Urubamba – Wood Group (2014).	La implementación de nuevos Reclosers en los alimentadores ML-01 y ML-02, con tiempos de coordinación entre 167 y 283 ms, superó el umbral mínimo de 150 ms, optimizando la respuesta ante fallas y mejorando los indicadores de confiabilidad del sistema
¿El estudio de coordinación de protección permitirá mejorar el nivel de confiabilidad del sistema eléctrico del Bajo Urubamba?	Diseñar a nivel de estudio, la coordinación de protección para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico aislado del bajo Urubamba.	Con la coordinación de protección mejorara la confiabilidad del sistema eléctrico aislado del bajo Urubamba.				La implementación de nuevos Reclosers en los alimentadores ML-01 y ML-02, con tiempos de coordinación entre 167 y 283 ms, superó el umbral mínimo de 150 ms, optimizando la respuesta ante fallas y mejorando los indicadores de confiabilidad del sistema.

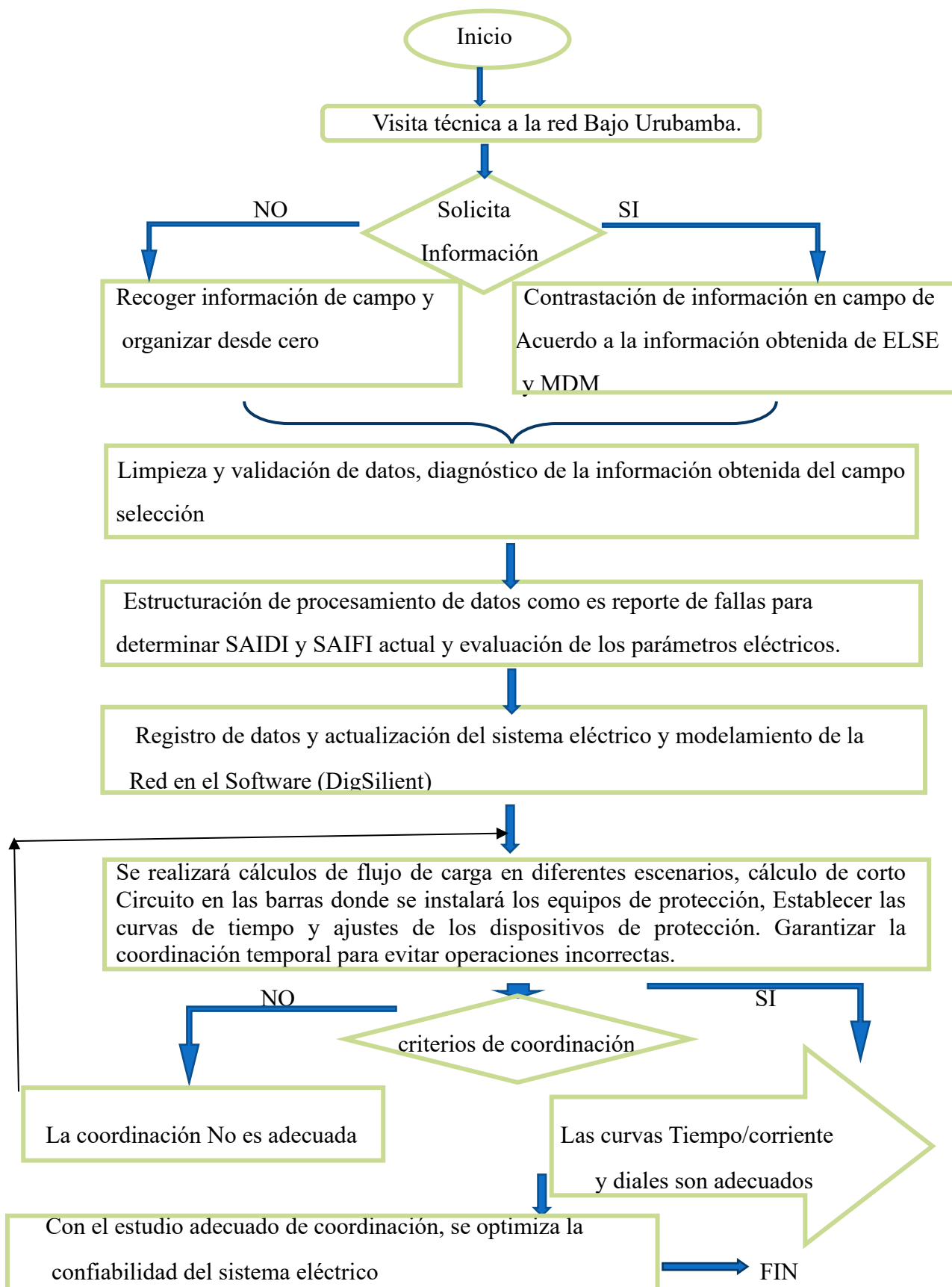
## **1.13 Presentación de Datos**

### ***1.13.1 Técnicas de Recolección de Datos***

La adquisición de datos se fundamentó en la información suministrada por el área de control de Electro Sur Este S.A.A., entidad concesionaria del sistema eléctrico, y la municipalidad distrital de Megantoni referente a proyectos de electrificación rural. Este proceso implicó la validación de los datos mediante la verificación en campo de los equipos instalados. Posteriormente, se llevó a cabo un exhaustivo proceso de limpieza y validación de datos, que incluyó un diagnóstico minucioso de la información recopilada. Como parte de este procedimiento, se descartaron aquellos datos considerados no pertinentes o que no cumplían con los criterios de utilidad para la investigación. Finalmente, se procedió a la estructuración y organización sistemática de la información validada.

### ***1.13.2 Procesamiento de Datos***

La actualización de datos en el software Dig Silent constituye la siguiente fase, seguida de la revisión y modelación de la información. Posteriormente, se llevarán a cabo cálculos de flujo de carga en diferentes escenarios y cálculos de cortocircuito en las barras destinadas a la instalación de equipos de protección. El proceso continúa con el establecimiento de curvas de tiempo y ajustes precisos en los dispositivos de protección. Esta etapa es esencial para garantizar una coordinación temporal efectiva, evitando así operaciones incorrectas que podrían comprometer la integridad del sistema eléctrico. En cuanto al procesamiento de datos, se adoptó un enfoque que capitaliza los avances tecnológicos disponibles. Se emplearon diversos softwares, como ArcGIS, Google Earth, Power Factory, AutoCAD, Microsoft Office, entre otros. A continuación, se presenta un flujograma detallado que ilustra el proceso integral de procesamiento de la información.



## CAPITULO II

### 2 Marco Teórico y Normativo

#### 2.1 Antecedentes Nacionales

Para desarrollar la presente tesis, se ha tomado los siguientes antecedentes de tesis las mismas servirán de pautas por ser, similar a la presente tesis con distinción de contexto

✓ **Jhon Rudier Zuñiga Sara & Policarpio Delgado Tito (2017)** de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica con su proyecto de tesis **TITULO** “ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN EN LOS RADIALES PA-01 Y PA-02 DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO DE PAUCARTAMBO” cuyo objetivo es Desarrollar El estudio de la coordinación de protección en los alimentadores PA01 y Pa02 del Subsistema Eléctrico de Paucartambo, demostró que existe un inadecuado dimensionamiento de los componentes de apertura y cierre que componen este subsistema y esto debido a las constantes interrupciones que conlleva no tener una adecuada coordinación de dichos componentes además de los agentes externos a los que está sometido esta zona de estudio.

✓ **José Luis Aguilar Macedo & Elder Fernández Calderón (2019), Titulo** “Coordinación De La Protección Y Mejora De Los Indicadores Saidi Y Saifi Del Alimentador En Media Tensión Gera Salida 03 De La Empresa Electro Oriente S.A. Moyobamba 2019” cuyo objetivo de la presente investigación fue determinar la Coordinación de la protección y la correspondiente mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI del alimentador en media tensión Gera salida 03 de la empresa Electro Oriente S.A. Moyobamba 2018. La muestra fue la totalidad de los

componentes de protección y su información histórica del alimentador en estudio, empleando dicha información para la mejora de los sistemas de protección. En la presente investigación se realizó el estudio de coordinación de protecciones del alimentador Gera salida 03 de la empresa Electro Oriente S.A. para lo cual se hizo en primer lugar el flujo de carga y el cálculo de cortocircuito para posteriormente verificar los sistemas de protección y su correcta ubicación. Para llegar a ese objetivo se verificó la selección de fusibles, la protección de sobre corriente de fases - 50P/51P, la protección de sobre corriente de Tierra – 50N/51N para finalmente plantear los ajustes necesarios de protecciones en el alimentador y analizar el impacto en la mejora de los indicadores. Se analizó la influencia del estudio de coordinaciones efectuado donde se verificó la mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI por lo que concluye que efectivamente mediante nuestro estudio de coordinaciones se mejoran dichos indicadores. Se determinó la influencia de la aplicación de una adecuada coordinación de protecciones en la disminución de los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI obteniéndose resultados satisfactorios a tal punto de disminuir totalmente, en lo que va a la fecha, dichos indicadores ocasionados por fallas en sistemas de protección.

## **2.2 Antecedentes internacionales**

- ✓ Anderson Molina Salamanca & Alexander Velásquez Suárez, (2021), **Titulo Análisis de Sobre corriente Para Fallas en derivación Empleando los Módulos D'lorenzo con el Software Etap cuyo objetivo es; Implementar** un análisis de sobre corriente para fallas en derivación utilizando los módulos D'Lorenzo con el software ETAP bajo la normatividad ANSI
- ✓ Perez San Martin & Francisco Javier (2021), En su tesis **“Coordinación de protecciones de sistemas eléctricos de potencia mediante formulación de problema de optimización”**; Con el objetivo de que primero, debido a que el sistema es enmallado, las

protecciones direccionales son fundamentales para poder conseguir una operación coordinada de los relés. Por esto, se incorporan protecciones direccionales en este trabajo junto con las de sobrecorriente. Segundo, por la necesidad de redondear ciertos ajustes resultantes de la coordinación, dado el modelo del relé en ETAP

- ✓ Encala Pihuave & Tonato Guerrero (2023) En su tesis Titulado “**Coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de distribución, mediante el uso de Relés SEL-751**” cuyo objetivo Coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de distribución, mediante el uso de Relés SEL-751

### **2.3 Coordinación de Protección en Sistemas Eléctricos**

Este marco teórico se adentra en los conceptos y principios fundamentales de la coordinación de protección en sistemas eléctricos la coordinación de protección en sistemas eléctricos es una práctica fundamental que busca garantizar la operación segura y confiable de las redes de distribución de energía eléctrica. La correcta coordinación de protección implica la selección, ajuste y operación de dispositivos de protección, como relés, interruptores y fusibles, con el fin de minimizar el tiempo de desconexión en caso de fallas y proteger eficazmente el sistema

#### ***2.3.1 Coordinación de Protección Eléctrico***

"La coordinación de protección se refiere al proceso de configuración de dispositivos de protección eléctrica en una red eléctrica con el objetivo de garantizar que, ante una falla, el dispositivo más cercano a la falla se active de manera selectiva y rápida, aislando solo la parte afectada del sistema Smith (2019).

### **2.3.2 Dispositivos de Protección**

" Estos son componentes críticos del sistema que incluyen relés, fusibles, interruptores y disyuntores, cuya función es detectar y responder a anomalías en el flujo de corriente eléctrica " Johnson, (R., 2017). *"Dispositivos de Protección en Sistemas Eléctricos". Ediciones Técnicas Modernas (Johnson, 2017).*

### **2.3.3 Funciones de un Sistema de Protección Contra Sobre corriente**

Un sistema de protección contra sobre corriente tiene la función principal de detectar y aislar condiciones anormales de corriente en un circuito eléctrico, evitando daños en el equipo y reduciendo riesgos de incendio. Según IEEE Standard 242-2001, el sistema debe desconectar la parte afectada rápidamente, protegiendo tanto al sistema como a las personas de posibles peligros. Este tipo de sistema opera mediante dispositivos de protección que reaccionan a condiciones de sobrecarga o cortocircuito, activándose para interrumpir el flujo de corriente excesiva antes de que cause daños IEEE, (2001)

## **2.4 Principios Generales de la Coordinación de Protección**

Los principios comunes de coordinación para cualquier dispositivo de protección de sobre corriente están basados en reglas generales, las cuales se detallan a continuación:

### **2.4.1 Rapidez**

Este principio enfatiza la importancia de una actuación rápida de los dispositivos de protección para minimizar los daños en el sistema y proteger la seguridad de las personas. Cuanto más rápido sea el tiempo de respuesta, menores serán las consecuencias de la falla. IEEE (2010)

#### ***2.4.2 Selectividad***

La selectividad es la capacidad de los dispositivos de protección para aislar únicamente la sección del sistema afectada por una falla, evitando la desconexión innecesaria de áreas no afectadas. Esto asegura la continuidad del servicio en el resto del sistema IEEE, (2010)

#### ***2.4.3 Sensibilidad***

La sensibilidad de los dispositivos de protección implica su capacidad para detectar y actuar ante fallas de baja magnitud, especialmente en circuitos de baja corriente. Los sistemas deben ser lo suficientemente sensibles para responder incluso a fallas mínimas que puedan comprometer la seguridad del sistema IEEE, (2010)

#### ***2.4.4 Simplicidad***

La interpretación de los esquemas de protección debe ser sencilla, con el propósito de simplificar la tarea de construcción y mantenimiento.

#### ***2.4.5 Economía***

El principio de economía busca optimizar los costos de implementación de los sistemas de protección sin comprometer la seguridad y el rendimiento del sistema. Esto incluye la selección y el uso de equipos de protección con un balance adecuado entre costo y beneficio IEEE, (2010)

#### ***2.4.6 Confiabilidad***

Confiabilidad garantiza que los dispositivos de protección funcionen correctamente cuando se presenten condiciones de falla y permanezcan inactivos durante la operación normal. Un sistema



de protección confiable es esencial para evitar desconexiones innecesarias y asegurar la estabilidad del sistema IEEE, (2010)

## **2.5 Objetivo de la Coordinación de Protección**

La Coordinación de Protección tiene como propósito principal disminuir el daño a los equipos que componen el sistema eléctrico, con la finalidad de prevenir largas interrupciones en el suministro de energía eléctrica. Esto busca reducir el impacto de los fallos en el sistema eléctrico y facilitar la restauración del suministro eléctrico en el menor tiempo posible, después de que se haya resuelto la falla.

## **2.6 Dispositivos de Protección de Líneas de Alta y Media Tensión**

### ***2.6.1 Interruptor de Potencia de Vacío (VHPS, por sus siglas en inglés)***

Función: "Este dispositivo de alta tensión actúa como interruptor en las líneas eléctricas para abrir y cerrar circuitos, permitiendo la operación segura y la desconexión en caso de fallas".  
" (J., 2020) *interruptores es de Potencia en Sistemas Eléctricos*". Editorial Técnica.

### ***2.6.2 Seccionador de Alta Tensión***

Función: El seccionador se utiliza para aislar segmentos de línea o equipos eléctricos para mantenimiento o en casos de emergencia, permitiendo el corte de energía de manera segura.  
*Referencia:* (B., 2019)

*Brown, A., & White, B. (2019). "Seccionadores en Sistemas de Alta Tensión". Ediciones Técnicas Modernas.*

## **Figura 4**

*Interruptor de potencia*



Fuente <https://www.sectorelectricidad.com/20135/seccionadores/>

### 2.6.3 Disyuntor de Media Tensión con Relé de Protección Integrado

Función: Combina la función de disyuntor y relé de protección en un solo dispositivo para proteger la línea contra sobre corriente y fallas. Referencia: (S., 2018) Lewis, S. (2018). "Disyuntores con Relés de Protección Integrados en Redes de Media Tensión". Editorial Técnica Avanzada.

**Figura 5**

*Disyuntor de MT*



*Fuente: <https://www.electricaplicada.com/principales-interruptores-disyuntores-breakers-en-media-tension/>*

#### **2.6.4 Seccionador Bajo Carga.**

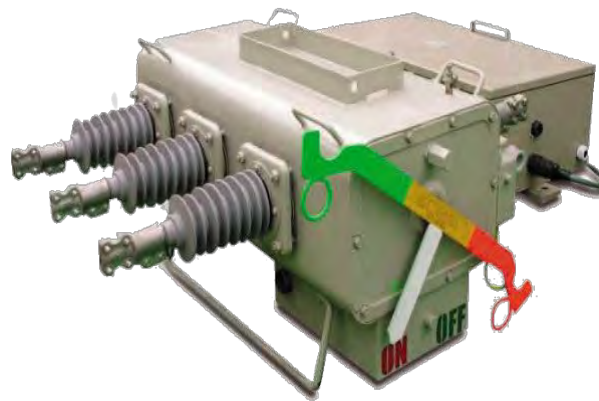
Es un dispositivo eléctrico diseñado para desconectar circuitos eléctricos mientras conducen corriente de carga, pero no están destinados a interrumpir corrientes de cortocircuito. Su principal función es garantizar una operación segura al permitir la interrupción y conexión de circuitos bajo condiciones de carga normales, evitando arcos eléctricos peligrosos durante el proceso.

IEEE Standards Association. (2017). *IEEE Standard for Switchgear--Low-Voltage AC Power Circuit Breakers Used in Enclosures* (IEEE Std 1015™-2017). IEEE.

<https://standards.ieee.org>

**Figura 6**

*Seccionador bajo carga SF6*



*fuentes: <https://grupoelecond.com/producto/seccionador-en-sf6/>*

### **2.6.5 Cut Out**

Un "cut out" o seccionador fusible de media tensión (MT) es un dispositivo utilizado en sistemas eléctricos de media tensión para proporcionar una forma segura de desconectar una parte de la red eléctrica para mantenimiento, reparación o en caso de falla. Estos dispositivos combinan las funciones de un interruptor seccionador y un fusible en un solo equipo. La principal función de un seccionador fusible es abrir o interrumpir el flujo de corriente eléctrica en una línea o circuito en caso de sobrecarga o falla, protegiendo así el sistema eléctrico y permitiendo un aislamiento seguro para realizar trabajos de mantenimiento.

### **2.6.6 Recloser**

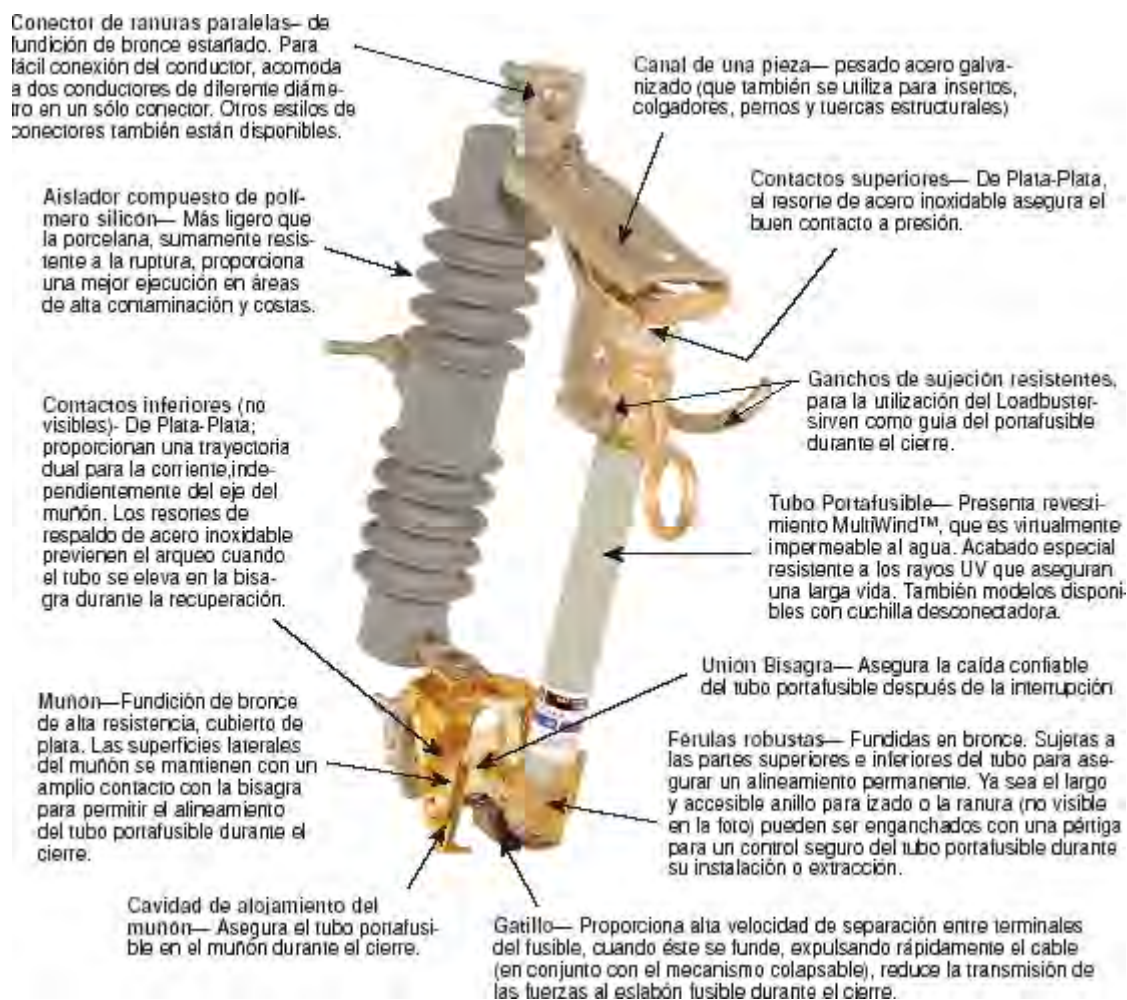
Un recloser o reconectador automático es un interruptor empleado en redes de distribución de media tensión (aproximadamente entre 10 y 38 kV). Su función es detectar fallas transitorias — como descargas atmosféricas o contacto con ramas de árboles—, interrumpir el circuito y realizar de manera automática varios intentos de reconexión, usualmente entre tres y cuatro



fuelle: <https://grupoelecond.com/producto/seccionador-en-sf6/>

**Figura 7**

*Imagen del equipo denominado Cut out*



Fuente: <https://www.sectorelectricidad.com/17096/tipos-de-fusible-y-su-aplicacion/>

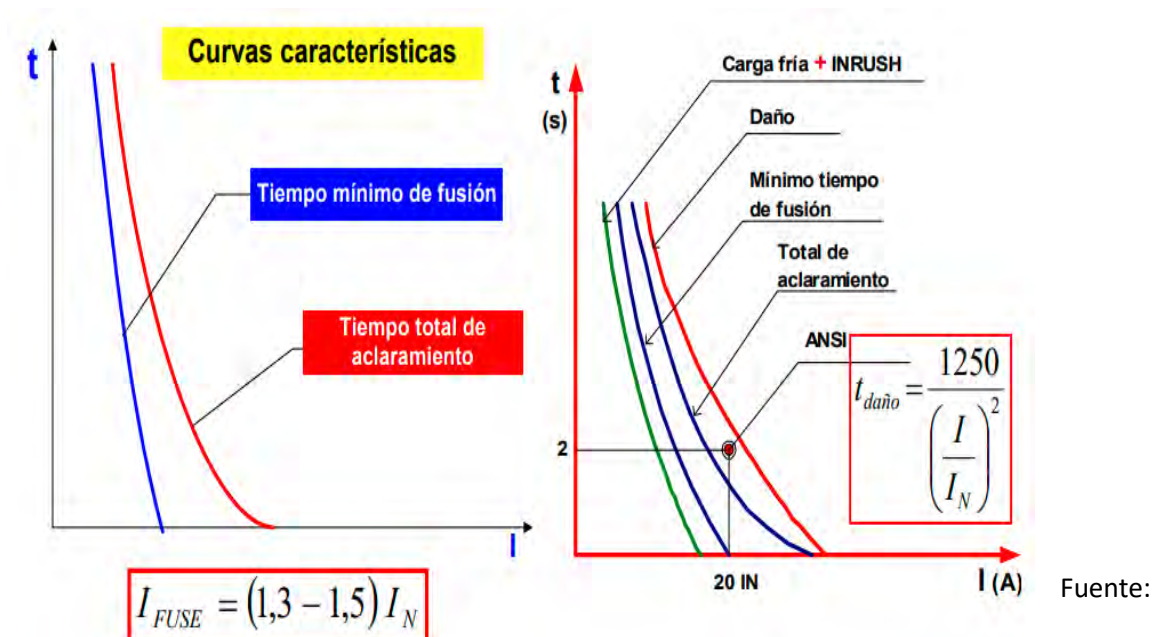
### **2.6.7 Fusibles**

son dispositivos componente primordial en los sistemas eléctricos de distribución en Media Tensión cuyo objetivo es de protección, que aíslan una sección de la red eléctrica cuando la corriente de cortocircuito derrite el material conductor del fusible. Los fusibles son una opción de protección sencilla y económica, y existe una amplia variedad de fusibles disponibles en el

mercado. En las redes aéreas, los fusibles de expulsión son los más comunes y constan de una tira fusible y una porta fusible (seccionador cut out). La función del fusible es derretirse cuando hay un exceso de corriente para la cual fue diseñado, lo que justifica su instalación en las redes eléctricas para protegerlas de los excesos de corriente

**Figura 8**

*Curva característica de fusible de MT*



file:///C:/Users/User/Downloads/11%20Semana%207M%20Unidad%204%20-%20Coordinaci%C3%B3n%20Fusibles.pdf



### 2.6.7.1 Clasificación de fusibles



Tipos de fusibles según características de operación

**Tabla 4**

*Tipos de fusibles según características de operación*

Tipo de Fusible	características de operación
Fusibles de Expulsión	Diseñados para interrumpir la corriente en caso de un cortocircuito. Cuando se funden, expulsan un núcleo de fusión, lo que proporciona una indicación visual de la falla. Comunes en sistemas de distribución de media tensión.
Fusibles Limitadores de Corriente	Diseñados para limitar la corriente en caso de sobrecarga o cortocircuito. Se utilizan en aplicaciones que requieren protección eficiente y rápida contra sobre corriente.
Fusibles de Potencia	Utilizados en aplicaciones de media tensión y alta corriente, como la protección de transformadores y equipos de alta potencia. Capaces de manejar corrientes significativas y proteger equipos valiosos.
Fusibles de Retardo	Ofrecen una respuesta retardada a las corrientes de cortocircuito, lo que les permite tolerar corrientes de arranque momentáneamente sin fundirse. Adecuados para aplicaciones con cargas inductivas.

Fusibles de Enlace Expulsor	Fusibles de expulsión con un diseño especial para aplicaciones de media tensión, utilizados para proteger circuitos y equipos en redes de distribución.
Fusibles de Aire o de Aceite	Pueden ser fusibles llenos de aceite o aire. Utilizados en transformadores y otros equipos de media tensión para proporcionar protección contra sobre corriente. Los fusibles llenos de aceite son compactos y confiables.
Fusibles de Expulsión de Cable	Utilizados para proteger cables de media tensión. Se instalan en cajas de conexión de cables y se diseñan para desconectar el cable en caso de sobrecarga.

**Fuente:** *Elaboración propia*

## 2.7 Protecciones de Sobre corriente

Las protecciones de sobre corriente en sistemas eléctricos tienen como objetivo principal garantizar la operación segura y confiable de los sistemas eléctricos. Para lograrlo, se utilizan dispositivos como fusibles, disyuntores y relés de sobre corriente, que se instalan estratégicamente en el sistema eléctrico para monitorear constantemente la corriente que fluye a través de los circuitos.



### 2.7.1 Características de Operación

Según la duración de su funcionamiento, los relés pueden ser categorizados en diferentes tipos, como se presenta en el cuadro de manera general



### 2.8 Relés de sobre corriente

El relé de corriente definida responde de manera inmediata al alcanzarse un nivel preestablecido de corriente. Se configura mediante ajustes descendentes desde la fuente hacia la carga, y el ajuste de menor valor es el primero en activarse. No obstante, presenta limitaciones en situaciones de cortocircuitos de alta intensidad, ya que le resulta complicado distinguir entre dos puntos cercanos con una resistencia notablemente inferior en comparación con la fuente de energía.

**Figura 9**  
*Relé de sobre corriente definida*

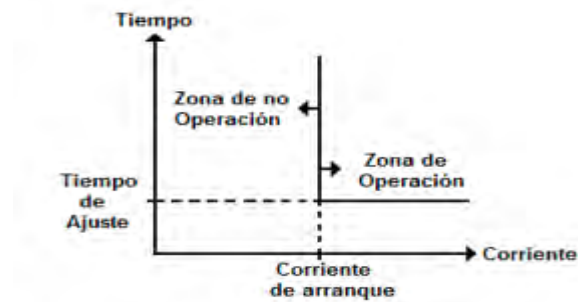


*Fuente: guía de coordinación de peroteccion pdf 2019*

### **2.8.1 Relé de corriente definida y tiempo definido**

Los relés de este tipo tienen la capacidad de ajustar su funcionamiento a distintos niveles de corriente, y también pueden ajustar sus tiempos de activación. El proceso de ajuste se realiza de forma que el interruptor que alimenta la carga se active en el menor tiempo posible, seguido por los demás interruptores hacia la fuente, con tiempos de activación progresivamente mayores. La diferencia entre los tiempos de activación para la misma corriente se denomina tiempo de margen o respaldo. En comparación con el tipo anterior, estos relés son más selectivos porque es posible ajustar el tiempo de operación a valores definidos, lo que evita los inconvenientes del tipo anterior. En resumen, estos relés de protección permiten una selección y ajuste más precisos para proteger el sistema eléctrico.

**Figura 10**  
*Relé de corriente definida*

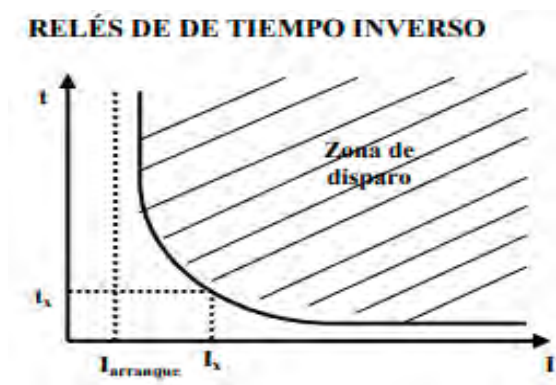


*Fuente: guía de coordinación de protección pdf 2019*

### 2.8.2 Relé de tiempo inverso

Estos relés tienen como propiedad principal que su tiempo de activación varía en forma inversa a la corriente de falla, de acuerdo a un conjunto de curvas características disponibles. Como resultado, la ventaja de estos relés respecto a los anteriores es que en presencia de altas corrientes es posible obtener tiempos de disparo muy breves sin comprometer la selectividad

**Figura 11**  
*Curva de operación de un relé de tiempo inverso*



fuelle:

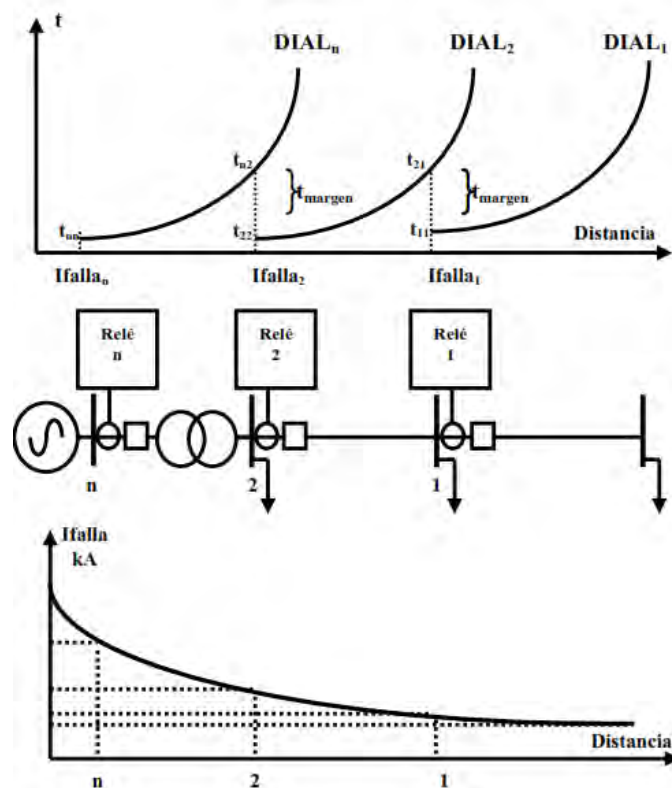
file:///C:/Users/User/Downloads/cybanol,+85141cjzCartst2CcoordinacionCI

## 2.9 Coordinaciones de relés una red radial

La coordinación entre relés de sobre corriente en una red radial, es el proceso de ajustar los tiempos de actuación entre dispositivos según a los parámetros de la red que se deberán configurar cuidadosamente, los relés de protección eléctrica en una red de distribución eléctrica con una estructura de tipo "árbol", de manera que los relés actúen de manera secuencial y selectiva para aislar y proteger eficazmente las áreas afectadas por fallas eléctricas, minimizando así las interrupciones innecesarias en el suministro de energía y asegurando la confiabilidad del sistema eléctrico.

**Figura 12**

*Coordinación de relés de sobre corriente en un sistema radial*



fuelle : file:///C:/Users/User/Downloads/cybanol,+85141cjzCartst2CcoordinacionCI

## 2.10 Reconectador en media tensión

es un dispositivo eléctrico y electrónico utilizado en sistemas de distribución de energía eléctrica generalmente en media tensión, que tiene la función principal de restaurar automáticamente el suministro de energía después de una interrupción transitoria, como un cortocircuito o una sobrecarga momentánea. Su función principal es supervisar la red eléctrica y, en caso de una falla transitoria, abrir y cerrar el circuito de forma automática para restablecer el suministro sin necesidad de intervención manual.

### 2.10.1 Relé de Protección de Sobre corriente (Funciones 50, 50N, 51, y 51N)

Según (COES, *Criterios de ajuste y coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN*, 2018) "La protección de corriente mide permanentemente la corriente de cada fase con la finalidad de detectar las sobre corrientes que se pueden producir en un cortocircuito. El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor de la corriente y puede ser: De tiempo definido cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea (función 50) o temporizada (función 51) De tiempo inverso cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por la siguiente expresión"

$$t = TMS. \left( \frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha} + C \right) \dots\dots\dots 2.1$$

Donde:

$t$  = Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)

$I$  = Corriente que mide el Relé (variable independiente)

$\alpha$  = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

$I_s$  = Corriente de Arranque del Relé

$TMS$  = Constante de ajuste del Relé

$K$  = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

$C$  = Constante de ajuste del Relé

Para el ajuste del relé se debe definir lo siguiente:

***Para la función (51)***

- La corriente de Arranque del Relé ( $I_s$ ) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.

- La constante de ajuste del Relé ( $TMS$ ) que viene a ser el parámetro que permite definir los tiempos de operación según su curva característica

***Para la función (50)***

- La corriente de arranque del Relé ( $I_s$ ) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.

- A pesar que se trata de una función instantánea por definición (ANSI 50), es posible definir una temporización de su actuación cuando resulte conveniente. SIEN, (2018 Pg.28 , pág. 28) (COES, *Criterios de ajuste y coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN*, 2018,

## **2.11 Teoría de Fallas Eléctricas**

### ***2.11.1 Cortocircuito***

Un cortocircuito es una falla eléctrica que ocurre cuando dos conductores con diferentes potenciales eléctricos entran en contacto directo o a través de una impedancia muy baja, provocando una corriente excesiva que puede dañar equipos, afectar la operación del sistema eléctrico y generar riesgos de seguridad. Según IEEE (2018), un cortocircuito es "una condición anómala de un circuito eléctrico en la que la resistencia entre dos puntos con diferentes potenciales eléctricos es extremadamente baja, lo que resulta en una corriente elevada no controlada" IEE (2018, pág. 34)

Referencia: Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2018). *IEEE Standard 141™-2018: Electric Power Distribution for Industrial Plants*. IEEE. <https://standards.ieee.org>

### ***2.11.2 Fases Abierta***

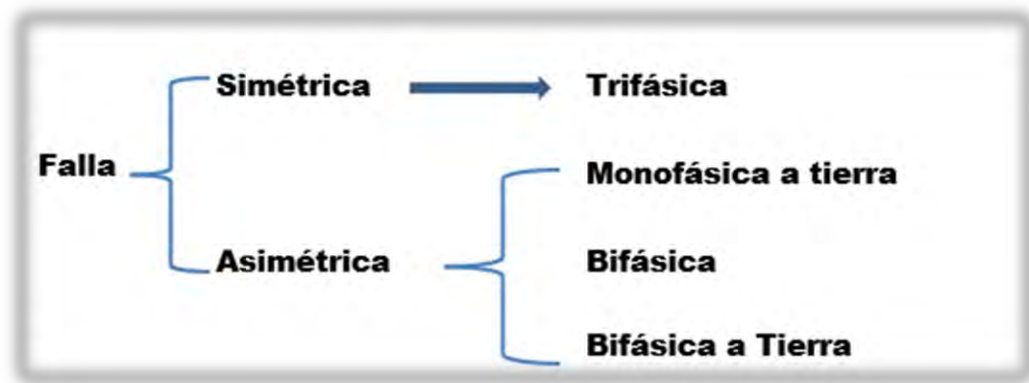
Cuando se habla de fases abiertas, se está haciendo referencia a situaciones en las cuales no hay continuidad en la distribución de la energía eléctrica. Esto puede ocurrir en diferentes grados, desde una sola fase abierta hasta tres fases abiertas. En cualquier caso, esta interrupción en la distribución eléctrica puede provocar que el servicio se vea afectado parcial o completamente, lo que implica que la energía eléctrica puede salir de manera intermitente o incluso dejar de funcionar por completo.

Por causas originadas vientos, sismos, hielo, árboles, automóviles, equipos de excavación, vandalismo, etc. Daño de aislamientos causado por roedores, aves, serpientes, etc. Incendio. Fallas de equipos y errores de cableado” Castaño (2004)

## 2.12 Tipos de Cortocircuitos

Según (Ramírez Castaño, pág. 66) “Se define el término falla como cualquier cambio no planeado en las variables de operación de un sistema de potencia, también es llamada perturbación y es causada por: Falla en el sistema de potencia (Cortocircuito), Falla extraña al sistema de potencia (En equipo de protección), Falla de la red (Sobrecarga, fluctuación de carga, rayos, contaminación, sabotajes, daños). Las tasas de fallas en sistemas de baja tensión son mayores que las que se presentan en sistemas de alta tensión por la cantidad de elementos y equipos involucrados. Monofásicas” Castaño (2004, pág. 66).

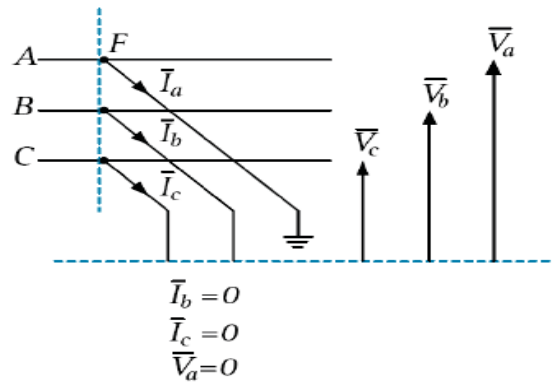
### 2.12.1 Tipos de fallas en sistemas de potencia por cortocircuito



#### 2.12.1.1 Fallas monofásicas

Una falla monofásica es una condición anormal en un sistema eléctrico donde una sola fase de corriente alterna sufre una interrupción o perturbación, mientras que las otras dos fases continúan operando normalmente. Esta falla puede ser causada por cortocircuitos, sobrecargas u otros problemas en una fase específica del sistema eléctrico.

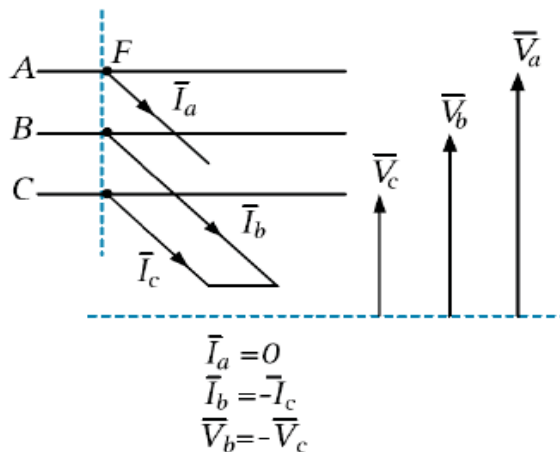


*Falla monofásica*

*Fuente: Calculo de Fallas, Chilet Cesar (Chilet, 2009)*

#### 2.12.1.2 Fallas bifásicas (fase - fase)

Una falla bifásica es una condición en la que dos de las tres fases de un sistema eléctrico trifásico experimentan una interrupción o perturbación, mientras que la tercera fase permanece operativa. Esto puede ocurrir debido a problemas en dos de las fases, como cortocircuitos, o por problemas de desequilibrio en el sistema.

**Figura 14***Fallas bifásicas (fase - fase)*

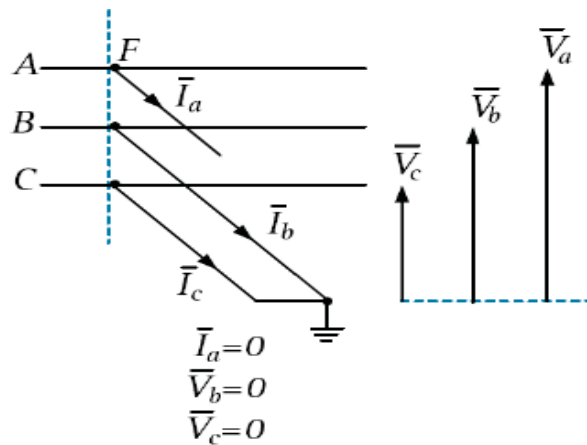
**Fuente:** *Calculo de Fallas, Chilet Cesar (Chilet, 2009)*

### 2.12.1.3 Fallas bifásicas a tierra (fase – fase a tierra)

Las fallas bifásicas a tierra son situaciones anormales en sistemas eléctricos donde dos fases de corriente alternan hacen contacto con tierra o masa, creando un cortocircuito entre las fases y la tierra.

**Figura 15**

*Diagrama de Falla Bifásica a Tierra*



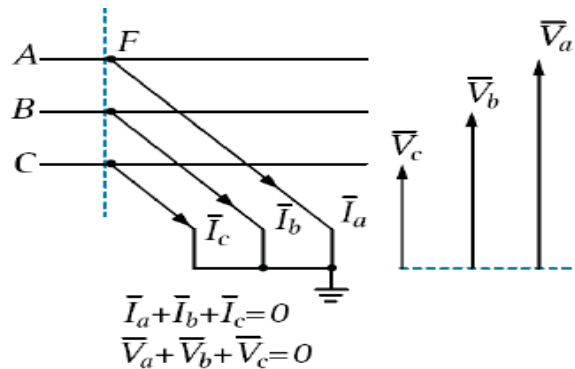
Fuente: Cálculo de Fallas, Chilet Cesar (Chilet, 2009)

### 2.12.1.4 Fallas trifásicas

“Una falla trifásica se refiere a un evento en un sistema eléctrico trifásico en el cual se produce un cortocircuito o un mal funcionamiento que afecta simultáneamente las tres fases del sistema. Durante una falla trifásica, las tensiones y corrientes en las tres fases experimentan alteraciones significativas y, por lo general, se generan condiciones de alto estrés en el equipo eléctrico”. Anderson, P. M, (2002)

**Figura 16**

*Diagrama de Falla Trifásica*



*Fuente: Calculo de Fallas, Chilet Cesar (Chilet, 2009)*

### 2.12.2 Frecuencia de Ocurrencia de Tipos de Fallas

**Tabla 5**

*Frecuencia de ocurrencias por tipo de fallas*

TIPO DE FALLA	PORCENTAJE OCURRENCIA	DE
MONOFÁSICA	70 % - 80 %	
BIFÁSICA A TIERRA	17 % - 10 %	
BIFÁSICA	10 % - 8 %	
TRIFÁSICA	3 % - 2 %	

*Fuente: (Gomez Carmona & J. Zapata, 2007)*

### 2.13 El Método de las Componentes Simétricas Fortescue

El Método de Fortescue se utiliza para estudiar y resolver problemas en sistemas eléctricos trifásicos desequilibrados, como cortocircuitos, desequilibrios de carga y otros eventos anormales. Al descomponer el sistema en componentes simétricas, los ingenieros eléctricos pueden realizar cálculos y análisis de manera más sencilla, lo que facilita la detección y resolución de problemas

### ***2.13.1 Componentes de secuencia positiva:***

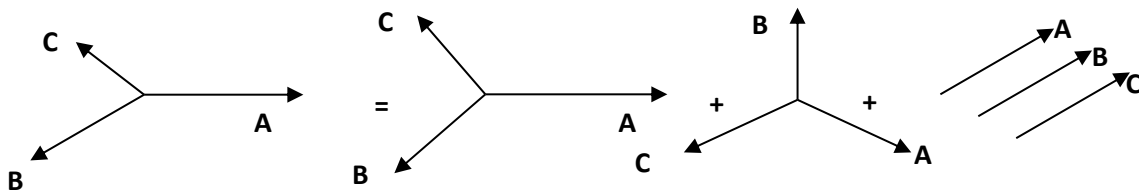
formado por tres fasores de igual magnitud, desfasados  $120^\circ$  entre sí y con la misma secuencia de fase que el sistema original.

### ***2.13.2 Componentes de secuencia negativa***

formado por tres fasores de igual módulo, con desfase de  $120^\circ$  uno de otro y con la secuencia de fases opuesta a la de los fasores originales.

### ***2.13.3 Componentes de secuencia cero***

Formada por tres fasores de igual módulo y con desfase nulo.



**Fasores Desbalanceados.      Secuencia Positiva.      Secuencia Negativa.      Secuencia Cero.**

## **2.14 Tipos de Fallas**

### ***2.14.1 Fallas transitorias***

Una falla transitoria es una interrupción temporal o una perturbación en un sistema eléctrico que dura solo un corto período de tiempo, generalmente unos pocos ciclos de corriente alternan (menos de un segundo). Estas fallas suelen ser de naturaleza momentánea y pueden deberse a diversas causas, como fluctuaciones de voltaje, sobretensiones, cortocircuitos temporales, cambios en la carga o eventos climáticos.

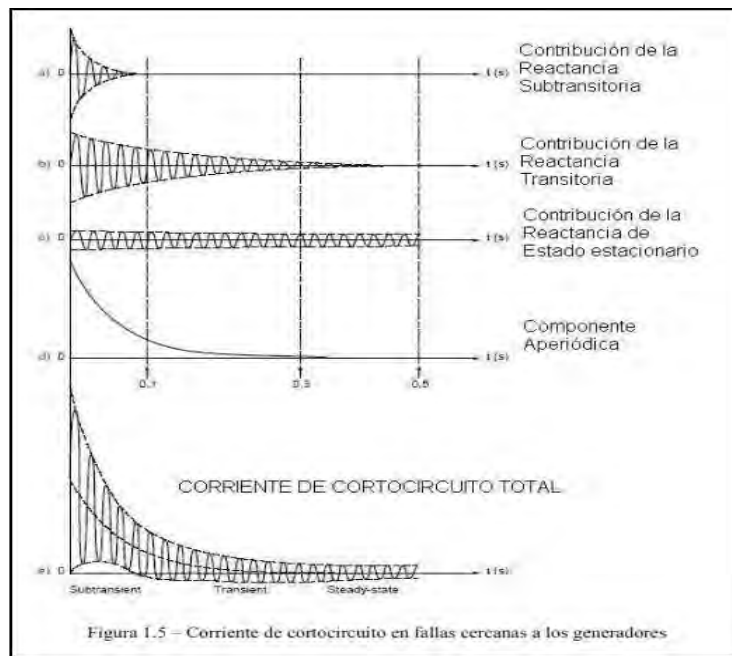
### 2.14.2 Fallas permanentes

Una falla permanente en un sistema eléctrico es una condición anormal que resulta en una interrupción continua y sostenida del flujo de electricidad en una parte específica del sistema

Secuencia de Eventos Durante una Falla

**Figura 17**

*secuencia de fallas*



*Fuente: criterios de ajustes y coordinación de protección COES 2014*

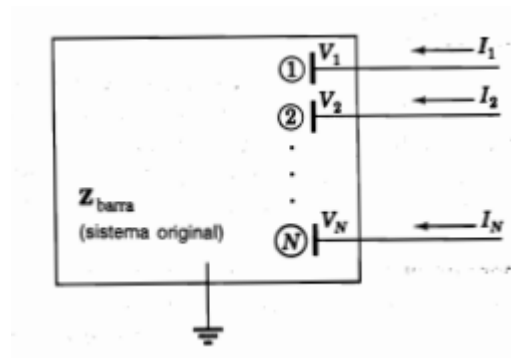
### 2.15 Análisis de contingencias

Para llevar a cabo un análisis de contingencias en sistemas eléctricos del sistema eléctrico rural Malvinas 01 y 02 es crucial comprender cómo se producen redistribuciones de corriente y cambios en los voltajes de las barras cuando se conectan o desconectan líneas a través de interruptores. Este análisis se enfoca en identificar y evaluar situaciones de emergencia o eventos inusuales que puedan afectar el funcionamiento y la seguridad del sistema eléctrico.

Los métodos de análisis de contingencia que utilizan la Zbarra y la Ybarra hacen atractivos desde el punto de vista computacional, especialmente si las cargas se pueden considerar como inyecciones de corriente constantes en las diferentes barras del sistema. Este análisis de contingencias puede incluir diversas situaciones de análisis como:

**Figura 18**

*Sistemas de voltajes debido a la inyección de corrientes*



*Fuente; (Grainger, J. & Stevenson, 2001, p. 558)*

### **2.15.1 Cortocircuitos:**

Fallos que pueden ocurrir debido a una conexión no deseada entre conductores eléctricos.

### **2.15.2 Sobrecargas**

Situaciones en las que la demanda de energía eléctrica supera la capacidad de los componentes del sistema.

### **2.15.3 Fallas de Equipos**

Fallas en transformadores, interruptores, generadores u otros equipos críticos del sistema.

### **2.15.4 Eventos Climáticos Extremos**

Tormentas, rayos, vientos fuertes o condiciones climáticas adversas que pueden dañar la

infraestructura eléctrica.

### ***2.15.5 Fallas de Generación***

Problemas en la generación de energía que pueden resultar en la falta de suministro eléctrico.

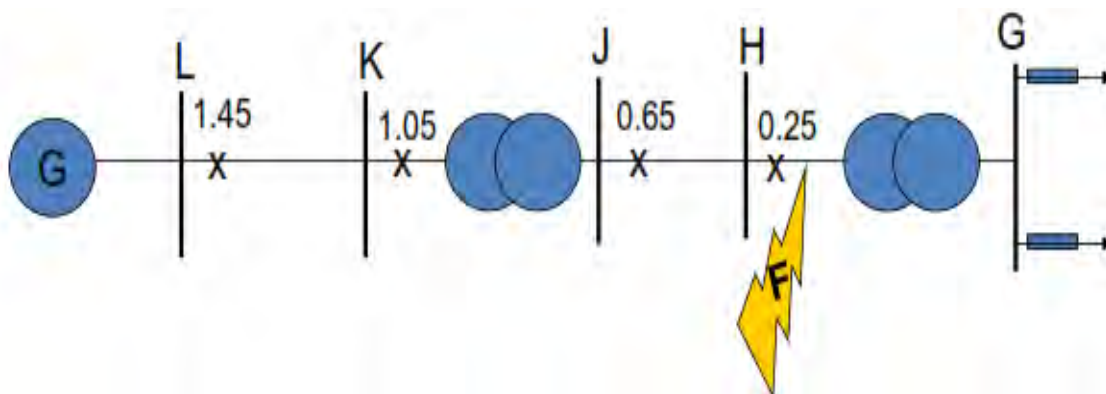
## **2.16 Tipos de Sistemas de Distribución**

### ***2.16.1 Sistemas Radiales***

El sistema de suministro eléctrico radial se caracteriza por su singularidad al consistir en un único circuito que conecta directamente la fuente de energía eléctrica, ubicada en el centro de producción, con el punto de consumo. En este circuito, se pueden encontrar múltiples cargas o desvíos, como se observa en el ejemplo de Malvinas 01 y 02. Este enfoque es típico en instalaciones de sistemas rurales distantes y se relaciona directamente con el caso de estudio analizado en esta tesis

**Figura 19**

*Tipificación de un sistema radial*



Fuente: *Walter astorayme UNCP*

## Sistemas anillados

Un sistema en anillo más de una ruta para la distribución de la energía eléctrica, lo que implica la existencia de diversas opciones de conexión a través de equipos instalados en el lugar. Esta característica contribuye significativamente a la confiabilidad del suministro eléctrico, ya que garantiza la disponibilidad de caminos alternativos en caso de interrupciones. con posibilidad de interconexión en algún punto con otras redes contiguos ya instalados

### **2.17 Confiabilidad de los Sistemas Eléctricos**

Esto se refiere a la capacidad de un sistema eléctrico, para operar de manera continua y sin interrupciones, proporcionando un suministro de energía eléctrica estable y confiable a los usuarios finales

#### ***2.17.1 fiabilidad***

La fiabilidad es una medida más específica de la confiabilidad y se enfoca en la probabilidad de que un sistema o componente funcione sin problemas durante un período de tiempo específico.

#### ***2.17.2 Índices de la Confiabilidad***

##### **2.17.2.1 Saidi.**

Es un indicador que permite determinar el nivel de confiabilidad de un sistema eléctrico y que mide el promedio de duración de una interrupción por usuario en un periodo determinado.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t.u.}{N}$$

*Fuente : <https://www.sectorelectricidad.com/15471/como-se-mide-la-confiabilidad-de-un-sistema-electrico-que-son-los-indicadores-saifi-y-saidi/>*



### 2.17.2.2 Saifi

Es un indicador que permite determinar el nivel de confiabilidad de un sistema eléctrico y que mide el promedio de frecuencia de interrupciones por usuario en un periodo determinado.

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N} \dots\dots\dots 2$$

**Donde:**

*t= Duración de cada interrupción*

*u= Número de usuarios afectados en cada interrupción*

*n= Número de interrupciones por periodo*

*N= Número de interrupciones del sistema eléctrico o concesionario al final del periodo, según corresponda*

*Fuente <https://www.sectorelectricidad.com/15471/como-se-mide-la-confiabilidad-de-un-sistema-electrico-que-son-los-indicadores-saifi-y-saidi/>*

### 2.17.3 tolerancias en la calidad e servicios eléctricos

**Tabla 6**

*Valores Límites de Calidad de Suministro*

Valores Límites de Calidad de Suministro			
1	Valores Típico	Límites de Indicadores	Tolerancia
2	Por usuario afectado (NTCSE)	Nº de interrupciones por usuario y por semestre	8 /sem.
		D: Duración ponderada de las interrupciones por usuario y por semestre	13 horas/sem.
	Por sistema eléctrico	SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	5 /año
		SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	9 horas/año
3	Por usuario afectado (NTCSE)	N: Nº de interrupciones por usuario y por semestre	8 /sem.
		D: Duración ponderada de las interrupciones por usuario y por semestre	13 horas/sem.
	Por sistema eléctrico	SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	7/año
		SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	12 horas/año
4, 5 y SER	Por usuario afectado (NTCSE)	NIC: Nº de interrupciones promedio por cliente y por semestre	10 /sem.
		DIC: Duración ponderada acumulada de interrupciones promedio por cliente por semestre	25 y 40 horas/año
	Por sistema eléctrico	SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	12 y 24/ año
		SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	16 y 40 horas/año

**Fuente:** (SIEN, 2018 Pg.28 )*Norma Técnica de Calidad de Suministros Eléctricos, (2008).*  
*Valores límites de Calidad de*

*Suministro [Tabla*

## **CAPITULO III**

### **3 Evaluación del Sistema en Estudio Actual**

En este capítulo, se detalla el problema principal de confiabilidad del sistema eléctrico, evidenciando que sus indicadores están por encima de los valores permitidos por la normativa del sector energético del país. Esta problemática surge en distrito de Megantoni de la Provincia de la Convención de la Región Cusco, donde se destaca la falta de operación y mantenimiento de la línea. Se enfoca crucialmente en la negligencia en el mantenimiento y limpieza de la franja de servidumbre, que tiene un ancho 11 metros para el nivel de tensión 22.9 kV, siendo insuficiente ya que cerca de la franja de servidumbre hay árboles mayores a 30 metros y con fuertes vientos existe una alta probabilidad de que caigan sobre la línea.

Adicionalmente, la zona del distrito de Megantoni, debido a su ubicación con un alto nivel ceraunico, experimenta frecuentes descargas atmosféricas, según el mapa ceraunico de Osinerming. Esto afecta severamente, generando bastantes fallas transitorias en la línea. A esto se suma que los pobladores del distrito de Megantoni no pagan por el servicio de energía eléctrica, puesto que ellos tienen un convenio entre las comunidades nativas ubicados en el área de influencia del proyecto explotación de gas de Camisea. La falta de pago por tal servicio se convierte en un problema para el mantenimiento del sistema eléctrico.

También La situación se agrava en la zona del Bajo Urubamba, donde no existen carreteras, y el transporte es exclusivamente fluvial, lo que encarece los costos de mantenimiento y la respuesta rápida ante la ausencia de servicio de energía eléctrica es lenta. Además, la mala instalación y funcionamiento inadecuado de los equipos de protección, junto con la lejanía,

impactan directamente en la operación y mantenimiento de la línea, ya que el transporte o flete de materiales resulta bastante costoso.

En conjunto, todas estas situaciones explicadas anteriormente afectan la prestación de un servicio de calidad, en contradicción con la normativa vigente.

### **3.1 Análisis de la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Malvinas actual**

La investigación sobre la confiabilidad del sistema eléctrico rural actual se fundamentó en datos proporcionados por la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. Este sistema comprende dos alimentadores radiales conocidos como Malvinas 01 y Malvinas-02. El objetivo principal de este estudio es analizar y seleccionar las mejores alternativas para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico. Dicha mejora se evaluará mediante la medición de sus indicadores clave, SAIDI y SAIFI, que desempeñan un papel esencial en la garantía de un suministro eléctrico confiable, especialmente en zonas rurales. Estos indicadores deberían considerarse variables críticas para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales, como en el distrito de Megantoni, ubicado en la remota provincia de La Convención.

Para llevar a cabo este estudio, se realizó un análisis exhaustivo de las interrupciones históricas en el suministro eléctrico, utilizando datos proporcionados por la empresa concesionaria, Electro Sur Este S.A.A. En este contexto, se analizarán los indicadores SAIDI y SAIFI actuales antes de realizar el estudio correspondiente, según la normativa vigente. Se recopilieron datos históricos detallados sobre interrupciones de los años 2020, 2021 y 2022, siendo vital para obtener un mejor panorama de la situación, considerando diversos eventos climáticos, mantenimientos y patrones de carga. Todo esto se resume en un cuadro detallado que se presenta a continuación.

### 3.1.1 Reporte de Fallas extraídos del reporte de la empresa concesionaria

En este informe, se presentarán y analizarán las fallas anuales detectadas en el sistema eléctrico, con un enfoque en su duración y frecuencia. El objetivo es identificar tendencias, áreas críticas y posibles desviaciones con respecto a las normativas establecidas.

El análisis de estas fallas proporcionará información valiosa para la toma de decisiones y la implementación de medidas correctivas con el fin de fortalecer la confiabilidad del suministro eléctrico y minimizar los impactos en los clientes y las operaciones. El reporte de fallas anuales es una herramienta esencial en la gestión y mejora continua de la calidad de servicio en el sector eléctrico.

**Tabla 7**

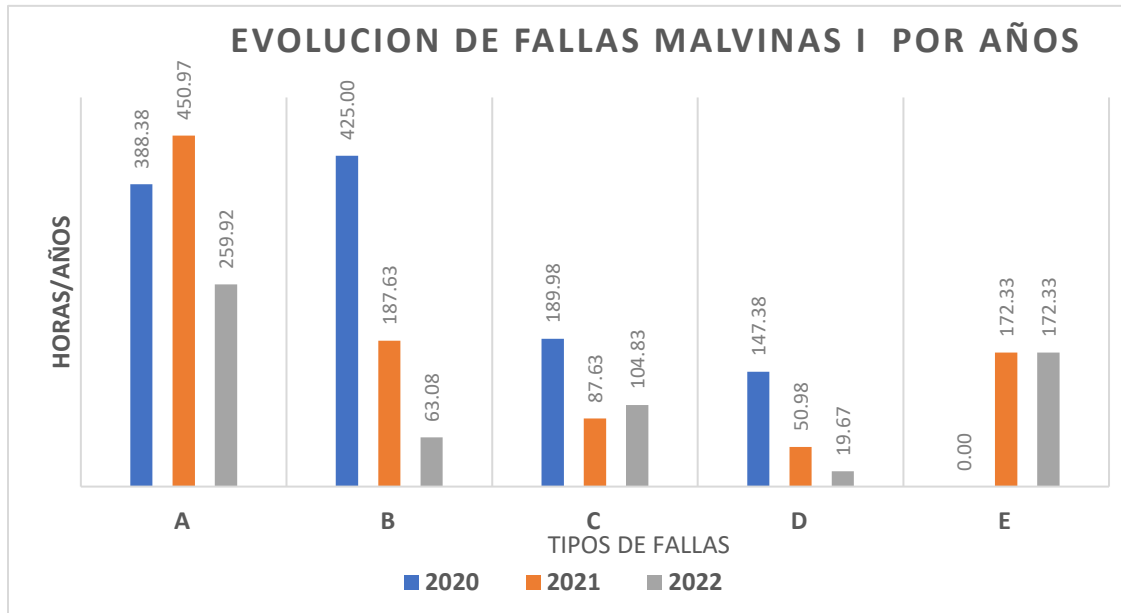
*Cuadro de reporte de fallas por años 2020,2021 y 2022*

REPORTE DE FALLAS ANUAL MALVINAS I				
DESIGNACIÓN	DESCRIPCIÓN POR TIPO DE FALLA	Horas/año		
		2020	2021	2022
A	Descargas Atmosféricas	388.38	450.97	259.92
B	Contacto de Animal	425.00	187.63	63.08
C	Contacto de Árbol con la red de MT	189.98	87.63	104.83
D	Desconocidas	147.38	50.98	19.67
E	Externo (Pluspetrol)	0.00	172.33	172.33
F	Falla de Equipamiento	0.00	0.00	0.00
G	Mantenimiento Propio	0.00	0.00	10.33

**Fuente:** *elaboración propia*

**Figura 20**

*Reporte de fallas anual Malvinas 01*



**Fuente :** *elaboración propia.*

### 3.1.1.1 Reporte De Fallas Malvinas Evolución Anual

**Tabla 8**

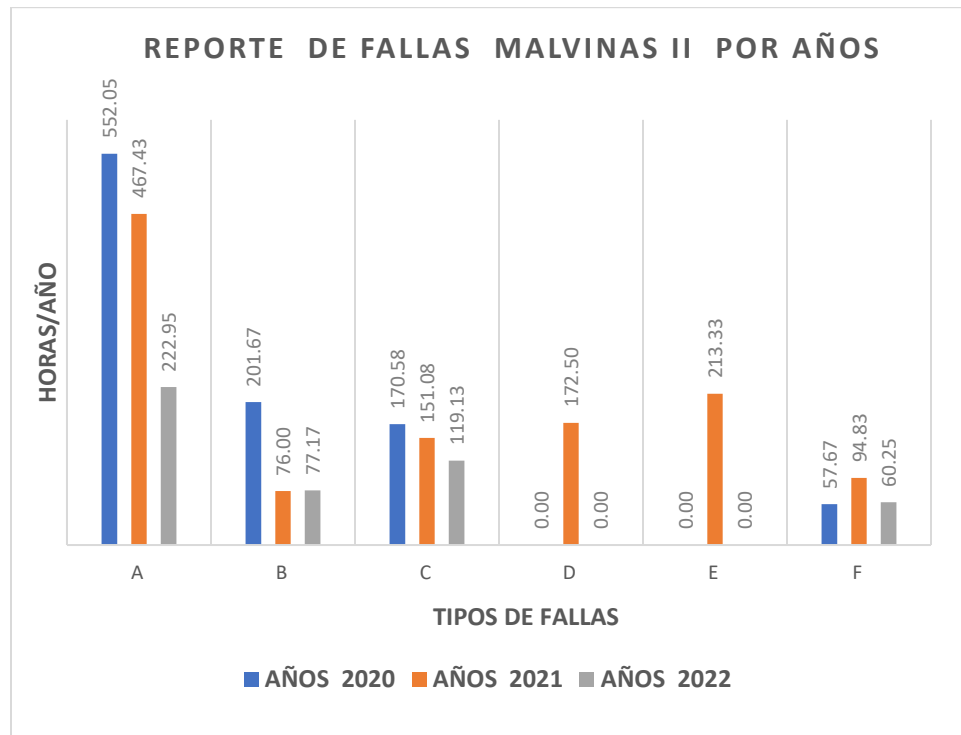
*Cuadro de reporte de fallas por años 2020,2021 y 2022*

REPORTE DE FALLAS MALVINAS II POR AÑOS				
DESIGNACIÓN	DESCRIPCIÓN POR TIPO DE FALLA	AÑOS		
		2020	2021	2022
A	Descargas Atmosféricas	552.05	467.43	222.95
B	Contacto de Animal	201.67	76.00	77.17
C	Contacto de Árbol con la red de MT	170.58	151.08	119.13
D	Desconocidas	0.00	172.50	0.00
E	Externo (Pluspetrol)	0.00	213.33	0.00
F	Falla de Equipamiento	57.67	94.83	60.25
G	Mantenimiento Propio	0.00	0.00	1.25

**Fuente:** *elaboración propia*

**Figura 21**

*Reporte de fallas anual Malvinas 02*



*Fuente elaboración propia*

### **3.1.2 Duración Individual Cliente**

#### **3.1.2.1 Interrupciones Promedio Por Cliente MALVINAS**

Las normas de referencia para el presente estudio son: La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, DS 020-1997EM (NTCSE), Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER) RD N° 016-2008-EM/DGE y Procedimiento “Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, aprobado con Resolución OSINERG N° 074-2004OS/CD. En dicha norma se fijan los valores

límites de calidad de suministro, en base a dichas normatividad se han realizado los siguientes cuadros en donde se muestra **la duración Individual Cliente/ N° Interrupciones Promedio Por Cliente** a continuación se muestra por años 2020,2021 y 2022

**Tabla 9***Reporte de fallas Malvinas I año-2020*

<b>REPORTE DE FALLAS DURACION INDIVIDUAL CLIENTE/ N° INTERRUPCIONES PROMEDIO POR CLIENTE MALVINAS I y II AÑO 2020</b>					
Descripción Por Tipo De Falla	MALVINAS I		MALVINAS II		%
	DIC	NIC	DIC	NIC	
Descargas Atmosféricas	452.93	13.00	604.05	13	47%
Contacto de Animal (Especificar)	425.00	13.00	201.67	7	28%
Contacto de Árbol con la red de MT	189.98	6.00	170.58	6	16%
Desconocidas	147.38	6.00	0.00	0	7%
Externo (Pluspetrol)	0.00	0.00	0.00	0	0%
Falla de Equipamiento (Especificar)	0.00	0.00	57.67	2	3%
Mantenimiento Propio	0.00	0.00	0.00	0	0%

**Fuente:** *elaboración propia***Tabla 10***Reporte de fallas Malvinas año-2020*

<b>REPORTE DE FALLAS DURACION INDIVIDUAL CLIENTE/ N° INTERRUPCIONES PROMEDIO POR CLIENTE MALVINAS I y II AÑO 2021</b>					
DESCRIPCIÓN POR TIPO DE FALLA	MALVINAS I		MALVINAS II		%
	DIC	NIC	DIC	NIC	
Descargas Atmosféricas	461.48	30	248.12	18	41%
Contacto de Animal (Especificar)	187.63	11	27.42	2	13%
Contacto de Árbol con la red de MT	87.63	6	105.35	3	11%
Desconocidas	50.98	4	67.62	3	7%
Externo (Pluspetrol)	172.33	2	213.33	1	22%
Falla de Equipamiento (Especificar)	0.00	0	95.70	2	6%
Mantenimiento Propio	0.00	0	0.00	0	0%

**Fuente:** *elaboración propia*



**Tabla 11***Reporte de fallas Malvinas año-2022*

REPORTE DE FALLAS DURACION INDIVIDUAL CLIENTE/ N° INTERRUPCIONES PROMEDIO POR CLIENTE MALVINAS I y II AÑO 2022					
DESCRIPCIÓN POR TIPO DE FALLA	MALVINAS I		MALVINAS II		%
	DIC	NIC	DIC	NIC	
Descargas Atmosféricas	273.33	12	239.37	11	34%
Contacto de Animal (Especificar)	168.87	6	77.17	3	16%
Contacto de Árbol con la red de MT	472.30	11	119.13	4	39%
Desconocidas	6.72	1	0.00	0	0%
Externo (Pluspetrol)	0.00	0	0.00	0	0%
Falla de Equipamiento (Especificar)	0.00	0	60.25	2	4%
Mantenimiento Propio	80.78	1	1.25	1	5%

*Fuente: elaboración propia*

De las Tablas 01, 02 y 03 proporcionan información detallada sobre los indicadores de Duración Individual por Cliente (DIC) y Número de Interrupciones por Cliente (NIC) para cada año de estudio. Se ha observado que estos valores exceden significativamente los límites de tolerancia establecidos en la Resolución OSINERG N° 074-2004OS/CD.

Para ser más específicos, en el caso de NIC, el estándar establece un límite de 10 interrupciones por semestre. Sin embargo, los datos revelan un promedio de 12 interrupciones para los alimentadores MALVINAS 01 y 02. Esto representa un desfase del 53% con respecto al estándar. En cuanto a DIC, se espera que se mantenga en un rango de 25 a 40 horas por semestre según la normativa, pero los indicadores promedio para MALVINAS 01 y 02 muestran un valor de 145 horas/año. Esto indica un desfase alarmante del 263% en comparación con las normas vigentes de OSINERGMIN.

Estos resultados resaltan la necesidad apremiante de implementar mejoras sustanciales en la confiabilidad y la operación de los sistemas eléctricos en Malvinas 01 y 02 para cumplir con los

estándares establecidos y garantizar un suministro eléctrico más confiable para los clientes.

### ***3.1.3 Cálculo de los indicadores SAIDI SAIFI actual de Malvinas 01 y 02***

Utilizando los datos recopilados de las interrupciones en el sistema eléctrico rural de las instalaciones Malvinas 01 y 02, obtenidos de la base de datos del sistema informático de Electro Sur Este S.A.A., se procederá al cálculo de los indicadores SAIDI (Duración Promedio de Interrupción por Cliente) y SAIFI (Número Promedio de Interrupciones por Cliente) en su estado actual. Este cálculo se realizará como paso inicial, antes de abordar cualquier mejora, con el fin de evaluar la confiabilidad de los alimentadores de media tensión en este sistema específico.

El objetivo principal de esta investigación es analizar y calcular los indicadores SAIDI y SAIFI actuales, basándonos en los datos recopilados durante los años 2020, 2021 y 2022. Estos indicadores son de vital importancia para evaluar la confiabilidad del suministro eléctrico en las zonas rurales de Malvinas 01 y 02. La evaluación de estos indicadores permitirá detectar posibles desviaciones con respecto a las normativas establecidas por OSINERGMIN.

Este estudio se lleva a cabo con el propósito de determinar si los valores de SAIDI y SAIFI se ajustan a los estándares de calidad de servicio exigidos. En caso de identificar desviaciones, se buscarán las áreas que requieran mejoras, especialmente en lo que respecta a la coordinación de protección y la operación del sistema eléctrico. Este análisis es crucial para optimizar la confiabilidad del suministro eléctrico en beneficio de los clientes y la comunidad en general.

### 3.1.4 Evaluación del Indicador Saidi

**Tabla 12**

*Cuadro de reporte de indicadores SAIDI semestrales por años*

RESULTADOS DE INDICADORES SAIDI DE CONFIABILIDAD MALVINAS							
	MALVINAS I			MALVINAS II			TOLERANCIA PERMITIDO 16 y 40horas/ año
AÑOS	2020	2021	2022	2020	2021	2022	
SAIDI	2629.40	959.70	1291.06	2148.85	384.59	229.32	40

*Fuente: elaboración propia*

### 3.1.5 Evaluación del Indicador Saifi

**Tabla 13**

*Cuadro de reporte de indicadores SAIFI semestrales por años*

RESULTADOS DE INDICADORES SAIFI DE CONFIABILIDAD MALVINAS							
	MALVINAS I			MALVINAS II			TOLERANCIA PERMITIDO 12 y 24( veces/año )
AÑOS	2020	2021	2022	2020	2021	2022	
SAIFI	38.00	53.00	31.00	28.00	29.00	30.00	24

*Fuente: elaboración propia*

## 3.2 Evaluación Técnica de los Elementos Existentes Actuales

También esta sección ofrece una exposición detallada del sistema eléctrico actual además de sea realizaran el estudio de coordinación de protección y análisis de la confiabilidad del sistema eléctrico, con el objetivo de poner de relieve los elementos técnicos más significativos. En este análisis, se abordan diversos aspectos, tales como la disposición geográfica, la topología de la red, los componentes eléctricos fundamentales y las condiciones operativas en estado estacionario. Además, se examina con detalle el comportamiento de los sistemas de protección eléctrica. Esta información se revela como un elemento crucial en la evaluación de la confiabilidad de los

alimentadores de media tensión ML-01 y ML-02 dentro del contexto del sistema eléctrico actual. Vale destacar que el sistema eléctrico de la Planta Malvinas se caracteriza por su aislamiento, siendo abastecido por los generadores locales conocidos como turbogeneradores. La topología de esta red es mayoritariamente radial, con una tensión nominal de operación de 4.16 kV, alimentada directamente desde los turbogeneradores. Adicionalmente, se debe señalar que la nueva Subestación Eléctrica Bajo Urubamba recibe su alimentación desde el cubículo de reserva 22A, situado en la barra principal 9100-SW. A través de un transformador elevador (4.16/22.9 kV), se proporciona la energía necesaria para abastecer los sistemas eléctricos SEPAHUA y TIMPIA de ELSE, tal como se ilustra en el diagrama que se presenta a continuación. Este diagrama servirá como referencia fundamental en la investigación en curso.

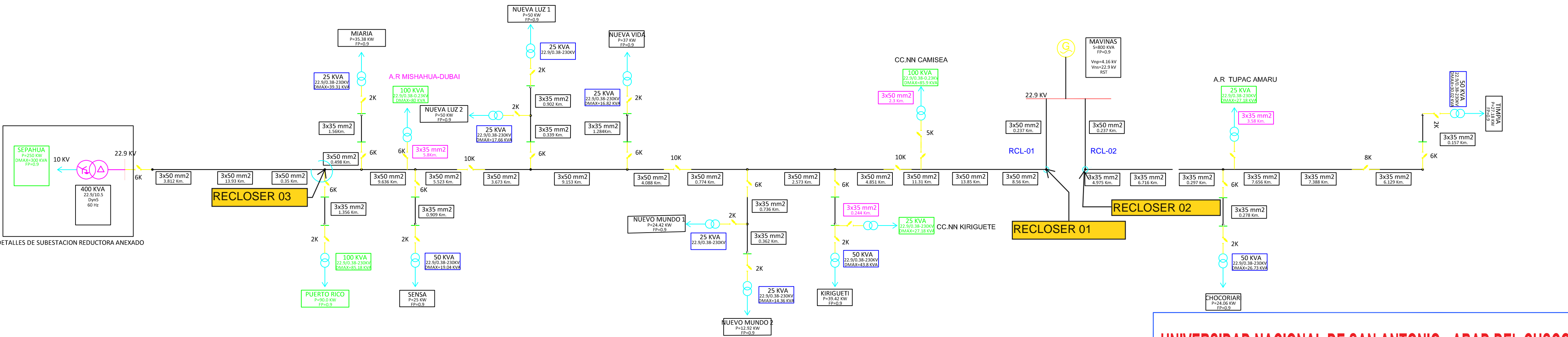
### **3.3 Descripción General de los dos Alimentadores ML-01 Y ML-02**

#### ***3.3.1 Descripción Del Sistema Eléctrico***

##### **Ubicación:**

<b>Distrito</b>	: Megantoni
<b>Provincia</b>	: La Convención
<b>Departamento</b>	: Cusco
<b>Alimentadores</b>	: ML01 y ML02
<b>Nivel de Tensión Nominal</b>	: 4.16/22.9/0.430/0.220kV
<b>Tensión de Operación en MT</b>	: 22.9kV
<b>Cantidad de Usuarios</b>	: 1590 Aprox

# DIAGRAMA UNIFILAR MALVINAS ML-1 y ML-2



UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DELCUSCO

FACULTA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,MECANICA Y INFORMATICA

PROYECTO DE TESIS:  
“COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO AISLADO BAJO URUBAMBA - MALVINAS 01 y 02, PERIODO 2022 - 2024”

TITULO:  
DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELECTRICO DEL BAJO URUBAMBA

DISEÑADO:	F.B.M.M	DPTO.: CUSCO	ARCHIVO: -----	D.U. 01 1/1
DIBUJADO:	F.B.M.M	PROV.: LA CONVENCION	FECHA: Junio - 2025	
ASESOR:	P.A.H	DIST.: MEGANTONI	ESCALA: INDICADA	
APROBADO:	-----	LOC.: BAJO URUBAMBA		

### **3.4 Equipos eléctricos instalados en planta Malvinas interna**

#### ***Celda de Salida 22A de la S.E. Principal Malvinas (9100-SW 4.16kV)***

Esta celda que alimentara a la nueva subestación elevadora Urubamba (4.16/22.9kV), está equipada con: Tres (03) Transformadores de corriente MR600/5 el cual se encuentra conectado en la relación de 300/5A.

Un (01) relé de protección, marca Cutler Hammer, modelo DT3000 con funciones:

- ☐ Protección de Sobre corriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N).

#### ***Celda de Llegada S.E. URUBAMBA (Celda de Entrada 4.16kV)***

Esta celda de llegada principal está equipada con

- ☐ Tres (03) Transformadores de corriente de doble relación 200-400/5, el cual se encuentra conectado en la relación de 400/5A.

- ☐ Un (01) relé de protección, marca Schneider electric, modelo S40 con funciones:  
Protección de sobre corriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N).

#### ***Celdas de Salida S.E. URUBAMBA 4.16kV***

En la nueva S.E. Urubamba, nivel de 4.16kV, se cuentan con tres celdas de salida las cuales se describen a continuación: Celdas de Salida Transformador de Servicios Auxiliares Esta celda de salida que alimenta al transformador de servicios auxiliares de la nueva S.E. Urubamba está equipada con:

☐ Un (01) Fusible de 10A, para la protección del transformador S.S.A.A. Celdas de Reserva equipada Esta celda de reserva equipada en el nivel de 4.16kV, está equipada con:

- ☐ Tres (03) Transformadores de corriente.
- ☐ Un (01) relé de protección, marca Schneider Electric, modelo S20 con funciones:
- ☐ Protección de Sobrecorriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N).

Celdas de Salida Hacia el Transformador Elevador (4.16/22.9kV)

Esta celda de salida que alimenta al nuevo transformador elevador de la S.E. Urubamba (4.16/22.9kV), está equipada con:

☐ Tres (03) Transformadores de corriente de doble relación 100-200/5, el cual se encuentra conectado en la relación de 200/5A.

☐ Un (01) relé de protección diferencial multifunción, marca Schneider Electric, modelo T87 con funciones:

- ☐ Protección diferencial de Transformador (87T).
- ☐ Protección de Sobre corriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N).

#### ***Celdas de Salida S.E. URUBAMBA 22.9Kv***

Esta celda de salida de la S.E. Urubamba en 22.9kV que protegerá la salida proyectada en 22.9kV, está equipada con:

- ☐ Tres (03) Transformadores de corriente de 100/5.
- ☐ Un (01) relé de protección, marca Schneider electric, modelo S40 con funciones:

- Protección de Sobrecorriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N).

### ***Reclosers de Salida en 22.9Kv – PLUS PETROL***

En el nivel de 22.9kV se cuentan con dos salidas proyectadas para los sistemas eléctricos de TIMPIA y SEPAHUA, cada una de las cuales están equipados con:

- Un (01) Recloser, marca Schneider electric, Modelo NULEC (ADVC)
- Protección de Sobrecorriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N).

### **3.5 Equipos instalados fuera de Malvinas**

#### ***Recloser de derivación en 22.9kV - ELSE***

En el presente momento, dicho dispositivo se halla inoperativo. En el nivel de 22.9 kV, se dispone de una derivación destinada al sistema eléctrico de TIMPIA, y esta cuenta con la siguiente configuración técnica:

- Un (01) Recloser NOJA POWER – RC10.
- Protección de Sobrecorriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N).
- Recierre Automático (79).

#### ***Reclosers de derivación ML-01(Nuevo Mundo y Miaria en 22.9Kv)***

En el nivel de 22.9kV se cuentan con la derivación para el sistema eléctrico de SEPAHUA, en dicha línea se encuentre las derivaciones a Nuevo Mundo y Miaria, cada una de las cuales están equipados con.

- Un (01) Recloser NOJA POWER – RC10.



- Protección de Sobrecorriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N).
- Recierre automático (79).

La topología del circuito considerado se muestra con el detalle de todo el equipamiento instalado, en el diagrama unifilar del Anexo A del presente informe.

#### ***Reclosers de derivación Miaria en 22.9kV***

En el nivel de 22.9kV se propone adicionar en la derivación para el sistema eléctrico de SEPAHUA, en dicha línea se encuentre las derivaciones cada una de las cuales estarían equipados con:

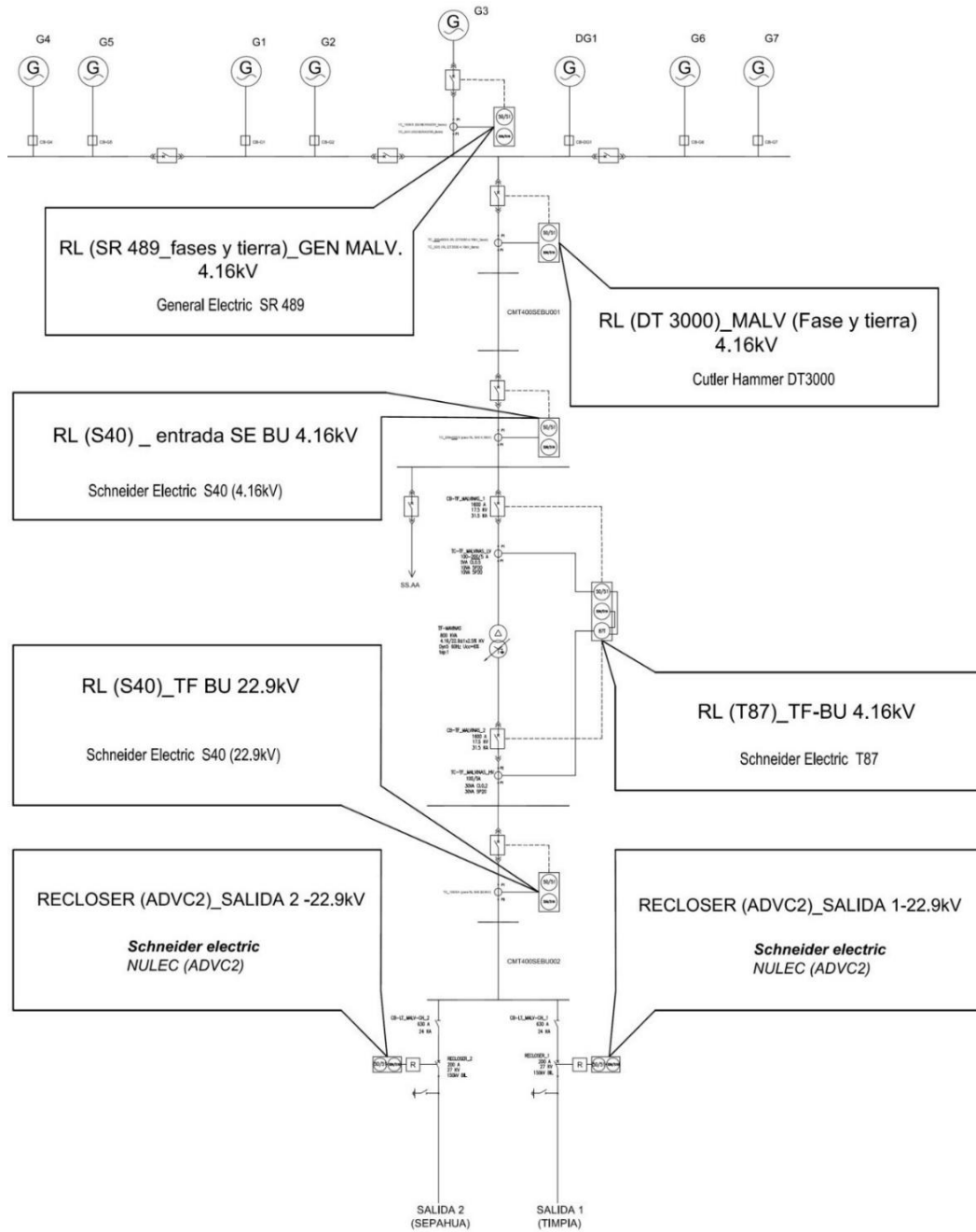
- Un (01) Recloser NOJA POWER – RC10.
- Protección de Sobrecorriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N).
- Recierre automático (79).

La topología del circuito considerado se muestra con el detalle de todo el equipamiento actual instalado, en el diagrama unifilar a continuación.

### 3.6 Descripción de alimentadores y componentes actuales ML-01 y ML-02

**Figura 23**

*Diagrama unifilar del sistema eléctrico actual Malvinas interno e externo*



**Fuente:** *elaboración propia*

### **3.7 Criterios Adoptados Para el Cálculo de la Coordinación de las Protecciones**

En la coordinación de tiempo/corriente de dispositivos de protección en redes de distribución para los alimentadores ML-01 Y 02 se han considerado los siguientes criterios fundamentales.

#### ***3.7.1 Selectividad Primaria***

Asegurar que la protección más cercana a la fuente los dos recloser instalados a la salida de Malvinas 01 – 02 se configure para actuar rápidamente en caso de fallas transitorias, de manera que aisle la falla en su sección correspondiente. Para que esto minimice las interrupciones innecesarias en tramo o troncal de la red

#### ***3.7.2 Selectividad Secundaria***

Configurar el segundo recloser la propuesto por este estudio de coordinación de protección ubicado en Miaria en Malvinas 01 antes de ingresar a sepahua de manera que actúe en caso de que la primera protección no pueda despejar la falla. Esto garantiza que, si una falla no se despeja inicialmente, la protección secundaria asuma la responsabilidad.

#### ***3.7.3 Coordinación con Fusibles***

En los tramos con fusibles, coordinar los tiempos de operación de los fusibles con los reclosers. Esto implica ajustar las características de tiempo-corriente de manera que los fusibles no actúen antes de que los reclosers hayan tenido la oportunidad de despejar la falla. Los fusibles deben configurarse con una curva de tiempo suficientemente retardada.

### 3.7.4 Análisis de Contingencias

Realizar un análisis de contingencias para evaluar cómo los dispositivos de protección responderán en diversas situaciones, como cortocircuitos, sobrecargas y cambios en la carga. Asegurarse de que los reclosers y los fusibles sean capaces de manejar estas situaciones de manera efectiva.

## 3.8 Cálculo de los Parámetros Eléctricos

Parámetros eléctricos empleados para el modelamiento del sistema eléctrico en estudio se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 14**

*Perfiles de tensión - con carga*

PERFILES DE TENSIÓN EN EL SISTEMA DEL BAJO URUBAMBA-CON CARGA				
BARRA	TENSIÓN NOMINAL [kV]	MAGNITUD [kV]	MAGNITUD [p.u.]	ÁNGULO [deg]
BU-1_22.9kV	22.9	23.55202	1.028473	147.9889
BU-2_22.9kV	22.9	23.55184	1.028465	147.9885
CHOCORIARI_22.9kV	22.9	23.53222	1.027608	147.9275
KIRIGUETI_22.9kV	22.9	23.08195	1.007946	147.3827
MARIA-22.9kV	22.9	22.74857	0.993387	147.058
NO-LT_TIMPIA_4	22.9	23.51158	1.026707	147.8864
NUEVA LUZ 1_22.9kV	22.9	22.91316	1.000575	147.2011
NUEVA LUZ 2_22.9kV	22.9	22.91412	1.000617	147.2012
NUEVA VIDA_22.9kV	22.9	23.00409	1.004546	147.2945
NUEVO MUNDO 1_22.9kV	22.9	23.05234	1.006652	147.3498
Nuev.Mundo-2_22.9	22.9	23.0521	1.006642	147.3498
PUERTO RICO_22.9kV	22.9	22.74594	0.9932724	147.0553
SENSA_22.9kV	22.9	22.83368	0.9971039	147.1243
SEPAHUA_22.9kV	22.9	22.62237	0.9878766	146.9865
Timpia_22.9kV	22.9	23.51136	1.026697	147.8864
BU_4.16kV	4.16	4.129679	0.9927113	-0.1816632
MALVINAS 4.16kV_3	4.16	4.16	1	0

CHOCORIARI_0.380kV	0.38	0.3851497	1.013552	-2.600463
KIRIGUETI_0.38kV	0.38	0.3840599	1.010684	-3.479636
MARIA-0.38kV	0.38	0.3791865	0.9978592	-3.737149
NUEVA LUZ 1_0.38kV	0.38	0.3802345	1.000617	-3.187494
NUEVA LUZ 2_0.38kV	0.38	0.3824566	1.006465	-3.098951
NUEVA VIDA_0.38kV	0.38	0.3843787	1.011523	-2.988857
NUEVO MUNDO 1_0.38kV	0.38	0.3825824	1.006796	-3.037318
NUEVO MUNDO 2_0.38kV	0.38	0.3862711	1.016503	-2.890154
PUERTO RICO_0.38kV	0.38	0.3816428	1.004323	-3.490584
SENSA_0.38kV	0.38	0.3854767	1.014412	-3.186361
SEPAHUA_0.38kV	0.38	0.3793671	0.9983346	-3.856091

Fuente elaboración propia

Tabla 15

*Perfiles de tensión - en vacío*

PERFILES DE TENSIÓN EN EL SISTEMA DEL BAJO URUBAMBA-EN VACÍO				
BARRA	TENSIÓN NOMINAL [kV]	MAGNITUD [kV]	MAGNITUD [p.u.]	ÁNGULO [deg]
BU-1_22.9kV	22.9	24.477830	1.068901	149.211500
BU-2_22.9kV	22.9	24.477900	1.068904	149.211300
BU_4.16kV	4.16	4.163643	1.000876	-0.2377494
CHOCORIARI_0.380kV	0.38	0.406382	1.069426	-0.8488208
CHOCORIARI_22.9kV	22.9	24.490940	1.069473	149.150400
KIRIGUETI_0.38kV	0.38	0.418193	1.100508	-1.213497
KIRIGUETI_22.9kV	22.9	24.571980	1.073012	148.785300
MALVINAS 4.16kV_1	4.16	4.160000	1.000000	0.000000
MALVINAS 4.16kV_2	4.16	4.160000	1.000000	0.000000
MALVINAS 4.16kV_3	4.16	4.160000	1.000000	0.000000
MALVINAS 4.16kV_4	4.16	4.160000	1.000000	0.000000
MARIA-0.38kV	0.38	0.418943	1.102481	-1.406098
MARIA-22.9kV	22.9	24.615970	1.074933	148.592500
NO-LT_TIMPIA_4	22.9	24.499690	1.069856	149.109400
NUEVA LUZ 1_0.38kV	0.38	0.409494	1.077617	-1.666962
NUEVA LUZ 1_22.9kV	22.9	24.591470	1.073863	148.669200
NUEVA LUZ 2_0.38kV	0.38	0.418546	1.101437	-1.329077
NUEVA LUZ 2_22.9kV	22.9	24.592360	1.073902	148.669300
NUEVA VIDA_0.38kV	0.38	0.418386	1.101016	-1.270668
NUEVA VIDA_22.9kV	22.9	24.582970	1.073492	148.727800

NUEVO MUNDO 1_0.38kV	0.38	0.418270	1.100711	-1.234403
NUEVO MUNDO 1_22.9kV	22.9	24.576170	1.073195	148.764100
NUEVO MUNDO 2_0.38kV	0.38	0.418270	1.100711	-1.234413
Nuev.Mundo-2_22.9	22.9	24.576170	1.073195	148.764100
PUERTO RICO_0.38kV	0.38	0.418949	1.102498	-1.407349
PUERTO RICO_22.9kV	22.9	24.616350	1.074950	148.591300
SENSA_0.38kV	0.38	0.418773	1.102034	-1.373021
SENSA_22.9kV	22.9	24.606010	1.074498	148.625600
SEPAHUA_0.38kV	0.38	0.419049	1.102761	-1.428284
SEPAHUA_22.9kV	22.9	24.622690	1.075227	148.570400
TIMPIA_0.380kV	0.38	0.406527	1.069808	-0.8898752
Timpia_22.9kV	22.9	24.499700	1.069856	149.109400

Fuente elaboración propia

### 3.9 Cálculo de Flujo de Carga

El estudio de flujo de carga permite verificar la capacidad de transmisión de sus equipos eléctricos verificando que no operen en condiciones de sobrecarga y/o niveles de tensión en barras fuera del rango permitido por la norma técnica de calidad (NTCSE) y el COES. Los cálculos obtenidos nos permitirán observar el comportamiento del sistema eléctrico, asociado al proyecto de la nueva S.E. URUBAMBA, en condiciones normales de operación en el área de influencia de proyecto determinándose los niveles de tensión en barras y la distribución del flujo de potencia (Potencia Activa y Reactiva).

#### 3.9.1 Metodología Técnica

Para el cálculo y evaluación del flujo de carga se consideran como criterios de calidad y confiabilidad que el sistema debe satisfacer las siguientes condiciones:

### **3.9.1.1 Niveles de tensión admisibles en barra**

– *Operación Normal* :  $\pm 5\% VN$  ( $VN$ : Tensión Nominal)

– *Operación en contingencia* :  $+5\% VN$  y  $-10\% VN$

### **3.9.1.2 Líneas y transformadores sin sobrecarga**

– Operación Normal :  $100\% SN$  ( $SN$  : Potencia Nominal)

– Operación en contingencia :  $120\% SN$

## **3.9.2 Consideraciones para las simulaciones**

### **3.9.2.1 Thévenin equivalente a la salida de Malvinas 01 y 02**

Esta representación simplificada facilita el análisis y diseño de circuitos y sistemas eléctricos de los alimentadores ML-01 y ML-02 ya que permite considerar el punto de conexión como una única fuente de voltaje y una resistencia equivalente en lugar de tratar con los detalles complejos de los alimentadores individuales de acuerdo a la nueva ampliación de la planta Malvinas.

### **3.9.2.2 Cargas de los nuevos circuitos proyectados**

Para las simulaciones de flujo de potencia, se ha considerado el siguiente cuadro de cargas de acuerdo con las capacidades máximas de los equipos considerados en el proyecto:

**Tabla 16***Cuadro de cargas actualizados Malvinas*

Descripción	Carga	
	(kW)	fdp
Sistema Eléctrico SEPAHUA	550	0.96
Sistema Eléctrico TIMPIA	150	0.96
Servicios Auxiliares SEBU	0	0.96

**Fuente:** *elaboración propia***3.9.3 Escenario Evaluado**

Debido a

que el Sistema Eléctrico de Malvinas es un sistema aislado del SEIN, consta de una operación normal y constante en todo el año.

Por lo cual solo se evaluará un solo caso para este estudio de cálculo de flujo de carga

**3.9.4 Resultados de las simulaciones de flujo de carga****Tabla 17***Flujo de carga en el sistema rural Bajo Urubamba*

FLUJO DE POTENCIA EN EL SISTEMA DEL BAJO URUBAMBA				
NOMBRE	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	Cargabilidad [%]
	ACTIVA [kW]	REACTIVA [kVAR]	APARENTE [kVA]	
LT_MALVINAS_416-BU_416	483.6	0.64	483.6004	98.7
LT_CHOCORIARI_1	24.28736	11.60598	26.91792	0.4161947
LT_KIRIGUETI_1	40.02719	18.92996	44.27775	0.6978877



LT_KIRIGUETI_2	40.02568	19.77143	44.64263	0.7009055
LT_KIRI_Nuv. Mundo 1_1	-346.1392	-67.58443	352.6755	4.529241
LT_MALV-CH_1	51.85033	-36.32719	63.30973	0.795885
LT_MALV-CH_2	51.84994	-35.8793	63.05348	0.9660659
LT_MALV-CH_3	51.82034	-26.73159	58.30888	0.8936485
LT_MALV-CH_4	51.78555	-14.3905	53.74784	0.8241405
LT_MALV-KIRI_1	-393.8389	-15.74811	394.1536	4.955588
LT_MALV-KIRI_2	-392.247	-30.74154	393.4498	4.967591
LT_MALV-KIRI_3	-389.6497	-54.69499	393.4697	5.00313
LT_MALV-KIRI_4	-387.497	-73.9523	394.4906	5.046457
LT_MALV-KIRI_5	-386.5625	-82.12728	395.1904	5.068866
LT_MARIA-PTO RICO_1	-206.1662	-69.38146	217.5277	2.831247
LT_MARIA_1	-35.87911	-15.38784	39.03968	0.6191795
LT_MARIA_2	-35.87511	-18.05995	40.16447	0.6370998
LT_Nuv. Mundo 2_1	13.09669	5.809661	14.32744	0.2285088
LT_Nuv. Mundo1- Nuv.Vida_1	311.9844	53.83963	316.5959	4.083076
LT_Nuv. Mundo1- Nuv.Vida_2	-311.3748	-62.19827	317.5262	4.086575
LT_Nuv. Mundo1.2_1	-34.15558	-14.92117	37.27258	0.4786909
LT_Nuv. Mundo1.2_2	34.15593	14.9212	37.27291	0.5918426
LT_Nuv.Luz 1_1	-20.88451	-10.32404	23.29696	0.3668881
LT_Nuv.Luz 2-SEANSA_1	257.8944	56.86229	264.0887	3.431439
LT_Nuv.Luz 2-SEANSA_2	-257.0755	-72.68193	267.1525	3.463978
LT_Nuv.Luz 2.1_1	37.04843	15.84857	40.29595	0.6362929
LT_Nuv.Luz 2.1_2	37.04808	16.12908	40.40677	0.6400674
LT_Nuv.Vida-Nuv.Luz 2_1	-294.9391	-72.71124	303.7697	3.924896
LT_Nuv.Vida_1	15.38492	5.190241	16.23682	0.2553669
LT_Nuv.Vida_2	15.38523	5.325562	16.28088	0.2690382
LT_PTO RICO-	-181.4561	-60.34969	191.2286	2.4892
LT_PTO RICO-	181.4604	60.34836	191.2324	2.607385
LT_PTO RICO-	-180.5852	-90.8385	202.1451	2.645403
LT_PTO RICO-	180.5864	90.83793	202.1459	2.647242
LT_PTO RICO-	-180.5719	-91.30895	202.3451	2.648251
LT_PTO RICO_1	24.69408	9.637209	26.50799	0.4225732
LT_PTO RICO_2	24.69427	9.992661	26.63945	0.4377871
LT_SENSA-MARIA_1	-242.0726	-83.76545	256.1558	3.333474
LT_SENSA_1	14.2142	5.417109	15.21146	0.2407441
LT_SENSA_2	14.21445	5.481116	15.2346	0.2507728
LT_TIMPIA_1	27.49797	-25.44978	37.46772	0.5745229
LT_TIMPIA_2	27.48589	-11.37796	29.74781	0.4562572
LT_TIMPIA_3	-27.46954	-13.44673	30.58415	0.4693902
LT_TIMPIA_4	27.47053	13.44763	30.58543	0.4713715

---

Fuente elaboración propia

### 3.9.5 Resultados de la simulación de Flujo de Carga en Transformadores

**Tabla 18**

*Flujo de carga en los transformadores*

TRANSFORMADOR	POTENCIA (MVA)			
TRANSFORMADOR	POTENCIA (MVA)	MW	MVAR	LOAD (%)
<b>XFMR-400-SEBU-001</b>	<b>0.8</b>	<b>0.374</b>	<b>0.031</b>	<b>48.065</b>
Tr - Kirigueti	0.1	0.072	0.025	75.704
Tr - Nuevo Mundo 01	0.025	0.015	0.005	63.88
Tr - Nuevo Mundo 02	0.025	0.019	0.007	80.531
Tr - Nueva Vida	0.025	0.014	0.007	63.176
Tr - Nueva Luz 01	0.025	0.012	0.004	51.499
Tr - Nueva Luz 02	0.025	0.018	0.006	76.527
Tr - Sensa	0.025	0.019	0.007	80.778
Tr - Miaria	0.1	0.06	0.021	63.515
Tr - Puerto Rico	0.05	0.035	0.012	74.272
Tr - Chocoriari	0.05	0.041	0.014	85.929
Tr - Kuway 01	0.015	0.012	0.004	84.377
Tr - Kuway 02	0.015	0.01	0.004	70.596
Tr - Timpia	0.05	0.041	0.014	86.071

Fuente elaboración propia

### 3.9.6 Caída de Tensión en Barras Principales

**Tabla 19**

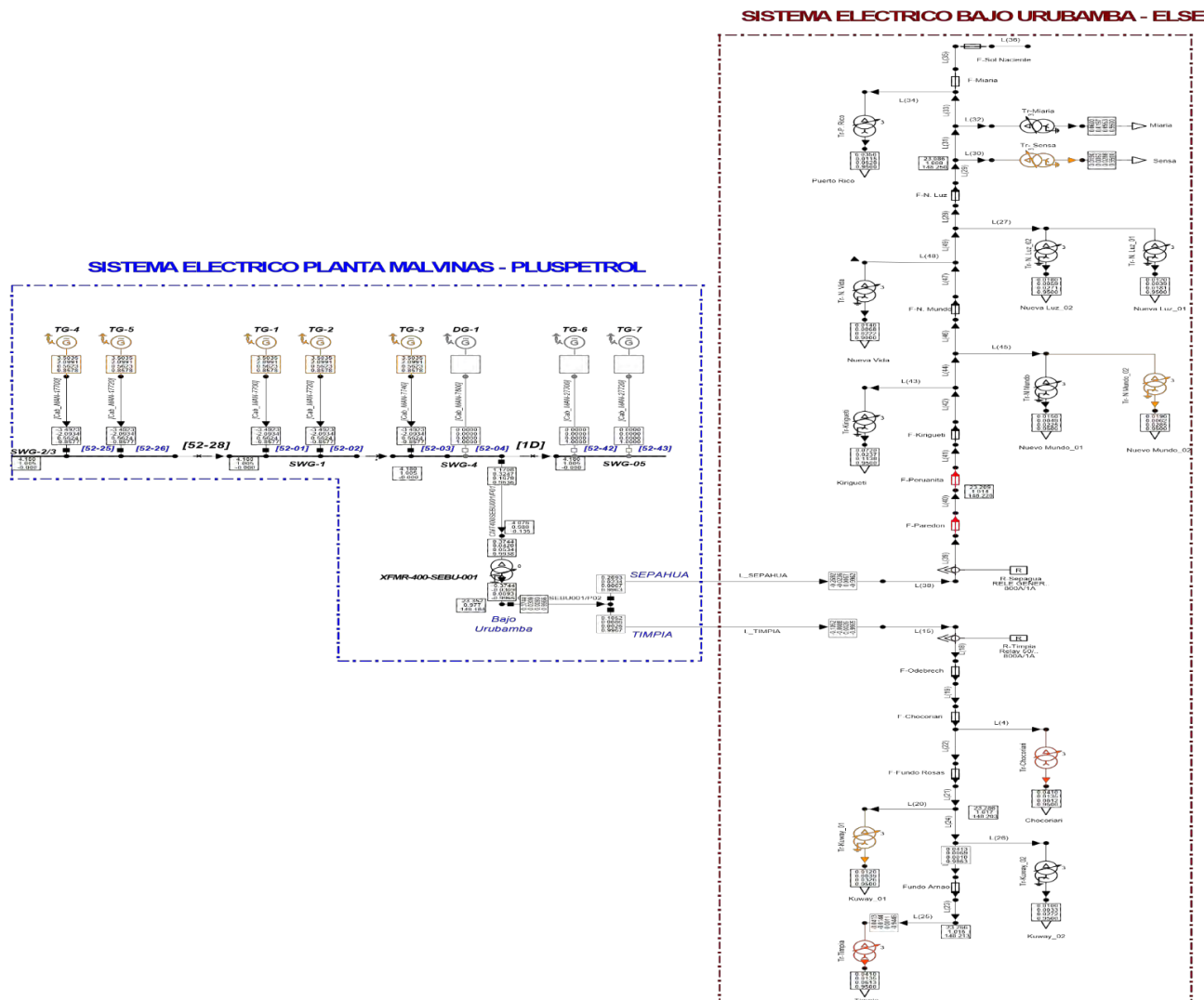
*Resultados de la simulación de Flujo de Carga en barras principales*

BARRA	KV	OPERACIÓN NORMAL	
		kV	(p.u.)
SWG-4	4.16	4.18	1.005
Urubamba_4.16kV	4.16	4.076	0.98
Urubamba_22.9kV	23.9	23.352	0.977
SED - Timpia	22.9	23.266	1.016
SED - Sensa	22.9	23.085	1.008
SED - Puerto Rico	22.9	23.062	1.007
SED - Nuevo Mundo	22.9	23.159	1.011
SED - Nueva Vida	22.9	23.142	1.011
SED - Nueva Luz	22.9	23.109	1.009
SED - Miaria	22.9	23.061	1.007
SED - Kuway 02	22.9	23.28	1.017
SED - Kuway 01	22.9	23.285	1.017
SED - Kiriguetti	22.9	23.171	1.012
SED - Chocoriari	22.9	23.305	1.018
L - Timpia	0.4	0.406	1.016
L - Sensa	0.4	0.403	1.008
L - Puerto Rico	0.4	0.403	1.007
L - Nuevo Mundo 02	0.4	0.405	1.011
L - Nuevo Mundo 01	0.4	0.405	1.011
L - Nueva Vida	0.4	0.404	1.011
L - Nueva Luz 02	0.4	0.404	1.009
L - Nueva Luz 01	0.4	0.404	1.009
L - Miaria	0.38	0.383	1.007
L - Kuway 02	0.22	0.224	1.017
L - Kuway 01	0.22	0.224	1.017
L - Kiriguetti	0.38	0.384	1.012
L - Chocoriari	0.4	0.407	1.018

*Fuente elaboración propia*

**Figura 24**

*Flujo de Carga en dig silient*



*Fuente: elaboración propia*

### 3.10 Cálculo de Cortocircuito

En el proceso de simular corrientes de cortocircuito, se efectúa la determinación de las corrientes máximas y mínimas que podrían manifestarse en caso de fallas, al mismo tiempo que se evalúa minuciosamente el comportamiento del sistema eléctrico en análisis.

Los resultados derivados de estas simulaciones suministran la información fundamental requerida para llevar a cabo cálculos precisos y definir los ajustes apropiados para los dispositivos de protección. Esta etapa es crítica para garantizar la integridad y el funcionamiento seguro de los componentes del sistema eléctrico, contribuyendo de esta manera a la seguridad y confiabilidad de la infraestructura eléctrica en su conjunto.

### ***3.10.1 Consideraciones para la simulación***

- ✓ La base de datos considera el Sistema eléctrico Malvinas 01 y 02
- ✓ Las simulaciones de corriente de cortocircuito han sido determinadas con el software DIGSILENT de acuerdo al método IEC 909 (2001).
- ✓ Las fallas calculadas son:
  - Falla trifásica con resistencia
  - Falla trifásica con resistencia de  $0\ \Omega$  ( $I_{kssA}=I_{kssB}=I_{kssC}=I_{kss}$ ).
  - Falla bifásica a tierra con resistencia de  $0\ \Omega$  ( $I_{KSSB}=I_{KSSC}$ )
  - Falla monofásica con resistencias de  $0 - 50\ \Omega - 400\ \Omega$  ( $3I_o=I_{kssA}+I_{kssB}+I_{kssC}$ ).

**Tabla 20**

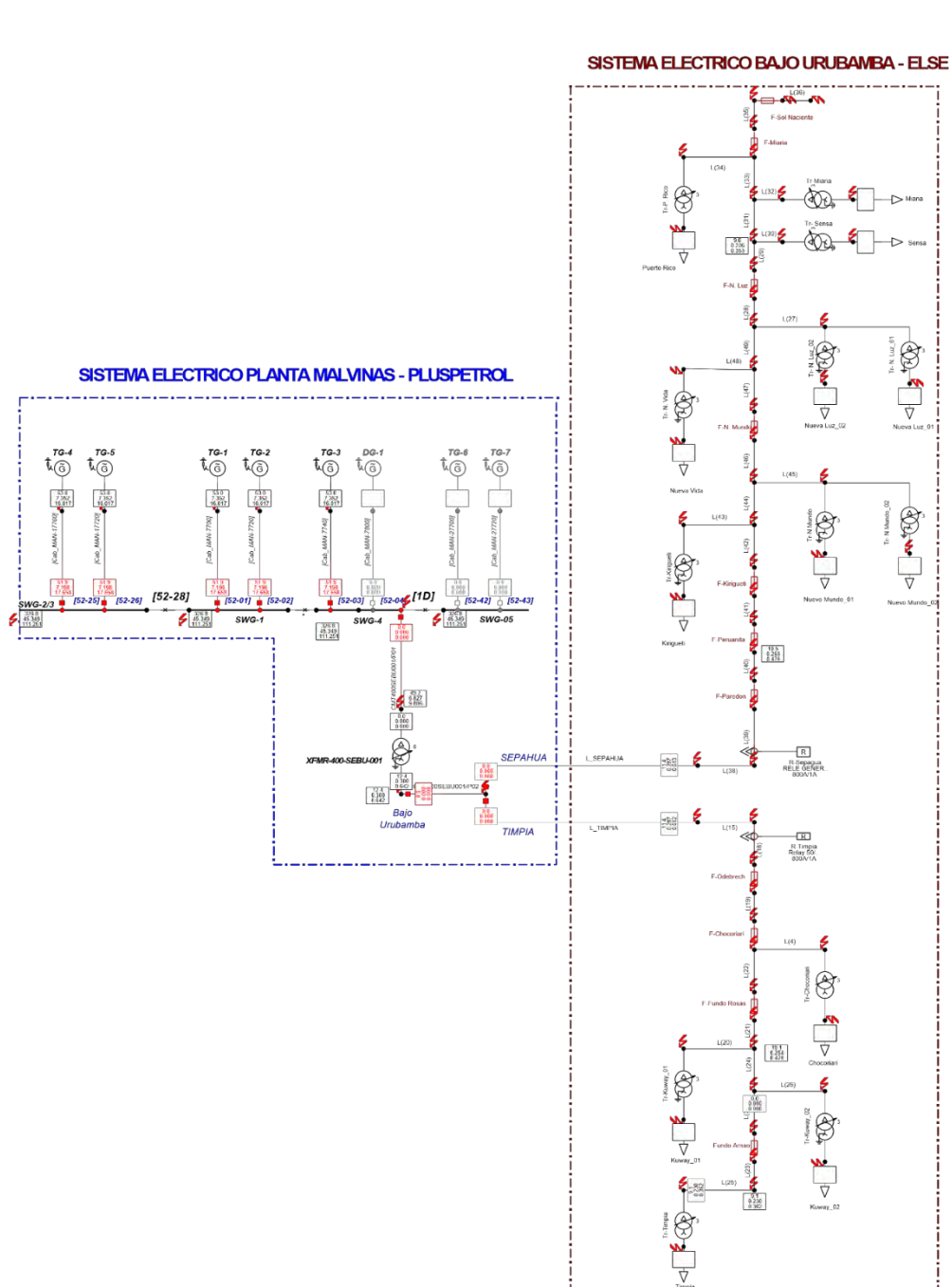
*Calculo Corto Circuito Monofásico, Bifásico y Trifásico B.U*

SUBESTACIÓN	V nom (kV)	FALLA TRIFASICA	FALLA BIFASICA		FALLA MONOFÁSICA			
SUBESTACIÓN	V nom (kV)	Ik''A (kA)	Ik''B (kA)	Ik''C (kA)	3xIo (kA)	3xIo (kA) 0Ω	3xIo (kA) 50Ω	3xIo (kA) 400Ω
SWG-4	4.16	45.349	33.076	31.794	1.285	2.183	0.052	0.007
Urubamba_4.16kV	4.16	6.827	5.988	5.659	0.781	1.388	0.051	0.007
Urubamba_22.9kV	23.9	0.3	0.288	0.327	0.334	0.315	0.203	0.037
SED - Timpia	22.9	0.23	0.194	0.229	0.151	0.183	0.129	0.033
SED - Sensa	22.9	0.224	0.184	0.218	0.117	0.154	0.116	0.032
SED - Puerto Rico	22.9	0.211	0.171	0.206	0.103	0.14	0.107	0.032
SED - Nuevo Mundo	22.9	0.253	0.216	0.247	0.16	0.196	0.139	0.034
SED - Nueva Vida	22.9	0.246	0.208	0.24	0.148	0.185	0.133	0.033
SED - Nueva Luz	22.9	0.234	0.195	0.229	0.13	0.168	0.124	0.033
SED - Miaria	22.9	0.211	0.171	0.207	0.104	0.141	0.108	0.032
SED - Kuway 02	22.9	0.248	0.214	0.247	0.178	0.207	0.142	0.033
SED - Kuway 01	22.9	0.253	0.221	0.253	0.188	0.215	0.147	0.034
SED - Kirigueti	22.9	0.257	0.221	0.251	0.168	0.203	0.143	0.034
SED - Chocoriari	22.9	0.269	0.244	0.273	0.229	0.247	0.164	0.034
L - Timpia	0.4	12.57	10.829	10.829	0	0	0	0
L - Sensa	0.4	12.248	21.214	21.214	36.745	18.28	0.005	0.001
L - Puerto Rico	0.4	11.531	9.941	9.941	0	0	0	0
L - Nuevo Mundo 02	0.4	13.826	23.947	23.947	41.478	20.609	0.005	0.001
L - Nuevo Mundo 01	0.4	13.826	23.947	23.947	41.478	20.609	0.005	0.001
L - Nueva Vida	0.4	13.469	23.33	23.33	40.408	20.083	0.005	0.001
L - Nueva Luz 02	0.4	12.813	22.193	22.193	38.44	19.115	0.005	0.001
L - Nueva Luz 01	0.4	12.813	22.193	22.193	38.44	19.115	0.005	0.001
L - Miaria	0.38	12.163	21.066	21.066	36.488	18.162	0.005	0.001
L - Kuway 02	0.22	24.592	42.595	42.595	73.777	36.667	0.003	0
L - Kirigueti	0.38	14.772	25.587	25.587	44.317	22.016	0.005	0.001
L - Chocoriari	0.4	14.724	12.662	12.662	0	0	0	0

*Fuente elaboración propia*

**Figura 25**

*Simulación de fallas del sistema eléctrico Malvinas 01 y 02*



Fuente *elaboración propia*

### 3.11 Criterios para la determinación de ajustes de Sobre corriente

#### 3.11.1 *Sobre corriente de fases (50/51)*

El arranque determinado debe permitir el transporte total de la carga y no deben actuar cuando se conecten cargas (corriente de Inrush).

El valor de arranque de los relés de Sobre corriente entre fases se calculará como:

**a) Arranque ( $I >$ ) = 100%  $I_n$  ( $I_n$ : Corriente Nominal).**

**b) Arranque ( $I >$ ) = 100%  $CT_p$  ( $CT_p$ : Relación Primaria del CT).**

- La curva característica de operación podrá definirse de acuerdo a las normas IEC, ANSI, IEEE u otra de acuerdo al fabricante del relé y se elegirá según la necesidad de coordinación con el resto de los relés.

- Los tiempos de ajustes y curvas dependen de las corrientes de cortocircuito y la forma de la red.

- Los tiempos de ajustes y curvas dependen de las corrientes de cortocircuito,
- la forma de la red y la selectividad de los equipos de protección.

El intervalo de tiempo de coordinamiento entre relés es aproximadamente de 200mseg.

#### 3.11.2 *Corriente De Arranque De Los Relés De Fase Y Tierra Temporizados (51/51N)*

Para obtener la corriente de arranque, se tomaron los siguientes criterios:

a) Para Relés de Fase

Tener en cuenta la desigualdad:

Dónde:

$I_{ML} < I_u < I_F^2$



*IF 2 : Corriente de falla bifásica al final de la línea [A]*

*Ipu : Corriente de arranque del relé de fase [A]*

*IML : Máxima demanda de las cargas [A]*

Según los criterios mencionados en el ítem 7.1

$$I_{pu} = 125\% I_n$$

Dónde:

*I<sub>n</sub> : Corriente nominal del circuito [A]*

*I<sub>pu</sub> : Corriente de arranque del relé [A]*

### **3.11.2.1 Para Relés de Tierra**

Tener en cuenta la desigualdad:

Dónde:

$$I_{MD} \geq I_{pu} \geq I_{F1T}$$

*IF1T : Corriente de falla monofásica al final de la línea [A]*

*I<sub>pu</sub> : Corriente de arranque del relé de tierra [A]*

*IMD : Máximo desequilibrio permitido [A] Para:  $IMD \geq 10\% I_{ML}$*

$$I_{pu} \geq 40\% I_n$$

Dónde:

*I<sub>n</sub> : Corriente nominal del circuito [A]*

*I<sub>pu</sub> : Corriente de arranque del relé de tierra [A]*

*Para Recloser:  $I_{pu} \geq 30\% I_n$*

### **3.11.3 Corriente de Arranque de los Relés de Fase y Tierra Instantáneos (50/50n)**

Para obtener la corriente de arranque, se tomaron los siguientes criterios

### 3.11.3.1 Para Relés De Fase

Según los criterios mencionados en el ítem 7.2

$I_{pui} = 125\% IF 3$

Dónde:

IF 3 : Corriente de falla trifásica en relé o subestación más

Cercanas aguas abajo [A]

### 3.11.4 Cálculo de las Corrientes de Arranque de los Relés de Fase

A continuación se muestran los cálculos de corriente de arranque de los relés de fase

**Tabla 21**

*Cálculo de corriente de arranque de la función 51*

CÁLCULO DE CORRIENTE DE ARRANQUE PARA LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE 51-TEMPORIZADA						
TENSIÓN	RELÉ	CORRIENTE		$I_n$	$I_{ML}$	$I_{pu}$
		ACTUAL [A]	MAX.DEMANDA $I_n$ [A]	$I_{pu}$ (51) [A]	Falla $F_{2\phi}$ [A]	$IF 2$
4.16kV	RL (SR 489_fases)_ GEN MALV. 4.16kV	-	-	-	-	-
	RL (DT 3000)_MALV 4.16kV	67.12	115.192	144	327.513	144
	RL (S40)_ entrada SE BU 4.16kV	67.12	115.192	144	327.513	144
22.9kV	RL (S40)_TF BU 22.9kV	10.94	20.169	25	103.05	25
	RECLOSER (ADVC2)_SALIDA 2 -22.9kV	9.66	20.169	25	103.05	25
	RECLOSER (ADVC2)_SALIDA 1- 22.9kV	1.55	20.169	25	103.05	25

Fuente elaboración propia

**Tabla 22**

*Cálculo de corriente de arranque de la función 50*

**CÁLCULO DE CORRIENTE DE ARRANQUE PARA LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE 50-INSTANTÁNEA**

TENSIÓN	RELÉ	CORRIENTE ACTUAL	MAX.DEMANDA In [A]	Falla	Cálculo
				3 $\phi$ [A]	$I_{pui} = 1.25 \cdot I_F 3\phi$
4.16kV	RL (SR 489_fases)_GEN MALV. 4.16kV	-	-	-	-
	RL (SR 489_tierra)_GEN. MALV. 4.16kV	-	-	-	-
	RL (DT 3000)_MALV 4.16kV	67.12	115.192	8226.792	10283
	RL (S40)_ entrada SE BU 4.16kV	67.12	115.192	1654.18	2068
22.9kV	RL (S40)_TF BU 22.9kV	10.94	20.169	300.43	376
	RECLOSER (ADVC2)_SALIDA 2 - 22.9kV	9.66	20.169	264.599	331
	RECLOSER (ADVC2)_SALIDA 1- 22.9kV	1.55	20.169	273.834	342

Fuente elaboración propia

**3.11.5 Cálculo de las Corrientes de Arranque de los Relés de Tierra**

Se muestran los cálculos de corriente de arranque de los relés de tierra

CÁLCULO DE CORRIENTE DE ARRANQUE PARA LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA 51N-TEMPORIZADA							
TENSIÓN	RELÉ	CORRIENTE ACTUAL [A]	MAX.DEMANDA In [A]	MAX.DESBALANCE IMD= 0.1*In [A]	Ip u (51) [A]	Falla	Ipu = 0.4*In [A] Para RECLOSER (Ipu = 0.3*In)
4.16kV	RL (SR 489_fases)_GEN MALV. 4.16kV	-	-	-	-	-	-
	RL (SR 489_tierra)_GEN. MALV. 4.16kV	-	-	-	-	-	-
	RL (DT 3000)_MALV 4.16kV	67.12	115.192	12	46	306.497	46
	RL (S40)_ entrada SE BU 4.16kV	67.12	115.192	12	46	306.497	46
	RL (S40)_TF BU 22.9kV	10.94	20.169	2	8	96.437	8
22.9kV	RECLOSER (ADVC2)_SALIDA 2 -22.9kV	9.66	20.169	2	6	96.437	6
	RECLOSER (ADVC2)_SALIDA 1-22.9kV	1.55	20.169	2	6	96.437	6

**Tabla 23**

*Cálculo de corriente de arranque de la función 51N*

Fuente elaboración propia

**Tabla 24**

*Cálculo de corriente de arranque de la función 50N*

CÁLCULO DE CORRIENTE DE ARRANQUE PARA LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA 50N-INSTANTÁNEA					
TENSIÓN	RELÉ	MAX.DEMANDA In [A]		Falla 1φ-T [A]	Cálculo Ipu = 1.25*IF1φ-T [A]
4.16kV	RL (SR 489_fases)_GEN MALV. 4.16kV	-	-	-	-
	RL (SR 489_tierra)_GEN. MALV. 4.16kV	-	-	-	-
	RL (DT 3000)_MALV 4.16kV	67.12	115.192	1785.473	2232
	RL (S40)_ entrada SE BU 4.16kV	67.12	115.192	1043.86	1305
	RL (S40)_TF BU 22.9kV	10.94	20.169	365.107	456

22.9kV	RECLOSER (ADVC2) SALIDA 2 -22.9kV	9.66	20.169	289.395	362
	RECLOSER (ADVC2) SALIDA 1-22.9kV	1.55	20.169	309.31	387

Fuente elaboración propia

### **3.11.6 Criterios para determinación de ajustes de los re-conectores.**

Para los criterios de ajustes de los re conectadores, se ha colectados de las premisas planteadas en los estudios anteriores para el sistema Bajo Urubamba.

La aplicación de un esquema de re cierre en líneas de distribución generalmente no obedece a una regla general, las aplicaciones según las condiciones geográficas y operativas de acuerdo a la necesidad del operador. En el caso del presente estudio no se está aplicando el esquema que sálvalos fusibles, por lo tanto, se aplica recierres lentos. Generalmente los tiempos muertos para recierres lentos son más grande que los tiempos para recierres con curvas rápidas. La experiencia de varios autores indica que, si la coordinación está asociada con relés y no con fusibles, los tiempos muertos pueden ser ajustados desde 5 hasta 15 segundos

Se aplica el primer recierre con un tiempo muerto de 5 segundos para permitir eliminar el efecto del arco secundario y a su vez permitir que los generadores de la planta Malvinas encuentre un nuevo punto de operación estable luego de la perturbación ocasionada por la falla y la apertura del recloser.

El recierre será aplicado en los recloser de ELSE cuya curva de operación esta coordinada selectivamente con los recloser de la S.E. BAJO URUBAMBA instalados por Plus Petrol.

De este modo se garantiza que las fallas hasta una segunda instancia sean despejadas por los recloser de ELSE aislando el sistema eléctrico de planta Malvinas.

La curva a emplearse es una etapa lenta con un mayor tiempo de actuación de la protección. Si la falla persiste después del primer recierre, el recloser desconectará el alimentador definitivamente. Estas etapas de sobrecorriente están coordinadas con la protección de sobrecorriente del lado 22.9 kV del transformador XFMR-400-SEBU-001.

De acuerdo a la experiencia práctica, la probabilidad de éxito de la extinción de la falla transitoria es mayor en la primera reconexión, tomando en cuenta que el tiempo muerto aplicado es de 5 segundos, se cubren la extinción de arco secundario por descargas atmosféricas así como los contactos temporales por vegetación por lo que si la falla persiste después del primer recierre tiene una muy alta probabilidad de ser una falla permanente que debe ser atendida, por lo que queda recomendado la aplicación de un solo ciclo de recierre con tiempo muerto de 5 segundos, con cuyas condiciones de deberá evaluar la indecencia estadística de la efectividad del esquema de recierre aplicado.

#### **3.11.7      *Protección del Transformador de Distribución***

Para proteger el transformador de distribución, es necesario tomar en cuenta los siguientes criterios.

El fusible que protege al Transformador de distribución no actuará, al menos en 17 segundos a una sobrecarga de 200% a 300% de la corriente nominal del transformador.

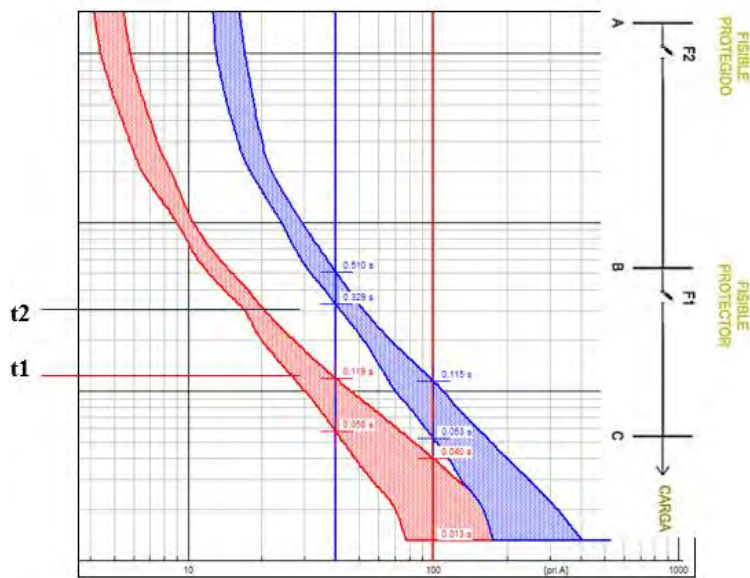
La curva de máximo tiempo del fusible, coordinará con la curva de daño del transformador, de tal forma que no se dañe al ocurrir una sobrecarga o falla.

La corriente de energización de transformador, no deberá fundir el fusible, para lo cual la curva de tiempo mínimo de fusión, debe estar por encima de la curva de inserción o el punto de pico máximo de inserción del transformador (que es diferente para cada transformador).

### 3.11.8 Coordinación Fusible-Fusible

El criterio esencial cuando utilizamos fusibles es que el máximo tiempo de despeje para el fusible principal no exceda del 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo, como se muestra en la figura siguiente. El factor del 75% compensa los efectos tales como corriente de carga, temperatura ambiente, o fatiga en los elementos del fusible causados por el efecto térmico de las corrientes de falla que no provocaron su fusión

Figura 26  
Criterio de coordinación de fusibles  $t_1 < 0.75 * t_2$



**Fuente:** *Elaboración propia*

### 3.11.9 Coordinación Recloser-Fusible

La coordinación de recloser-fusible depende de la ubicación relativa de estos dispositivos, para este proyecto se considera fusibles en el lado de la carga y recloser en la fuente, para lo cual debe cumplirse los siguientes criterios:

El tiempo mínimo de fusión del fusible debe ser mayor que la curva rápida del recloser multiplicado por el factor mostrado en la tabla siguiente

**Tabla 25**

*Factor k, para fusibles al lado de la carga*

TIMEPO DE RECIERRES EN CICLOS	MULTIPLICADO	
	UNA OPERACIÓN	DOS OPERACIONES
25-30	1.25	1.8
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

Fuente elaboración propia

El máximo tiempo de despeje del fusible debe ser más pequeño que la curva lenta del recloser sin factor de multiplicación, el recloser deberá tener al menos dos o más curvas lentas para prevenir la pérdida de servicio en caso el recloser dispare cuando el fusible opere.



## 4 CAPITULO IV

### 4.1 Presentación de Resultados Coordinación de protección

#### 4.1.1 *Ajuste de coordinación de protección de los alimentadores*

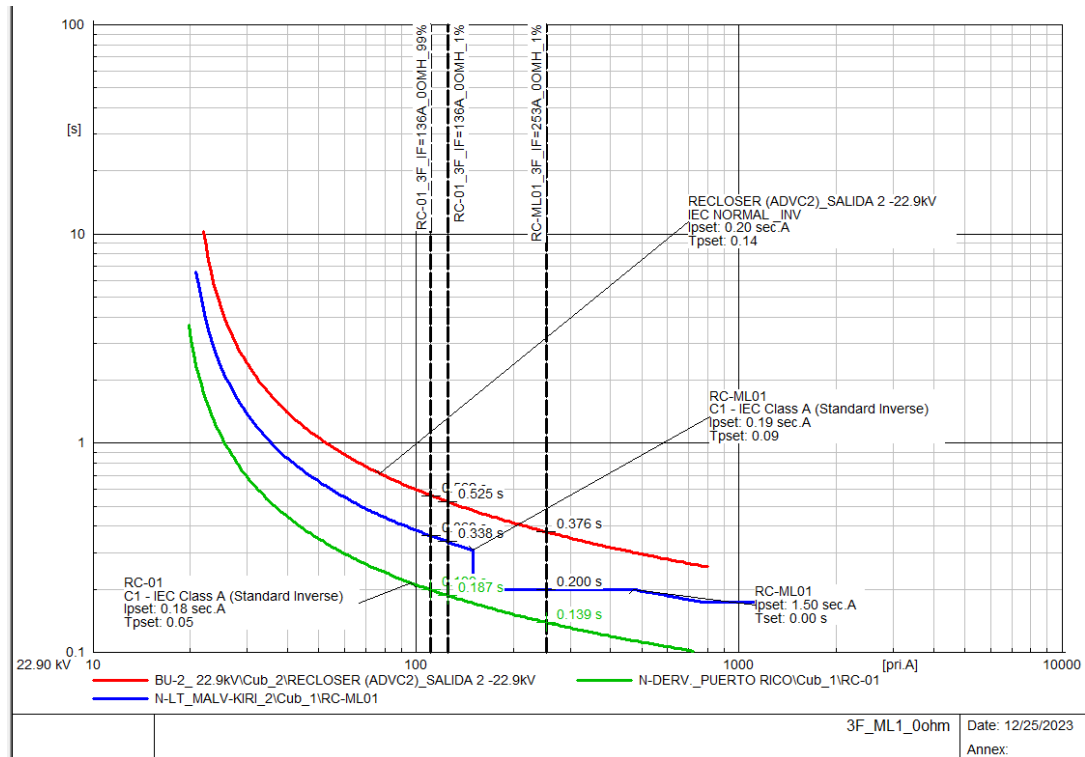
Los cambios de ajustes referidos a los diales de tiempo en los tres recloser instalados en el sistema eléctrico rural de Malvinas y 01 en la derivación de sector Miaria, y 02 en SER ambas salidas de los dos alimentadores también logran un adecuado margen de selectividad entre los recloser instalados por Plus Petrol (ADVC) interno y los recloser a reinstalar para los dos Malvinas 01 y 02 según al estudio propuesto sin incrementar los tiempos de actuación del relé de salida de 4.16kV de la S.E. MALVINAS, siendo que la mayor probabilidad de fallas en este sistema se encuentra en la red de distribución de Bajo Urubamba, puesto estas redes de mayor vulnerabilidad se espera que dichas fallas sean despejadas en todos los casos con la apertura de los recloser instalados por ELSE, mientras que las fallas internas a la S.E. Bajo Urubamba consideradas más críticas serán despejadas por los relés locales en 22.9kV y 4.16kV según su ubicación desconectando el transformador para su revisión.

De acuerdo con las estadísticas de falla Se recomienda la implementación de un ciclo de recierre con un tiempo muerto de 7 segundos que debe ser implementado en los recloser NULEC - ADVC2 en Plus Petrol y en los recloser NOJA POWER implementados según el presente estudio .

#### 4.1.2 Verificación de la Selectividad de los Ajustes de Protección Malvinas 01 y02

**Figura 27**

*Simulación Falla trifásica 0 ohm ML01*



Fuente: *elaboración propia*

En la figura 27 Para falla trifásica al 1% con resistencia de falla de 0 ohm en el RC-ML01 (ELSE) existe una coordinación de 176ms con el RC-MALVINAS.

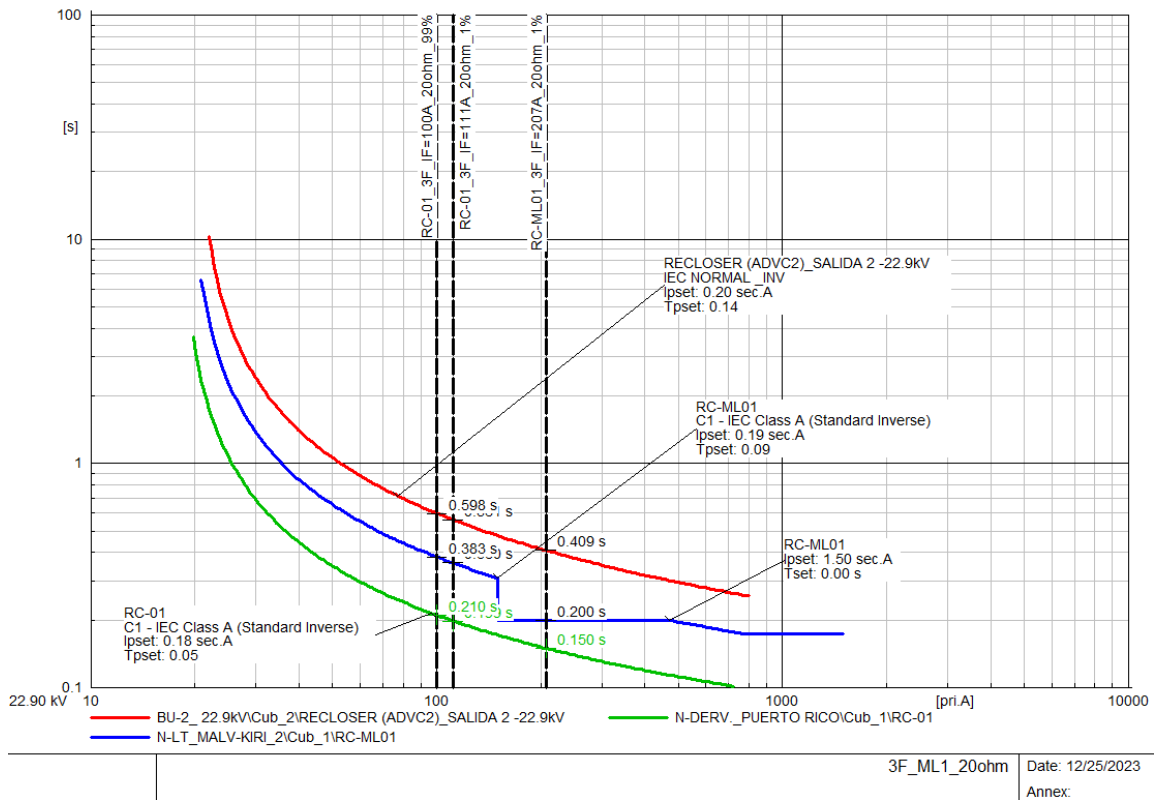
Para falla trifásica al 1% con resistencia de falla de 0 ohm en el RC-01 (NUEVO) existe una coordinación de 154ms con el RC-ML01 (ELSE).

Para falla trifásica al 99% con resistencia de falla de 0 ohm en el RC-01 (NUEVO) existe una coordinación de 173ms con el RC-ML01 (ELSE).

Se verifica que existe un margen de coordinación adecuando por encontrarse por encima de los 150ms.

**Figura 28**

*Simulación Falla trifásica 20 ohm ML01*



**Fuente:** *elaboración propia*

En la figura 28 Para falla trifásica al 1% con resistencia de falla de 20 ohm en el RC-ML01 (ELSE) existe una coordinación de 209ms con el RC-MALVINAS.

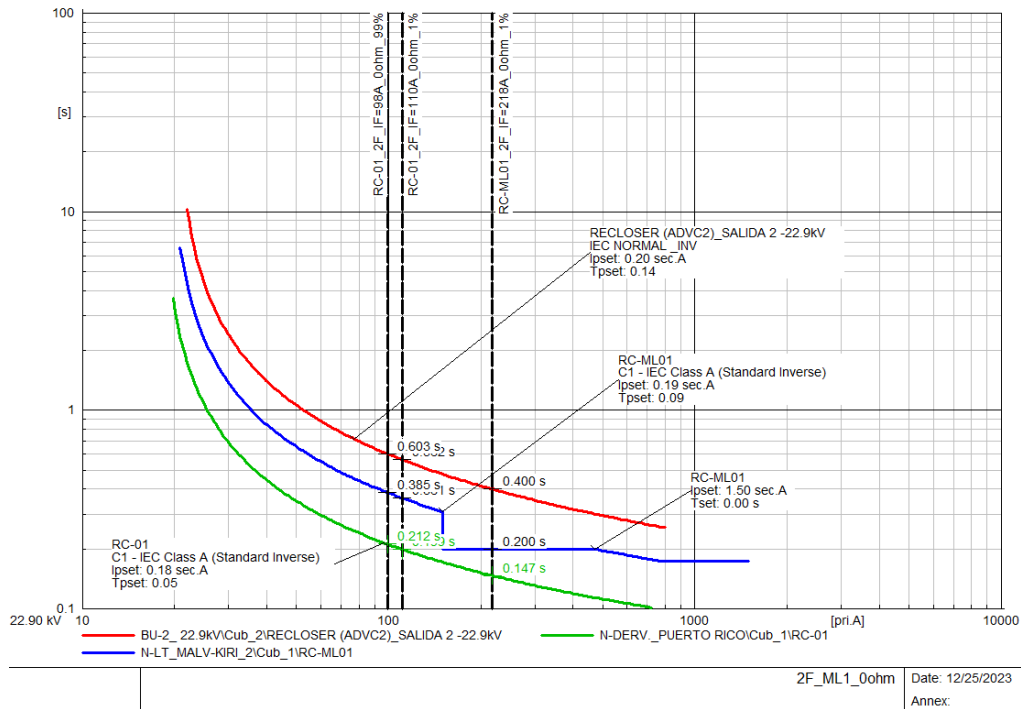
Para falla trifásica al 1% con resistencia de falla de 20 ohm en el RC-01 (NUEVO) existe una coordinación de 173ms con el RC-ML01 (ELSE).

Para falla trifásica al 99% con resistencia de falla de 20 ohm en el RC-01 (NUEVO) existe una coordinación de 186ms con el RC-ML01 (ELSE).

Se verifica que existe un margen de coordinación adecuando por encontrarse por encima de los 150ms

**Figura 29**

*Simulación Falla bifásica 0 ohm ML01*



**Fuente :** *elaboración propia*

En la figura 29 Para falla bifásica al 1% con resistencia de falla de 0 ohm en el RC-ML01 (ELSE) existe una coordinación de 200ms con el RC-MALVINAS.

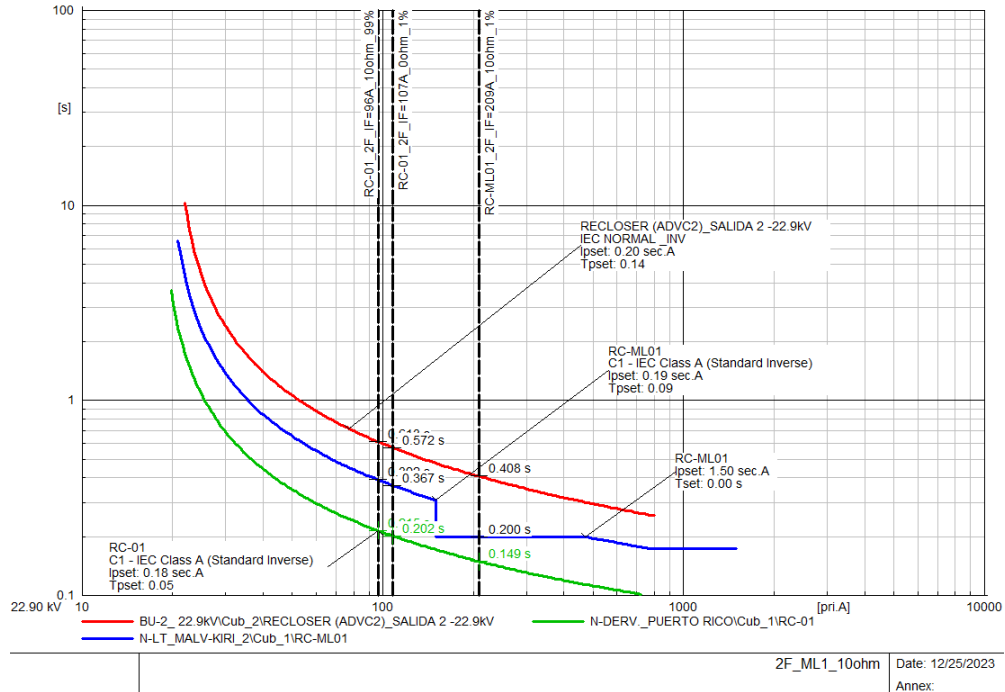
Para falla bifásica al 1% con resistencia de falla de 0 ohm en el RC-01 (NUEVO) existe una coordinación de 174ms con el RC-ML01 (ELSE).

Para falla bifásica al 99% con resistencia de falla de 0 ohm en el RC-01 (NUEVO) existe una coordinación de 186ms con el RC-ML01 (ELSE).

Se verifica que existe un margen de coordinación adecuando por encontrarse por encima de los 150ms.

**Figura 30**

*Simulación de Fallas bifásica 10 ohm ML01*



**Fuente:** *Elaboración propia*

En la figura 30 Para falla bifásica al 1% con resistencia de falla de 10 ohm en el RC-ML01 (ELSE) existe una coordinación de 208ms con el RC-MALVINAS.

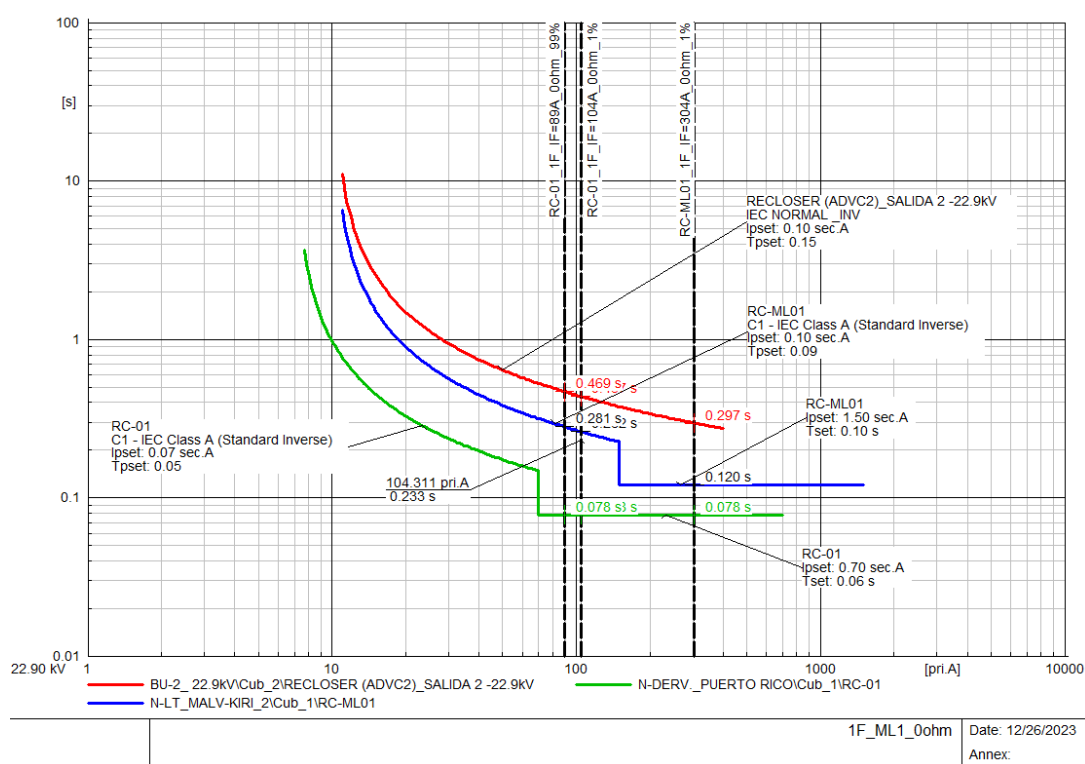
Para falla bifásica al 1% con resistencia de falla de 10 ohm en el RC-01 (NUEVO) existe una coordinación de 177ms con el RC-ML01 (ELSE).

Para falla bifásica al 99% con resistencia de falla de 10 ohm en el RC-01 (NUEVO) existe una coordinación de 191ms con el RC-ML01 (ELSE).

Se verifica que existe un margen de coordinación adecuando por encontrarse por encima de los 150ms

**Figura 31**

*Falla monofásica 0 ohm ML01*



**Fuente: elaboración propia**

En la figura 31 Para falla monofásica al 1% con resistencia de falla de 0 ohm en el RC-ML01 (ELSE) existe una coordinación de 277ms con el RC-MALVINAS.

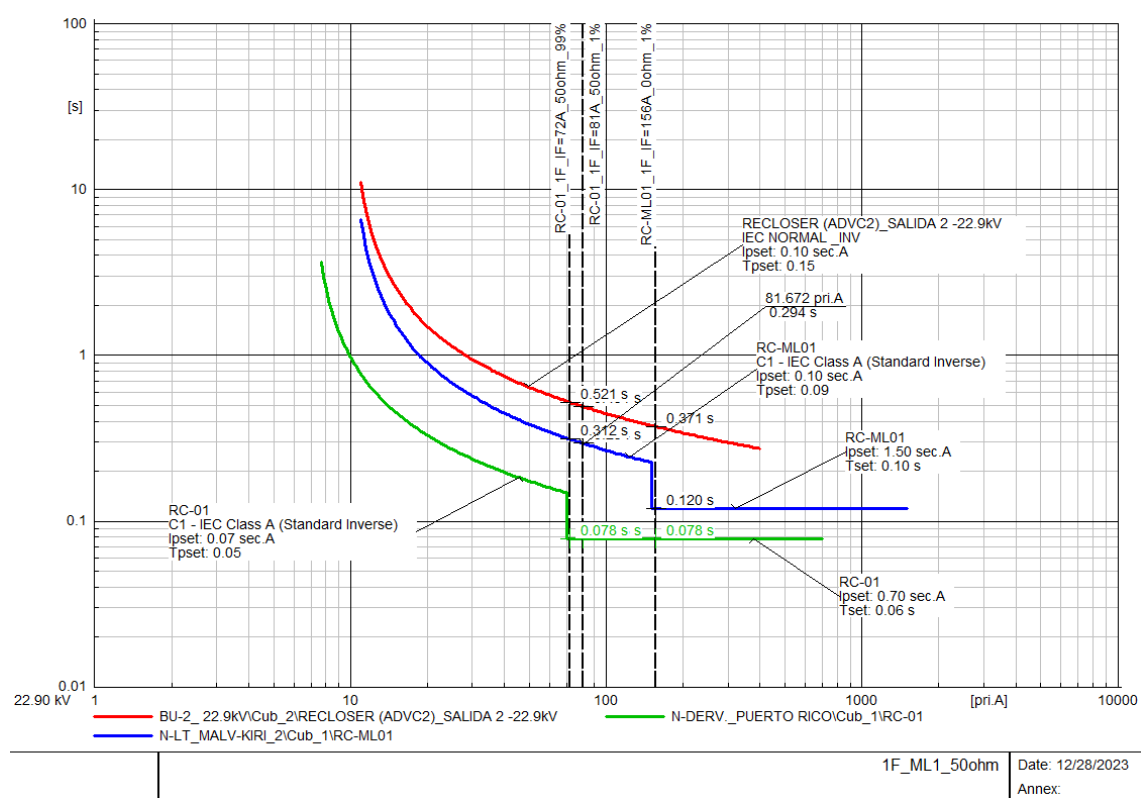
Para falla monofásica al 1% con resistencia de falla de 0 ohm en el RC-01 (NUEVO) existe una coordinación de 184ms con el RC-ML01 (ELSE).

Para falla monofásica al 99% con resistencia de falla de 0 ohm en el RC-01 (NUEVO) existe una coordinación de 203ms con el RC-ML01 (ELSE).

Se verifica que existe un margen de coordinación adecuando por encontrarse por encima de los 150ms

**Figura 32**

*Falla monofásica 50 ohm ML01*



**Fuente:** *elaboración propia*

En la figura 32 se puede verificar que Para falla monofásica al 1% con resistencia de falla de 50 ohm en el RC-ML01 (ELSE) existe una coordinación de 251ms con el RC-MALVINAS.

Para falla monofásica al 1% con resistencia de falla de 50 ohm en el RC-01 (NUEVO) existe una coordinación de 216ms con el RC-ML01 (ELSE).

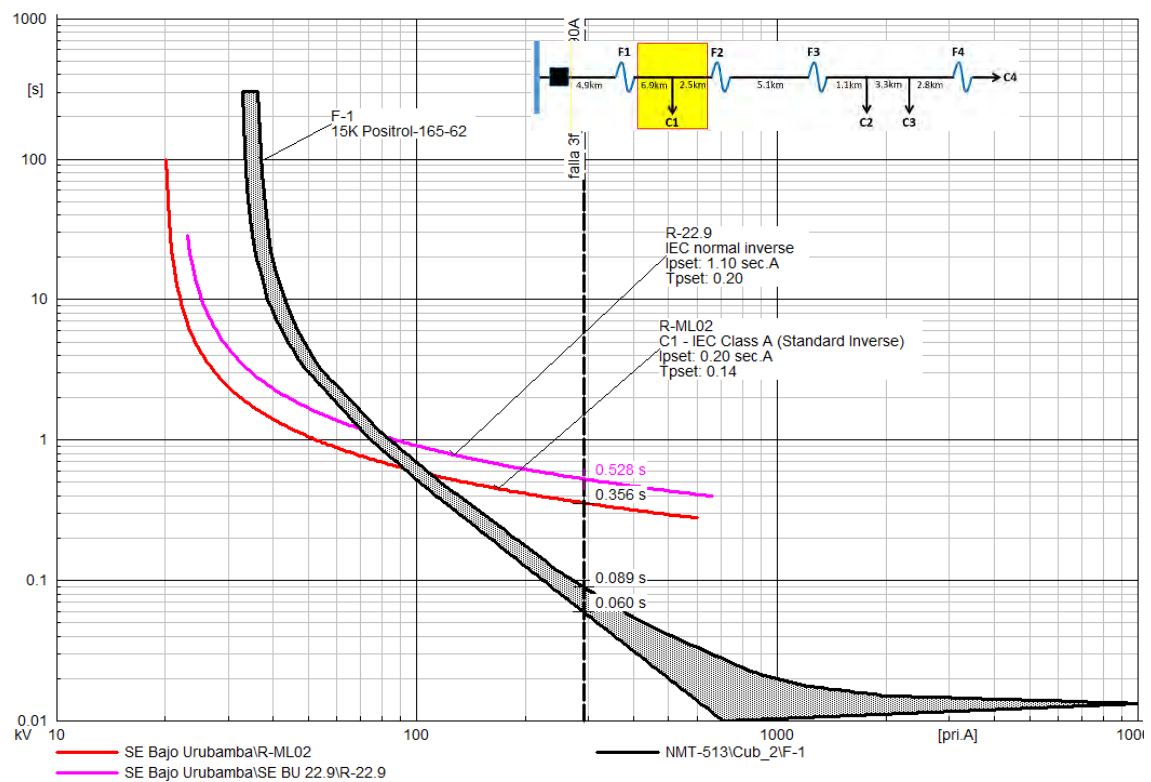
Para falla monofásica al 99% con resistencia de falla de 50 ohm en el RC-01 (NUEVO) existe una coordinación de 234ms con el RC-ML01 (ELSE).

Se verifica que existe un margen de coordinación adecuando por encontrarse por encima de los 150ms.

#### 4.1.3 Análisis para falla trifásica en fusibles AMT ML01

**Figura 33**

*Falla trifásica al 1% del fusible F1, AMT ML01*



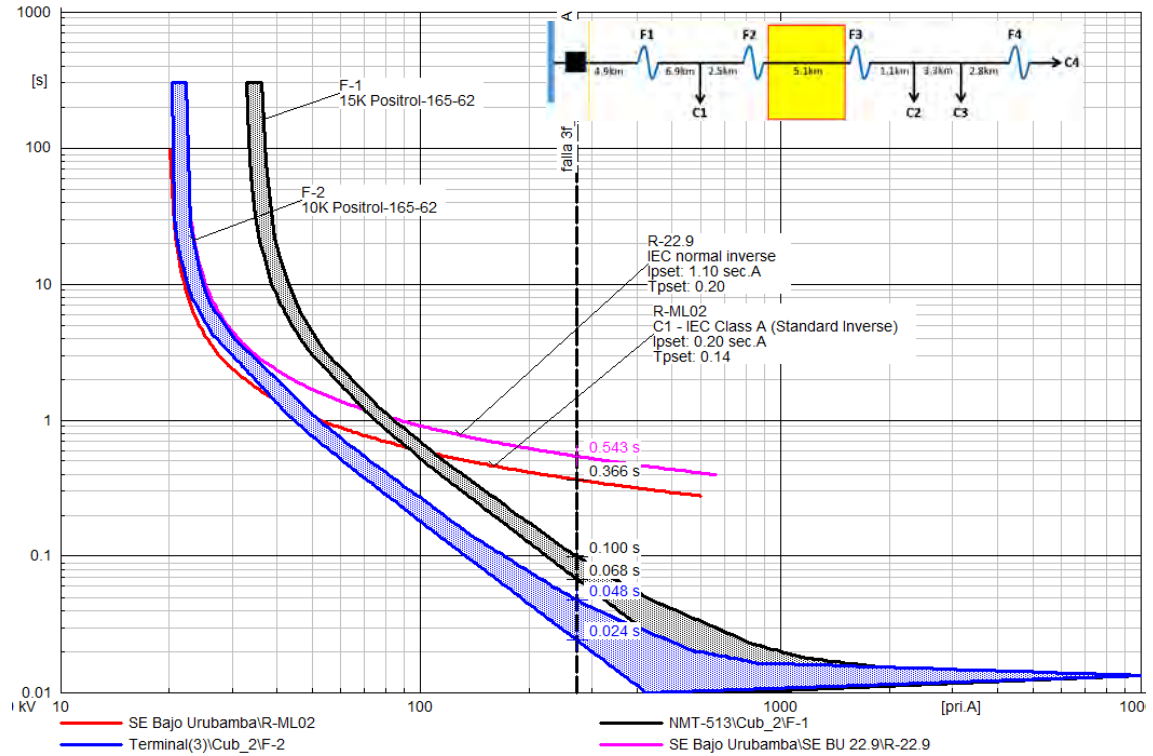
**Fuente:** *elaboración propia*

- En la Figura 33, para una falla trifásica vista al 1% de F1, se visualiza una coordinación adecuada de 267ms entre el fusible F1 y el AMT ML01.



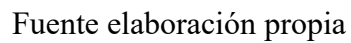
**Figura 34**

*Falla trifásica al 1% del fusible F2, AMT ML01*



- En la Figura 34 se puede verificar la coordinación adecuada de 20ms entre el fusible F1 y F2, de igual forma el fusible F1 coordina con el AMT ML01 en 266ms.

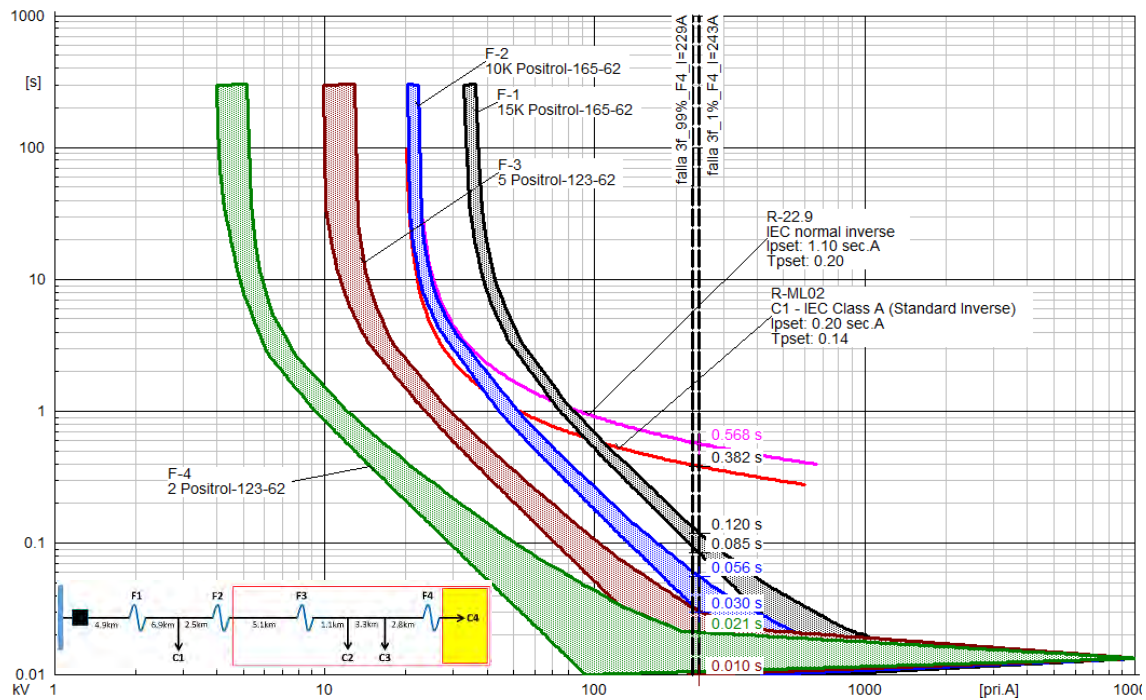
*Falla trifásica al 1% del fusible F3, AMT ML01*



- 108

**Figura 36**

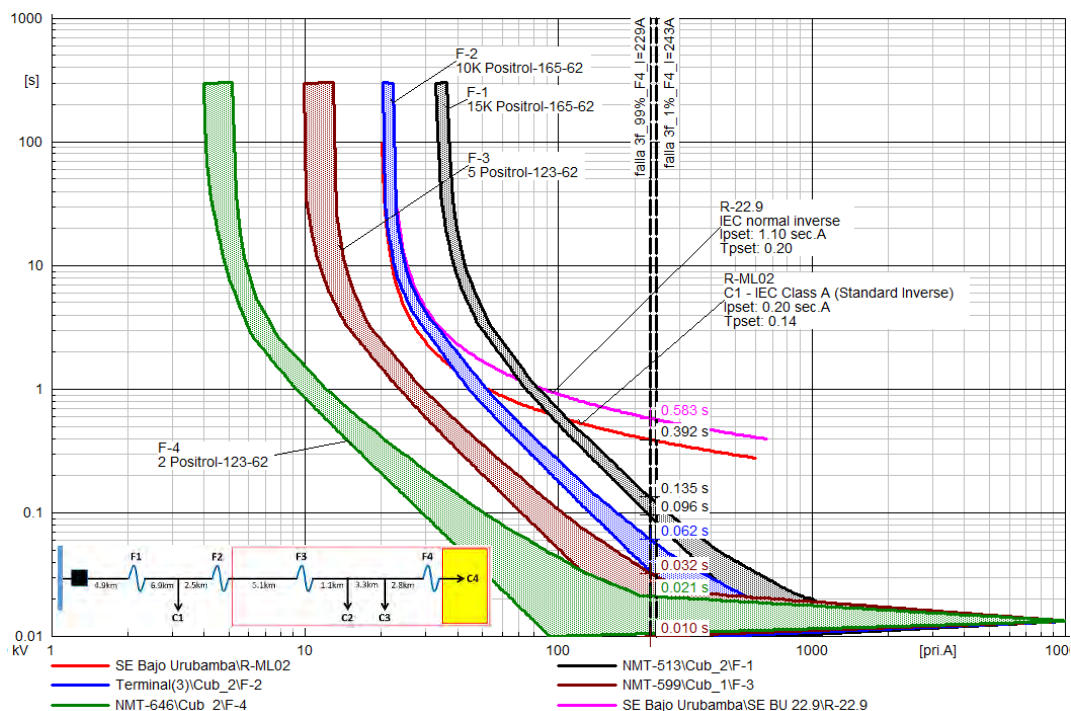
*Falla trifásica al 1% del fusible F4, AMT ML02*



- En la Figura 36 el flujo de corriente vista por F2 y F3 es similar con 1.6A, y la corriente en F4 es de 1.1A debido a que la diferencia de flujo de corriente no es tan considerable, ante una falla trifásica al 1% de F4, no se tendrá coordinación entre F2, F3 y F4, sin embargo, si coordinarán con F1 con un tiempo de coordinación de 29ms, de igual forma el fusible F1 coordina con el AMT ML01 en 262ms.

**Figura 37**

*Falla trifásica al 99% del fusible F4, AMT ML01*



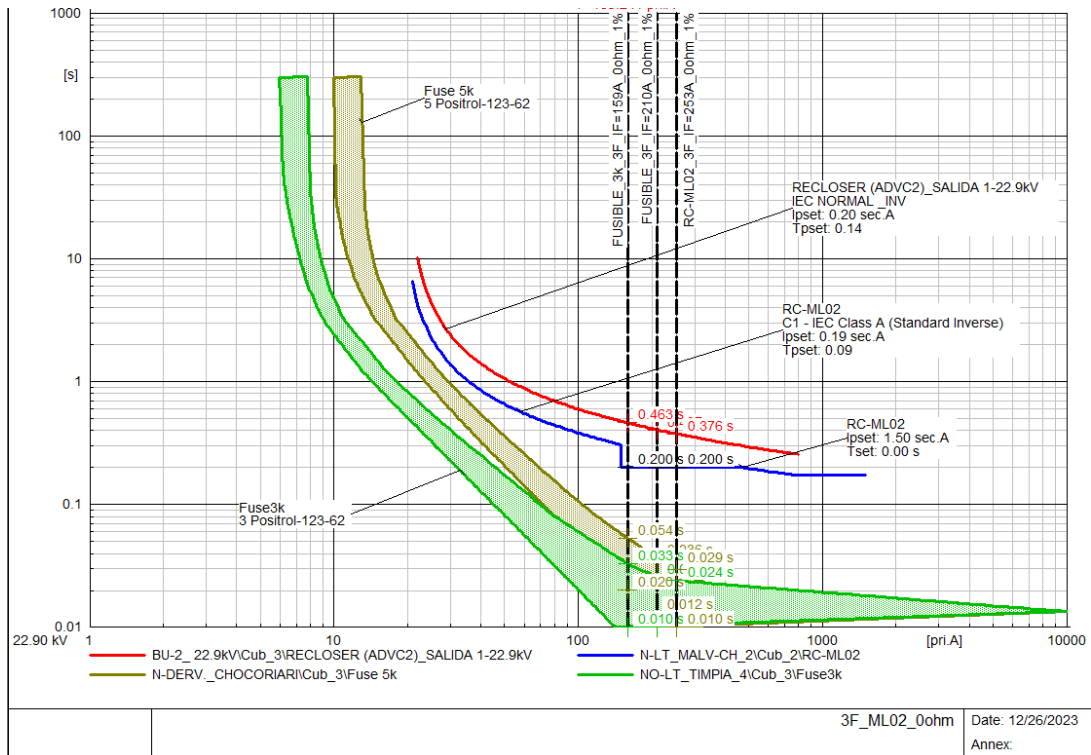
Fuente : elaboración propia

- En la Figura 37 el flujo de corriente vista por F2 y F3 es similar con 1.6A, y la corriente en F4 es de 1.1A debido a que la diferencia de flujo de corriente no es tan considerable, ante una falla trifásica al 99% de F4, no se tendrá coordinación entre F2, F3 y F4, sin embargo, ambos si coordinarán con F1 con un tiempo de coordinación de 34ms, de igual forma el fusible F1 coordina con el AMT ML02 en 257ms.

#### 4.1.4 Análisis para falla bifásica AMT ML02

**Figura 38**

*Simulación de Falla trifásica 0 ohm ML02*



**Fuente:** elaboración propia

En la figura 38 Para falla trifásica al 1% con resistencia de falla de 0 ohm en el RC-ML02 (ELSE) existe una coordinación de 176ms con el RC-MALVINAS.

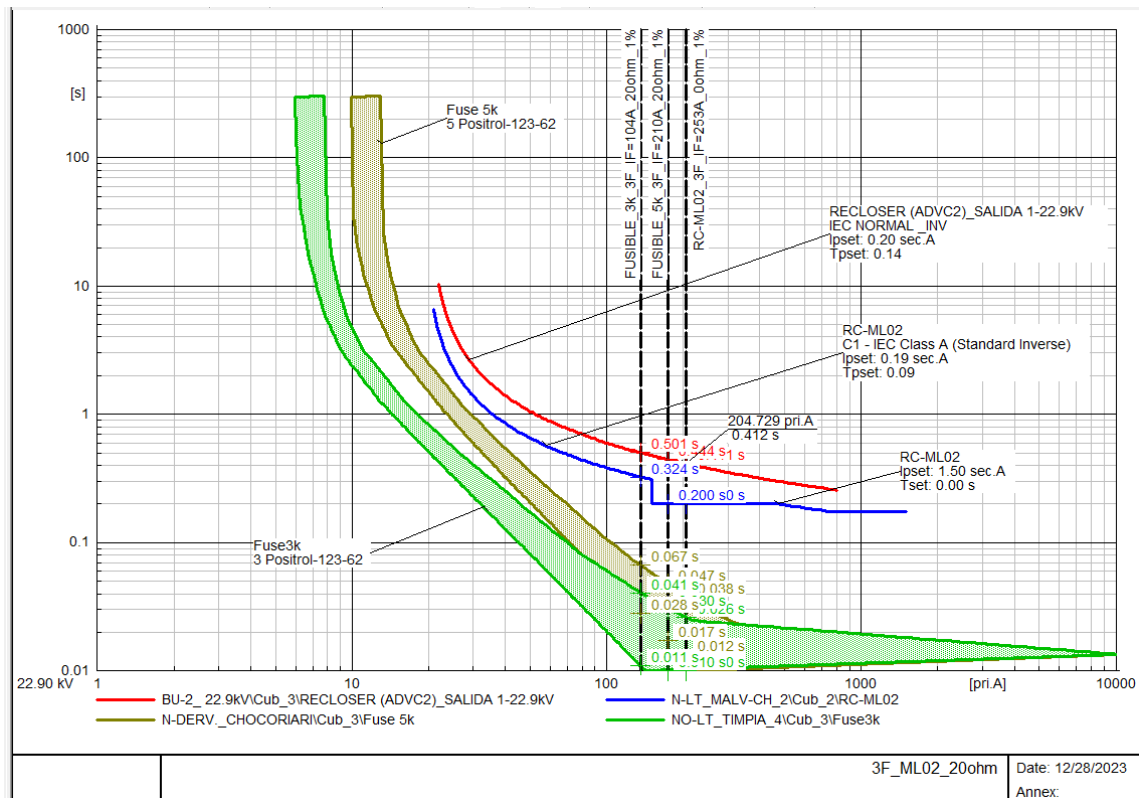
Para falla trifásica al 1% con resistencia de falla de 0 ohm en el fusible de 5k existe una coordinación de 163ms con el RC-ML01 (ELSE).

Para falla trifásica al 1% con resistencia de falla de 0 ohm en el fusible de 3k existe una coordinación de 167ms con el RC-ML01 (ELSE).

Se verifica que existe un margen de coordinación adecuando por encontrarse por encima de los 150ms.

**Figura 39**

*Falla trifásica 20 ohm ML02*



**Fuente:** *elaboración propia*

En la figura 39 se puede verificar Para falla trifásica al 1% con resistencia de falla de 20 ohm en el RC-ML02 (ELSE) existe una coordinación de 211ms con el RC-MALVINAS.

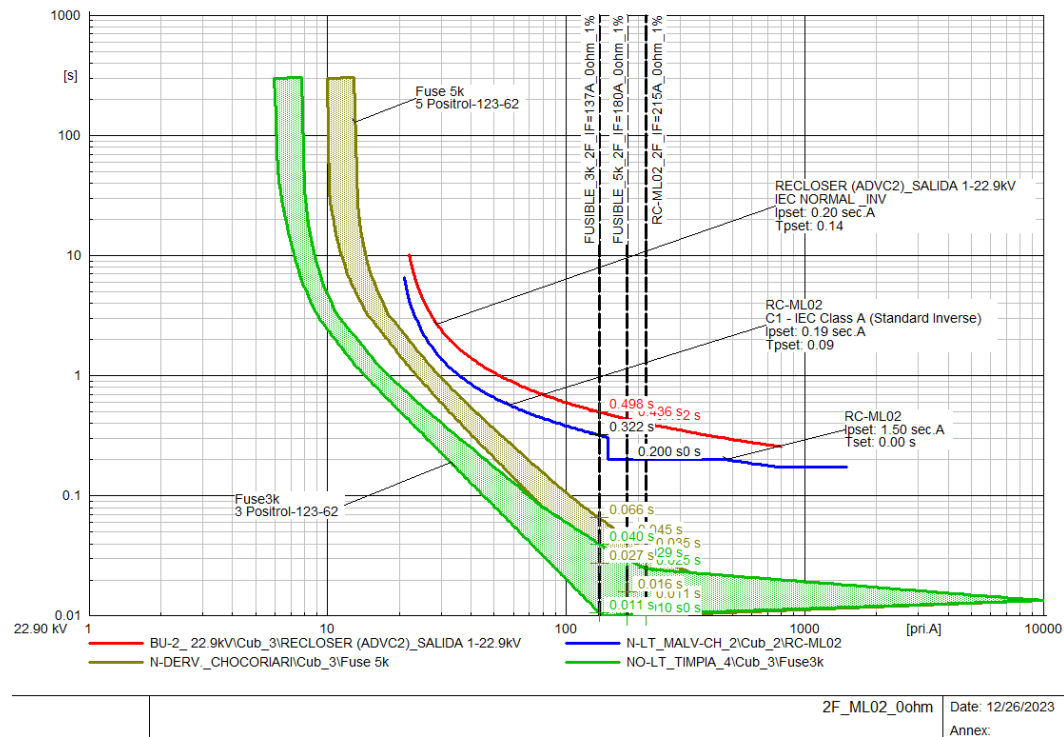
Para falla trifásica al 1% con resistencia de falla de 20 ohm en el fusible de 5k existe una coordinación de 153ms con el RC-ML01 (ELSE).

Para falla trifásica al 1% con resistencia de falla de 20 ohm en el fusible de 3k existe una coordinación de 283ms con el RC-ML01 (ELSE).

Se verifica que existe un margen de coordinación adecuando por encontrarse por encima de los 150ms.

**Figura 40**

*Simulación de Falla Bifásica en 0ohm ML02*



**Fuente:** *Elaboración propia*

En la figura 40 se puede verificar que Para falla bifásica al 1% con resistencia de falla de 0 ohm en el RC-ML02 (ELSE) existe una coordinación de 202ms con el RC-MALVINAS.

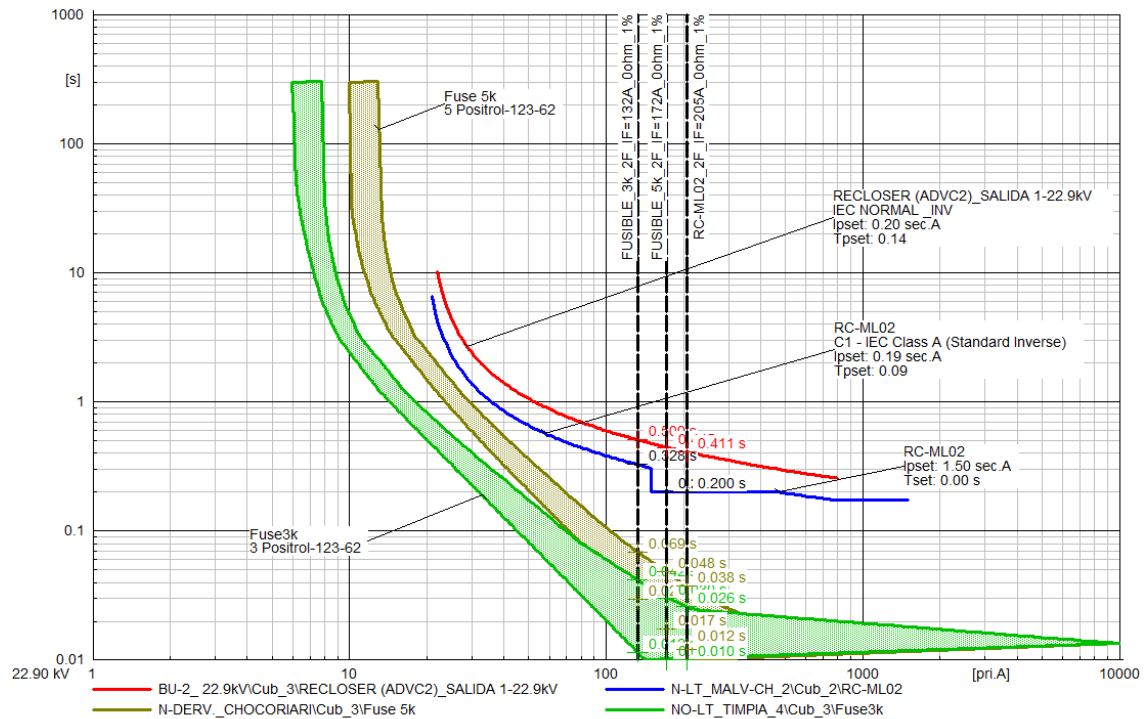
Para falla bifásica al 1% con resistencia de falla de 0 ohm en el fusible de 5k existe una coordinación de 165ms con el RC-ML01 (ELSE).

Para falla bifásica al 1% con resistencia de falla de 0 ohm en el fusible de 3k existe una coordinación de 171ms con el RC-ML01 (ELSE).

Se verifica que existe un margen de coordinación adecuando por encontrarse por encima de los 150ms.

**Figura 41**

*Simulación de Falla bifásica 10 ohm ML02*



**Fuente:** *Elaboración propia*

En la figura 41 se puede verificar que Para falla bifásica al 1% con resistencia de falla de 10 ohm en el RC-ML02 (ELSE) existe una coordinación de 211ms con el RC-MALVINAS.

Para falla bifásica al 1% con resistencia de falla de 10 ohm en el fusible de 5k existe una coordinación de 162ms con el RC-ML01 (ELSE).

Para falla bifásica al 1% con resistencia de falla de 10 ohm en el fusible de 3k existe una coordinación de 259ms con el RC-ML01 (ELSE).

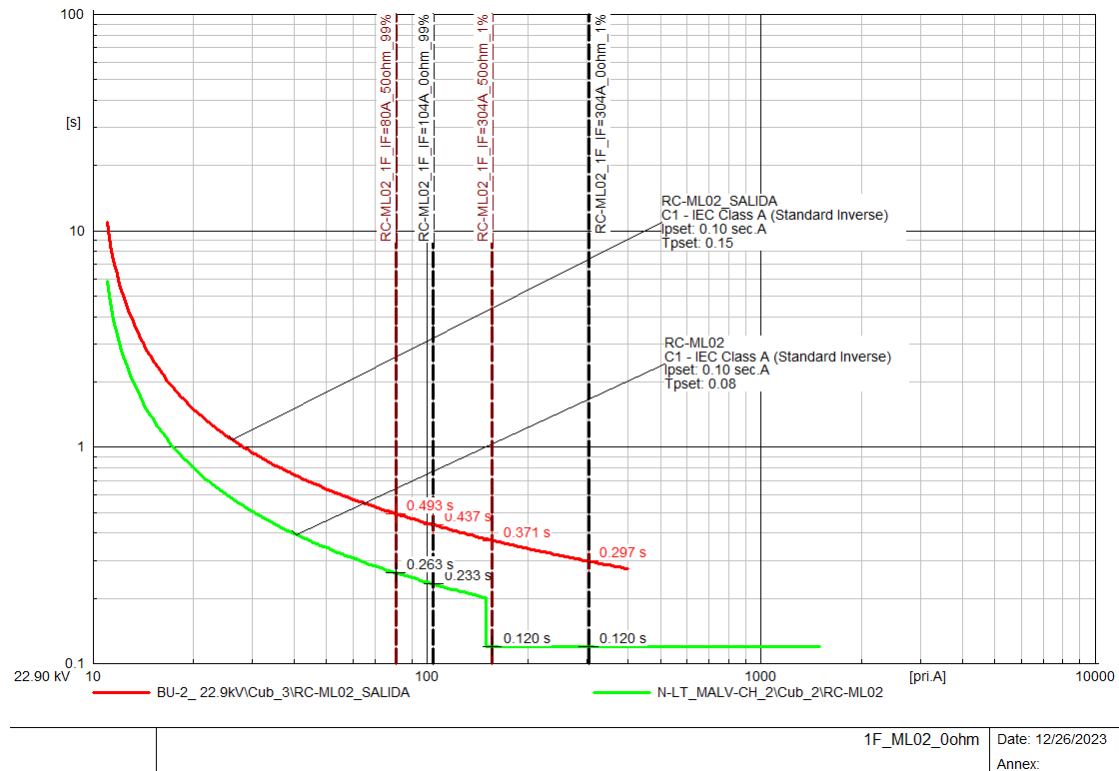


Se verifica que existe un margen de coordinación adecuando por encontrarse por encima de los 150ms.

**Figura**

**42**

*Simulación de Falla monofásica 0 a 50 ohm ML02*



**Fuente:** *elaboración propia*

En la figura 42 se puede verificar que Para falla monofásica al 1% con resistencia de falla de 0 ohm en el RC-ML02 (ELSE) existe una coordinación de 177ms con el RC-MALVINAS.

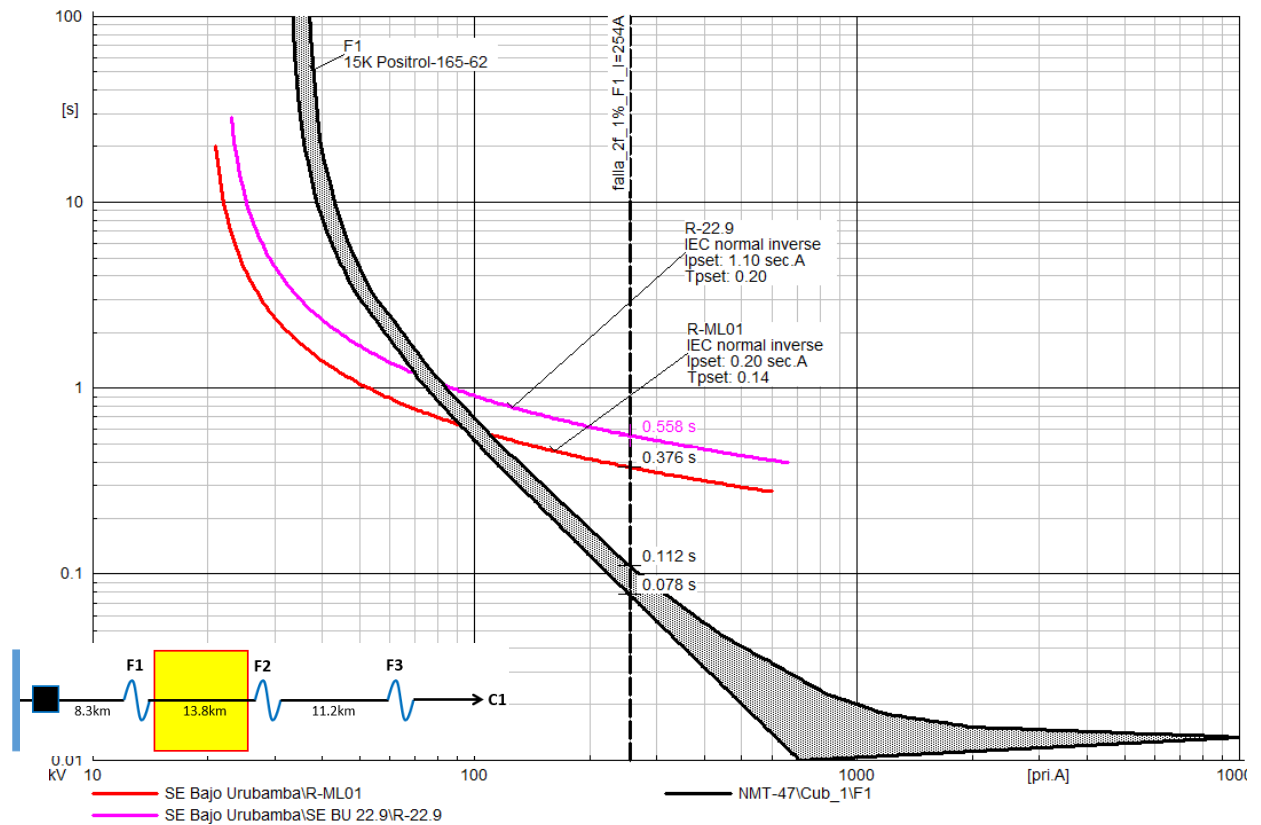
Para falla monofásica al 99% con resistencia de falla de 0 ohm en el RC-ML02 (ELSE) existe una coordinación de 204ms con el RC-MALVINAS.

Para falla monofásica al 1% con resistencia de falla de 50 ohm en el RC-ML02 (ELSE) existe una coordinación de 251ms con el RC-MALVINAS.

Para falla monofásica al 99% con resistencia de falla de 50 ohm en el RC-ML02 (ELSE) existe una coordinación de 230ms con el RC-MALVINAS.

**Figura 43**

*Falla bifásica al 1% del fusible F1, AMT ML02*

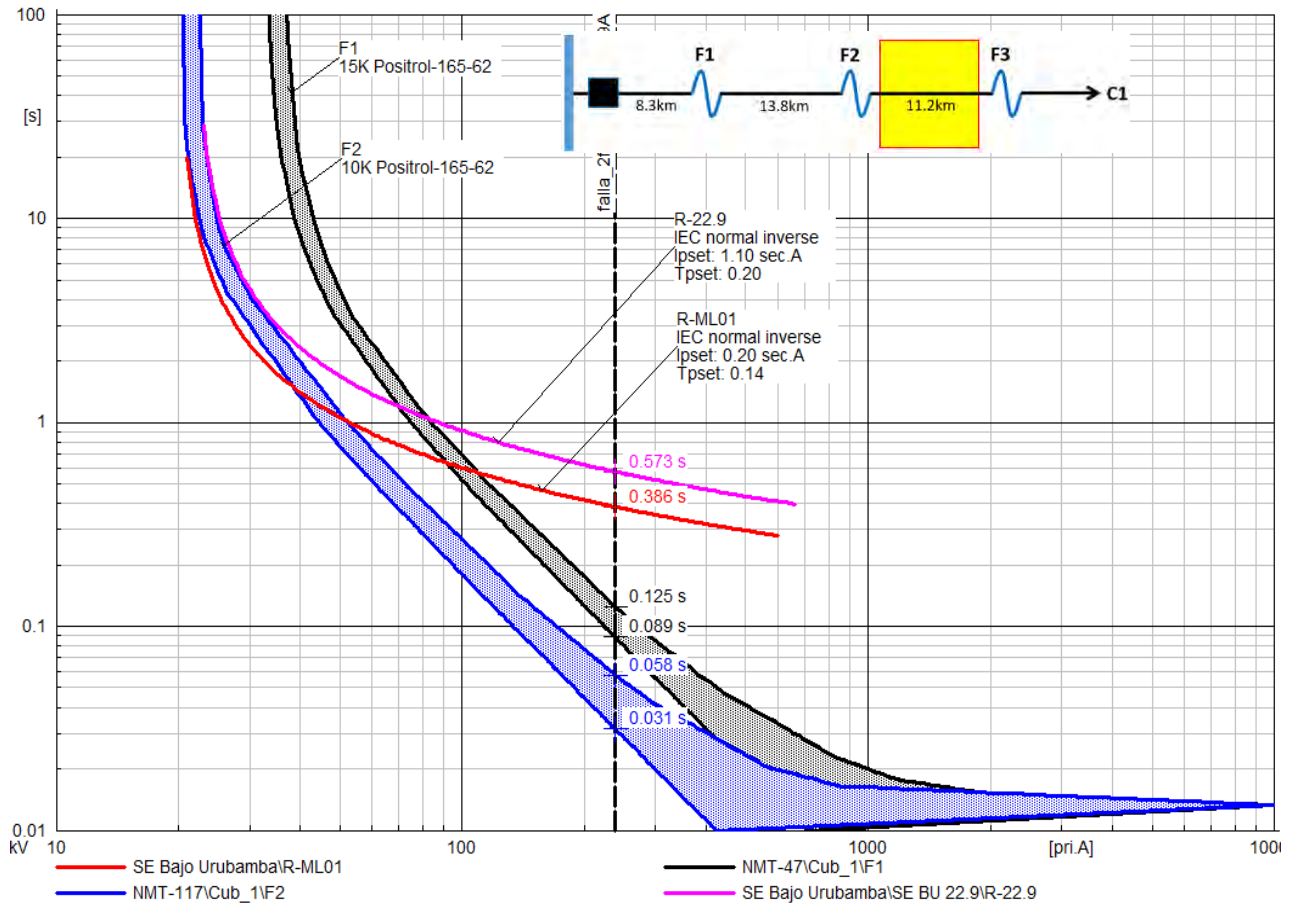


**Fuente.** *Elaboración propia*

- En la Figura 43, para una falla bifásica vista al 1% del fusible F1, se visualiza una coordinación adecuada de 264ms entre el fusible F1 y el AMT ML02.

**Figura 44**

*Falla bifásica al 1% del fusible F2, AMT ML02*

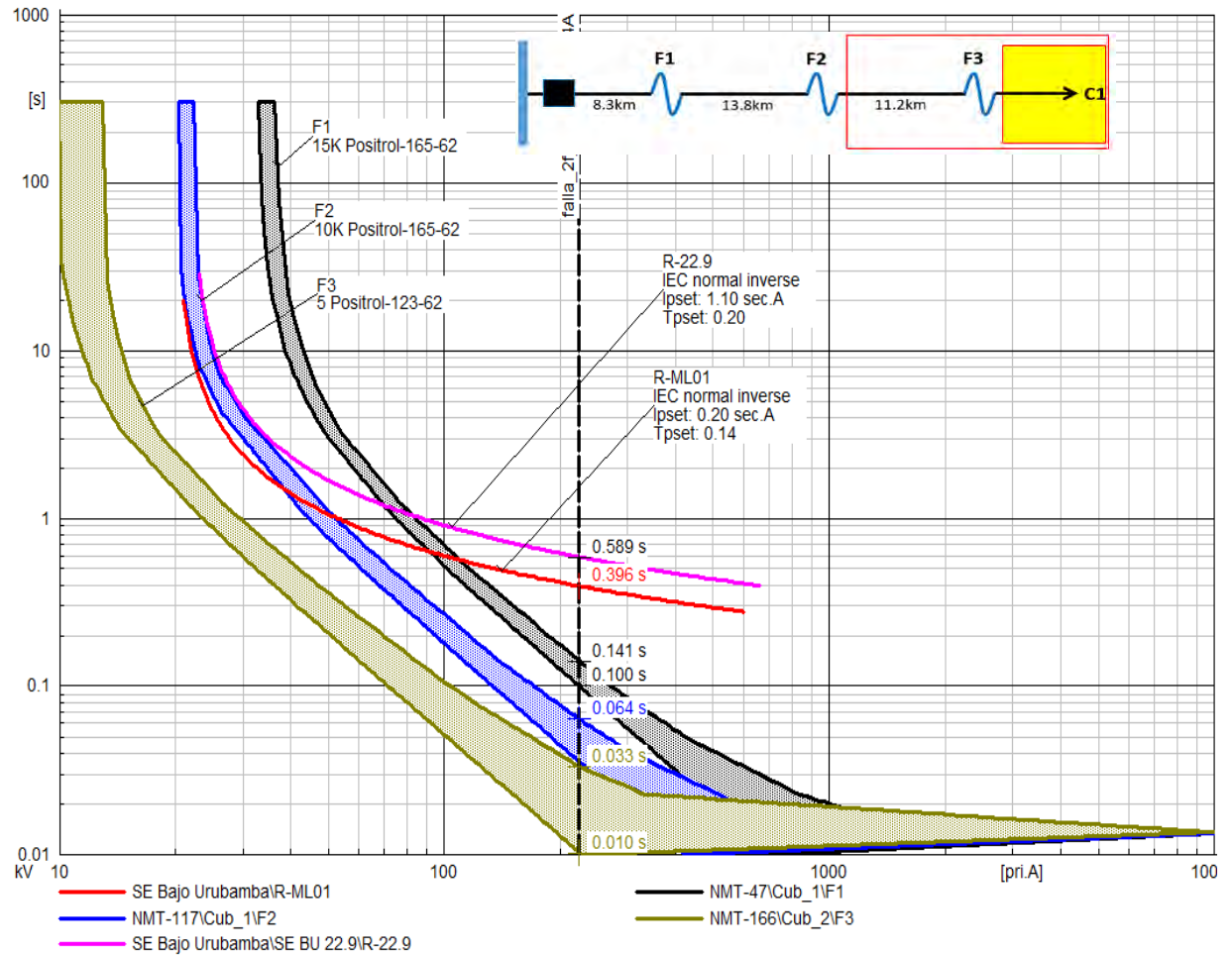


**Fuente.** *Elaboración propia*

- En la Figura 44 se puede verificar la coordinación adecuada de 31ms entre el fusible F1 y F2, de igual forma el fusible F1 coordina con el AMT ML02 en 261ms.

**Figura45**

*Falla bifásica al 1% del fusible F3, AMT ML02*



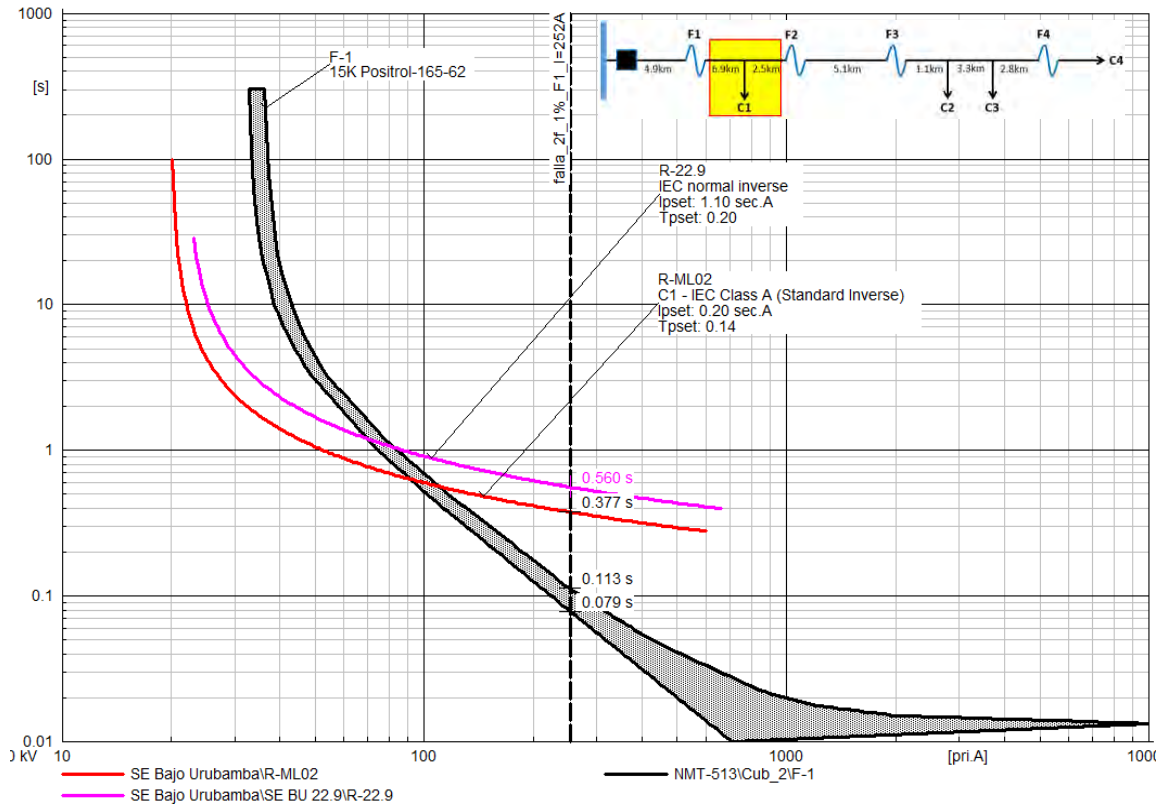
**Fuente.** *Elaboración propia*

En la Figura 45 el flujo de corriente vista por F2 y F3 es similar con 6.8A debido a que no existe carga entre ambos fusibles, ante una falla bifásica al 1% de F3, no se tendrá coordinación entre F2 y F3, sin embargo, ambos si coordinarán con F1 con un tiempo de coordinación de 23ms, de igual forma F1 coordina con ML01 en 255ms.

#### 4.1.5 Análisis para falla bifásica AMT ML01

**Figura 46**

*Falla bifásica al 1% del fusible F1, AMT ML01*

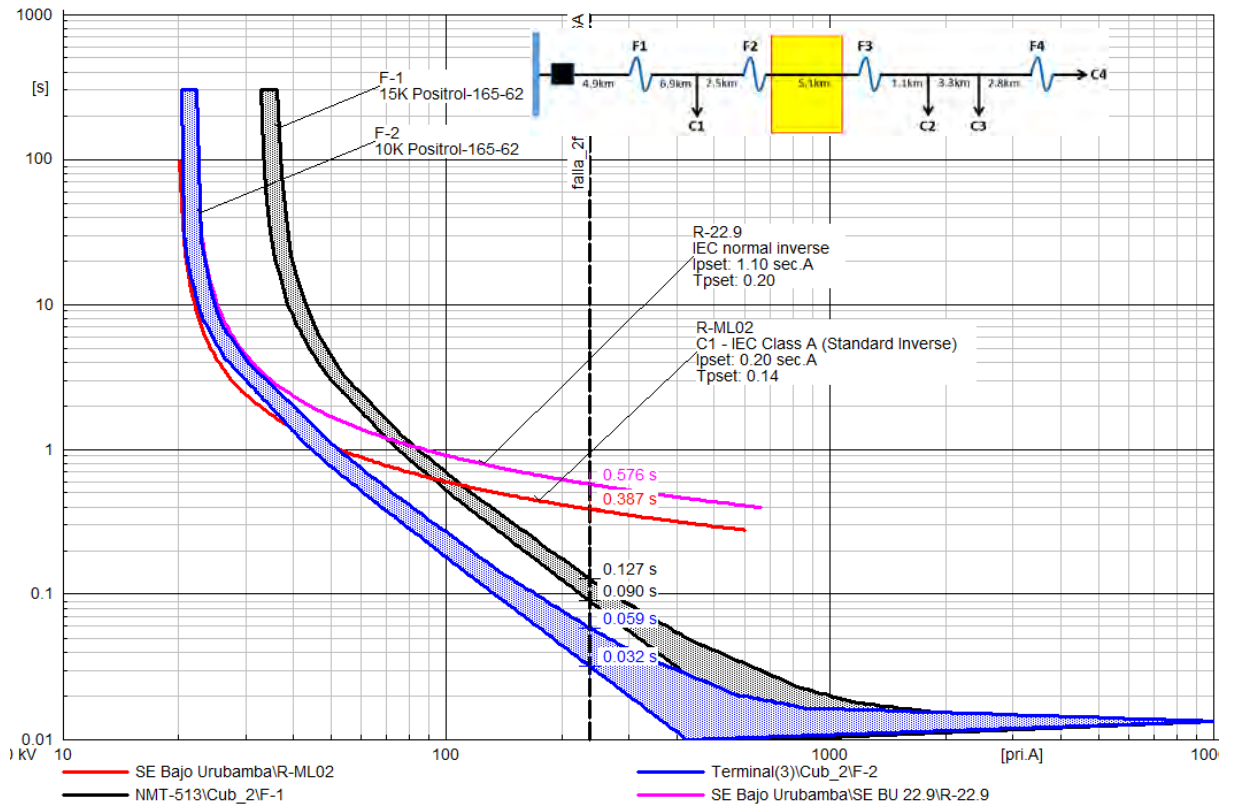


**Fuente.** *Elaboración propia*

- En la Figura 46, para una falla bifásica vista al 1% de F1, se visualiza una coordinación adecuada de 264ms entre el fusible F1 y el AMT ML01

**Figura 47**

*Falla bifásica al 1% del fusible F2, AMT ML01*

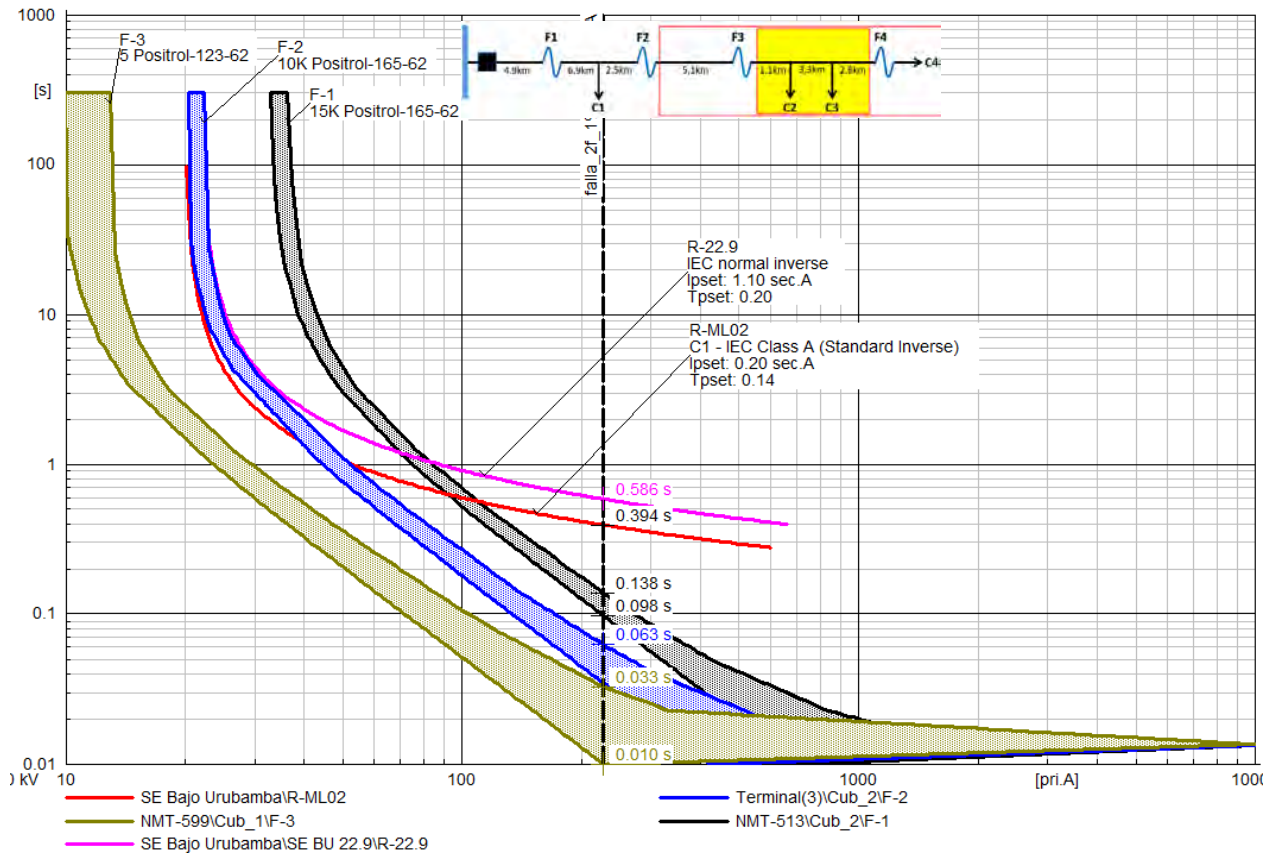


- En la Figura 47 se puede verificar la coordinación adecuada de 31ms entre el fusible

F1 y F2, de igual forma el fusible F1 coordina con el AMT ML01 en 260ms.

**Figura 48**

*Falla bifásica al 1% del fusible F3, AMT ML02*

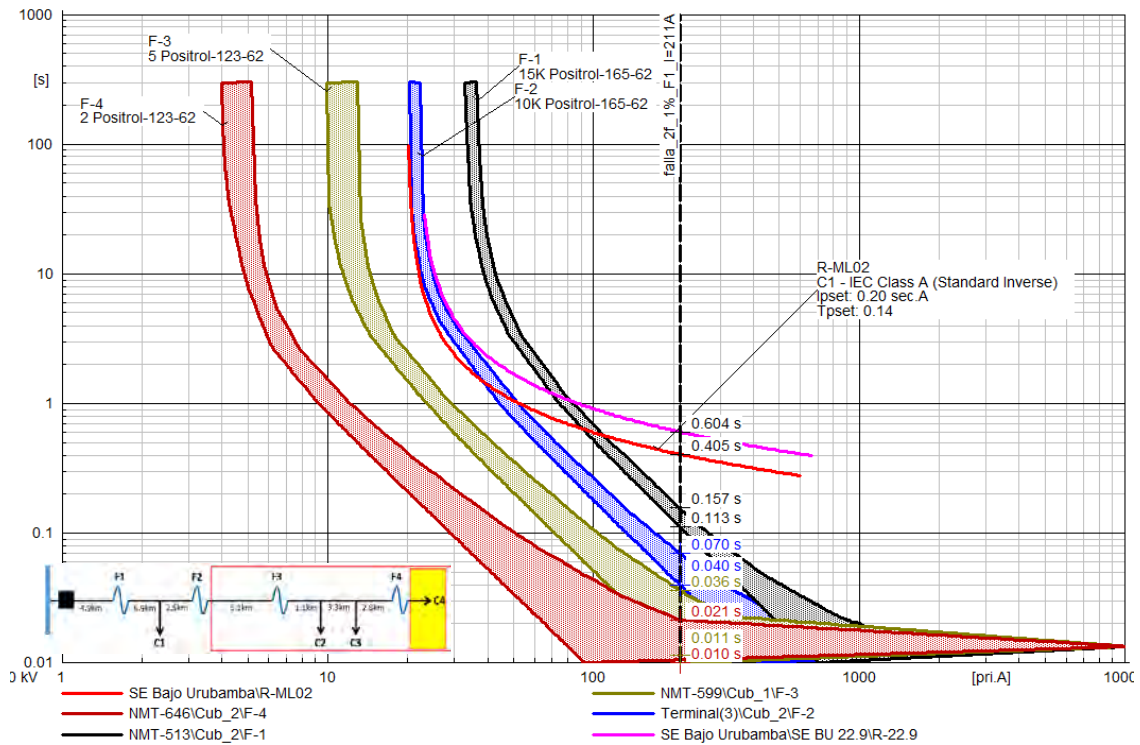


Fuente: *elaboración propia*

- En la Figura 48 el flujo de corriente vista por F2 y F3 es similar con 1.6A debido a que no existe carga entre ambos fusibles, ante una falla bifásica al 1% de F3, no se tendrá coordinación entre F2 y F3, sin embargo, ambos si coordinarán con F1 con un tiempo de coordinación de 35ms. De igual forma F1 coordina con ML01 en 256ms

**Figura 49**

*Falla bifásica al 1% del fusible F4, AMT ML01*



Fuente: elaboración propia

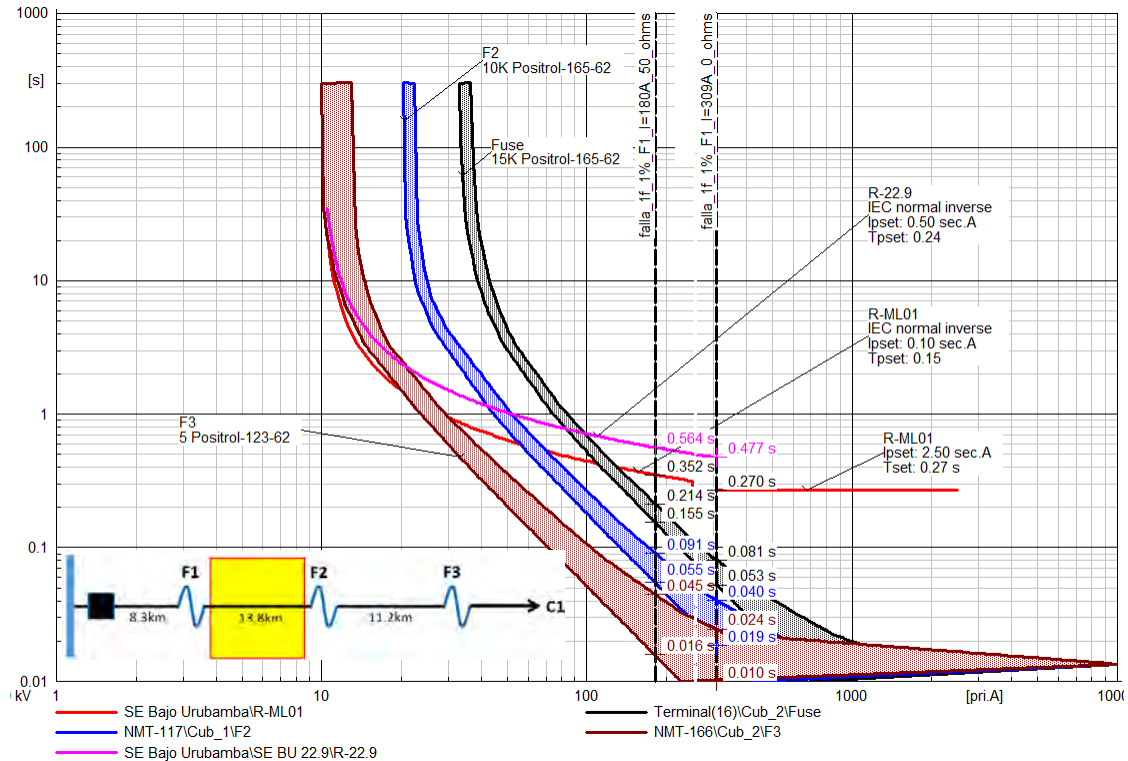
- En la Figura 49 el flujo de corriente vista por F2 y F3 es similar con 1.6A, y la corriente en F4 es de 1.1A debido a que la diferencia de flujo de corriente no es tan considerable, ante una falla bifásica al 1% de F4, no se tendrá coordinación entre F2, F3 y F4, sin embargo, ambos si coordinarán con F1 con un tiempo de coordinación de 43ms. De igual forma F1 coordina con ML02 en 248ms.



#### 4.1.6 Análisis para falla monofásica AMT ML02

**Figura 50**

*Falla monofásica al 1% del fusible F1, R=0 ohms y R=50 ohm, AMT ML02*



**Fuente:** elaboración propia

- En la Figura 50, se sugiere que el tiempo de disparo ( $t_{o>>}$ ) del ajuste instantáneo de la protección tierra del AMT ML02 se modifique de 0.10ms a 0.27ms, de tal forma que para una falla monofásica vista al 1% del fusible F1, se podrá tener una coordinación adecuada de 189ms entre el fusible F1 y el AMT ML02.

#### 4.1.7 Evaluación de SAIDI y SAIFI mediante la Propuesta de Mejora.

La propuesta de optimización de los indicadores SAIDI y SAIFI para el sistema Malvinas del periodo 2024 de las dos Malvinas 01 y 02 surge a partir de un estudio de coordinación de

protección en el sistema eléctrico. El propósito fundamental de este análisis consiste en proteger esta línea de fallas transitorias y, consecuentemente, restablecer su funcionalidad ante eventos de fallas transitorias, las cuales se han revelado como significativas según el análisis de la base de datos de fallas recopilada por Electro Sur Este. Por otro lado, se identifican fallas permanentes ocasionadas por la caída de árboles sobre la línea y el contacto con animales, además la zona es bastanteas descargas atmosféricas estos factores también se consideran considerablemente. Difícil aumentar los niveles de confiabilidad del sistema eléctrico. Por tal motivo

Como resultado de este enfoque integral, se anticipa una mejora sustancial en los indicadores SAIDI y SAIFI. Sin embargo, se reconoce que no es suficiente contar únicamente con un estudio de coordinación de protección. Se hace hincapié en la necesidad de implementar un mantenimiento más integral del sistema eléctrico, abordando aspectos como la coordinación de aislamiento y un programa de limpieza en la franja de servidumbre de la línea. Esto permitirá alinear los indicadores con las normativas vigentes en el sector energético y garantizar un sistema eléctrico más confiable y eficiente por estas razones esta tesis no resolverá plenamente esta problemática, la misma se presenta detalladamente en el siguiente recuadro. de los indicadores saidi saifi como propuesta de mejora

**Tabla 26**

*Propuesta de mejora de indicadores SAIDI SAIFI para Malvinas- 01 y 02*

PROPUESTA DE MEJORA EN LOS INDICADORES SAIDI SAIFI					
		MALVINAS I		MALVINAS II	
DESIGNACIÓN	DESCRIPCIÓN POR TIPO DE FALLA	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI
<b>A</b>	Descargas Atmosféricas	4.53	2.6	6.04	6.5
<b>B</b>	Contacto de Animal (Especificar)	29.65	6.5	16.13	7
<b>C</b>	Contacto de Árbol con la red de MT	1	1	3.41	6
<b>D</b>	Desconocidas	2.95	2	0	0
<b>E</b>	Externo (Pluspetrol)	0	0	0	0
<b>F</b>	Falla de Equipamiento (Especificar)	0	0	0	0
<b>G</b>	Mantenimiento Propio PROGRAMADO	0	0	0	0
<b>SUMATORIA TOTAL</b>		<b>38.13</b>	<b>12.10</b>	<b>25.58</b>	<b>19.50</b>

Fuente: *elaboración propia*

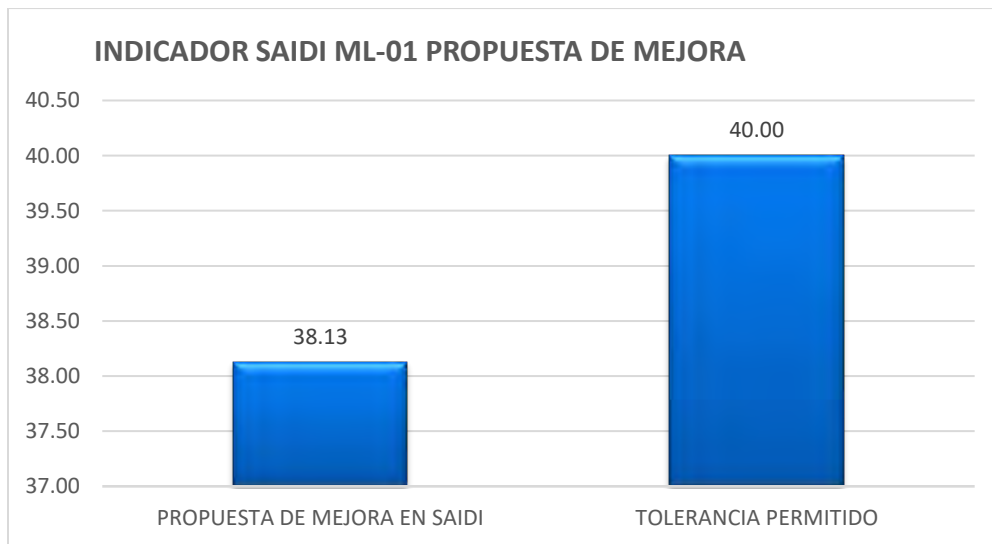
#### **4.1.8 Propuesta de Mejora en los Indicadores SAIDI y SAIFI vs Tolerancia otorgado por Osinerming**

Con la presentación de un estudio de coordinación de protección en las líneas Malvinas 01 y 02, se propone una implementación a nivel de estudio que incluye la reconfiguración de 02 reclosers existentes además incluye la instalación de tercer recloser a la salida de Miaria estratégicamente ubicados para optimizar su rendimiento, según lo determinado en el estudio. Además, se plantea una iniciativa de mantenimiento para la línea que abarca la instalación de pararrayos de línea y su respectivo mantenimiento de puestas a tierra. También se contempla la implementación de desbroce en la franja de servidumbre. Se estima que estas acciones contribuirán a una mejora considerable en los indicadores del SAIDI (Índice de Duración de Interrupción por

Cliente) y SAIFI (Índice de Frecuencia de Interrupción por Cliente) a niveles compatibles con la normativa del sector energético.

**Figura 51**

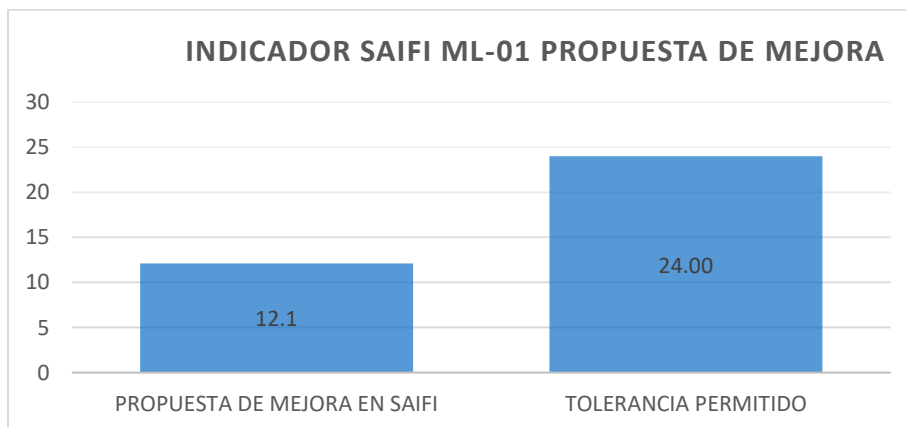
*Indicador SAIDI como Propuesta de mejora MI-01*



Fuente: **elaboración propia**

**Figura 52**

*Indicador SAIFI como Propuesta de mejora MI-01*

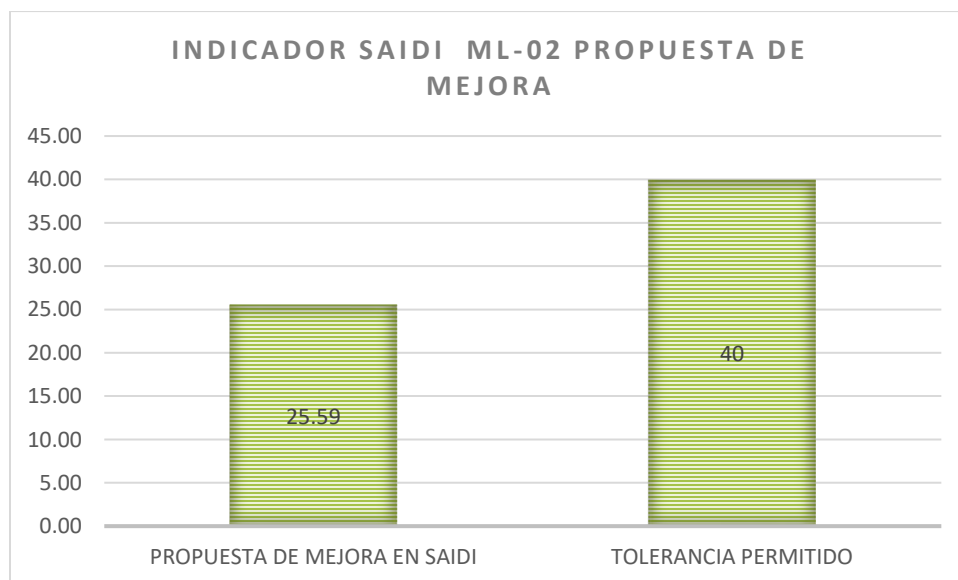


**Fuente:** *elaboración propia*

En las figuras 51 y 52 anteriores, se presentan gráficos que ilustran las tolerancias establecidas por Osinermig. Contrariamente a la propuesta de mejora mediante la implementación de la coordinación de protección, específicamente en los indicadores SAIDI y SAIFI, la tolerancia permitida por Osinerg para el indicador SAIDI es de 16-40 horas/anuales, mientras que para el indicador SAIFI es de 12-24 veces/año. Al realizar esta comparación, se observa que en el indicador SAIDI, su valor mínimo no alcanza el porcentaje requerido, llegando al 137% del valor permitido. Por tal razón, no se cumpliría con esta métrica. Sin embargo, en su valor máximo de 40, se tiene un 95%. Estas representaciones visuales resaltan la mejora esperada en la confiabilidad del sistema eléctrico al implementar esta coordinación en ambos alimentadores.

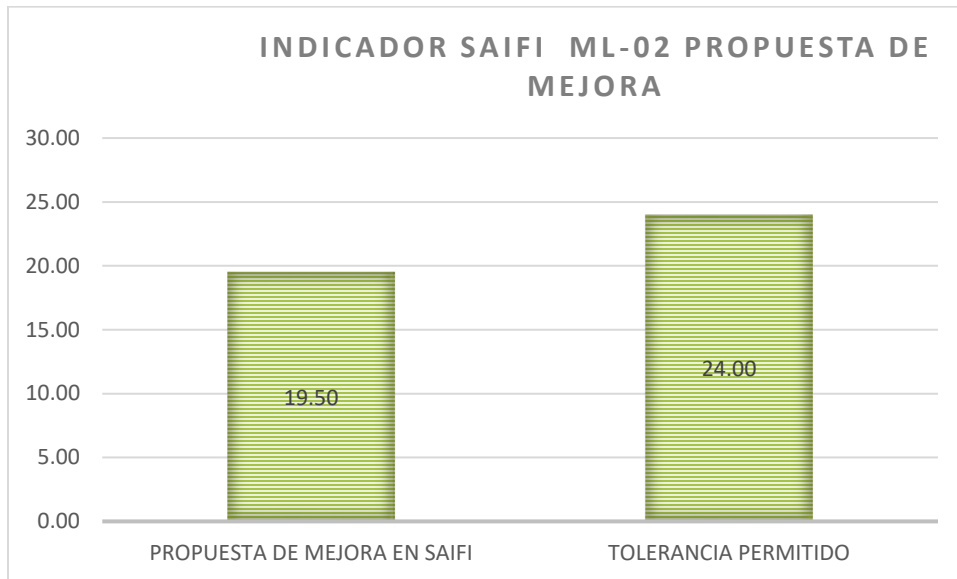
**Figura53**

*Indicador SAIDI como Propuesta de mejora MI-02*



**Fuente:** *elaboración propia*

Figura 54  
*Indicador SAIFI como Propuesta de mejora MI-02*



**Fuente:** *elaboración propia*

En las figuras 53 y 54 anteriores, se presentan barras que ilustran las tolerancias establecidas por Osinermig. Versus propuesta de mejora mediante la implementación de la coordinación de protección, específicamente en el indicador SAIFI.y SAIUDI Estas representaciones visuales destacan la mejora esperada en la confiabilidad del sistema eléctrico al implementar esta coordinación en ambos alimentadores.

## 4.2 Estimación de Costos: Proyecto de Coordinación de Protecciones Eléctricas

**Tabla 27**

*Estimación del Presupuesto en la implementación de coordinación de protección*

<b>PRESUPUESTO DE INPLEMENTACION EN ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCION</b>					
ENTIDAD	ELECTRO SUR ESTE S.A.A				
DPTO	CUSCO				
PROVINCIA	LA CONVENCION				
DISTRITO	MEGANTONI				
PROYECTIST					
A	Br FREDY BRAULIO MAMANI M.				
ITEM	DESCRIPCIONDE PARTIDAS	UNIDA D	C/U	CANTIDA D	SUB TOTAL
<b>A</b>	ESTUDIO DE INGENIERIA DE COORDINACION DE PROTECCION	GBL	28,562.00	1	28,562.00
<b>B</b>	SUMINISTRO DE EQUIPO DE PROTECCION	UN	78,300.00	1	78,300.00
<b>C</b>	MONTAJE ELECTROMECHANICO	GBL	23,500.00	1	23,500.00
<b>D</b>	TRANSPORTE DE MATERIALES	GBL	18,000.00	1	18,000.00
<b>E</b>	COSTO DIRECTO(A+B+C+D+E)		148,362.00		148,362.00
<b>F</b>	GASTOS GENERALES 10% F		14,836.20		14,836.20
<b>G</b>	UTILIDADES 12%F		17,803.44		17,803.44
<b>H</b>	COSTO TOTAL (F+G+H+I)		181,001.64		181,001.64
<b>I</b>	IGV		32,580.30		32,580.30
<b>G</b>	<b>COSTO TOTAL INCLUIDO I.G.V.</b>		<b>S/ 213,581.94</b>		<b>S/ 213,581.94</b>

Fuente: Elaboración propia

### 4.3 Análisis económico para la Implementación Coordinación de Protección

#### 4.3.1 *Parámetros del Análisis Técnico Económico*

- **Costo de implementación del sistema de protección:** S/ 213,581.94
- **Costo de mantenimiento anual:** S/ 650,000
- **Reducción del costo de mantenimiento:** 62% (esto reducirá el costo anual de mantenimiento a S/ 247,000)
- **Beneficios sociales generados:** Estimamos que los beneficios sociales derivados de la mejora en la confiabilidad, la reducción de interrupciones y la protección de los equipos se valoran en S/ 250,000 anuales.
- **Tasa de descuento:** 10% (típica para proyectos públicos)
- **Vida útil del sistema:** 20 años

#### 4.4 Cálculo del Valor Actual Neto (VAN)

se calculará como el valor presente de los flujos de caja netos del proyecto descontados a una tasa de descuento, menos la inversión inicial.

- **Ahorro en mantenimiento:**  $S/ 650,000 - S/ 247,000 = S/ 403,000$
- **Beneficio neto anual:**  $\text{Ahorro en mantenimiento} + \text{beneficios sociales} = S/ 403,000 + S/ 250,000 = S/ 653,000$

**Fórmula del VAN**



$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - I_0$$

Donde:

- FC<sub>t</sub>: es el flujo de caja en el año =653000
- r : es la tasa de descuento (10%)=0.1
- n: es la vida útil del sistema (20 años)
- I<sub>0</sub>: es la inversión inicial (S/ 213,581.94)

$$VAN = FC \times \frac{1 - (1+r)^{-n}}{r} - I_0$$

$$VAN = S/ 5,344,806.86.$$

#### 4.5 Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. En otras palabras, la TIR es la tasa de rentabilidad que iguala los flujos de caja generados con la inversión inicial.

La **TIR** es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero.

**Fórmula de la TIR:**

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - I_0$$

**TIR=2.33%** Este valor indica que, si la tasa de rentabilidad anual es del 2.33%, los flujos de caja generados por el proyecto igualarán su inversión inicial. Sin embargo, dado que esta tasa

es inferior a la tasa de descuento del 10%, el proyecto no sería viable si solo se considerara desde el punto de vista financiero.

#### **4.6 Interpretación de los Resultados:**

- **VAN positivo:** El proyecto es económicamente viable desde el punto de vista de los beneficios indirectos, tales como la mejora en la confiabilidad del servicio eléctrico, la reducción de los costos de mantenimiento y el impacto social positivo en la comunidad. El **VAN positivo** muestra que el valor creado por el proyecto es mayor que la inversión inicial.
- **TIR baja:** Aunque la **TIR** es baja, el proyecto no se basa exclusivamente en la rentabilidad financiera. El objetivo es mejorar la infraestructura eléctrica en una zona rural, garantizar la continuidad del servicio eléctrico y reducir los costos asociados a las fallas. Estos beneficios sociales pueden justificar la inversión, a pesar de que la rentabilidad financiera es limitada.

##### **4.6.1 Viabilidad del Proyecto**

- Desde una **perspectiva técnica y social**, el proyecto es **altamente viable**, ya que resuelve problemas importantes como la confiabilidad del servicio eléctrico, las interrupciones y los daños en los equipos.
- Desde un **punto de vista económico-financiero**, la **TIR es baja**, lo que indica que el proyecto no es financieramente atractivo si se considera únicamente la rentabilidad económica. Sin embargo, los **beneficios sociales** y la **mejora en la calidad de vida** de la comunidad deben ser considerados en la decisión de inversión.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **Conclusiones**

El estudio de coordinación de protección realizado ha permitido una mejora sustancial en la confiabilidad del sistema eléctrico aislado del Bajo Urubamba, alcanzando un alineamiento con la (NTCSE D.S. N° 020-97-EM). Los indicadores iniciales de confiabilidad presentaban valores elevados, con un SAIDI de 1200 horas/año y un SAIFI de 68 veces/año, los cuales superaban considerablemente las normativas. Tras la implementación con la coordinación de protección, estos indicadores se redujeron a 31 horas/año en SAIDI y 15 veces/año en SAIFI, evidenciando una corrección significativa de los desfases previos. Este resultado refleja la efectividad de las acciones propuestas, optimizando la eficiencia del sistema, mejorando la calidad del servicio y aumentando la satisfacción de los usuarios.

**1.-** Los indicadores iniciales de confiabilidad del sistema eléctrico del Bajo Urubamba excedían ampliamente las normativas de la NTCSE D.S. N° 020-97-EM, con un desfase del 3000% en SAIDI y del 78% en SAIFI. Esta discrepancia evidenció que los tiempos de reposición eran excesivamente altos, lo que subraya la necesidad urgente de aplicar un sistema de coordinación de protección que redujera estos valores, lo cual se logró con éxito a través de este estudio

**2.-** La evaluación de los parámetros eléctricos del sistema reveló que la demanda máxima de energía, superior a los 500 kW establecidos por contrato con la empresa Camisea, ha generado la necesidad de desarrollar una planta termoeléctrica de 1 MVA para atender el crecimiento de la demanda. No obstante, el transformador de 800 kVA en uso actualmente sigue siendo suficiente para cubrir las necesidades de energía del sistema en su estado actual, lo que indica que, aunque la demanda ha aumentado, la infraestructura eléctrica aún se mantiene operativa.

**3.-** La coordinación de protección se desarrolló de manera precisa y cuantitativa, implementando nuevos Reclosers en los alimentadores ML-01 y ML-02. Los tiempos de coordinación registrados fueron de 173, 203 y 191 ms para ML-01, y 167, 283 y 171 ms para ML-02, superando ampliamente el umbral mínimo de 150 ms establecido para garantizar una respuesta eficiente ante fallas. Estos resultados confirmaron que la coordinación entre los dispositivos de protección es adecuada, lo que contribuye a la mejora de los indicadores de confiabilidad del sistema y optimiza su capacidad de respuesta ante interrupciones.

## Recomendaciones

Debido a la naturaleza distribuida y longitudinal del sistema eléctrico en la región de Bajo Urubamba, se sugiere evaluar la implementación del mantenimiento mediante desbroce de árboles en la franja de servidumbre. Según la normativa vigente, esta franja debería abarcar 11 metros para un nivel de 22.9 kV. Dado que nos encontramos en una selva tropical, donde la altura de los árboles supera los 30 metros y, en determinadas condiciones ambientales, pueden caer sobre las líneas eléctricas, se recomienda realizar un desbroce selectivo de árboles frondosos cercanos a la franja de servidumbre.

Se sugiere llevar a cabo un estudio de coordinación de aislamiento con el objetivo de mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico. Esto se debe a que la zona de estudio presenta un nivel considerablemente alto de singularidad, lo que resalta la necesidad de evaluar y optimizar la coordinación de aislamiento para asegurar un funcionamiento eficiente y seguro del sistema eléctrico en dicha área.

Se sugiere llevar a cabo un programa de mantenimiento preventivo y predictivo en el sistema eléctrico. Asimismo, se sugiere implementar un cargo simbólico por el consumo de energía a los habitantes del bajo Urubamba, con el propósito de fomentar una cultura de responsabilidad en el uso de la energía eléctrica. Esta medida contribuirá no solo al cuidado y eficiencia del sistema, sino también a concientizar a la comunidad sobre la importancia de un consumo responsable de energía.

**Acción propuesta:** Implementar sistemas automáticos de detección de fallas y reconexión, como **relés digitales y reclosers adicionales** cuando entren nuevos proyectos de ampliación en puntos estratégicos del sistema eléctrico.

**Justificación:** Esto reducirá los tiempos de reposición significativamente, permitiendo cumplir con las normas del NTCSE (D.S. N° 020-97-EM) y evitar penalizaciones. La disparidad actual en los tiempos de reposición (3000% y 78%) indica una brecha crítica que puede resolverse con la automatización y modernización del sistema.

**Acción propuesta:** Acelerar la implementación de la planta termoeléctrica de 1 MVA y evaluar el reemplazo del transformador actual de 800 kVA por uno con mayor capacidad.

**Justificación:** Aunque la capacidad del transformador actual permite cubrir la demanda existente, el excedente registrado indica una presión constante sobre la infraestructura. Esto podría llevar a una reducción en la confiabilidad del sistema si no se toma acción anticipada.

- Instalar el Recloser propuesto en Miaria para garantizar una coordinación adecuada con el Recloser1.
- Asegurar que el margen de coordinación en el alimentador ML-02 permanezca por encima de los 150 ms en todas las condiciones de falla simuladas.

□ **Justificación:** Los tiempos de coordinación actuales (173, 203 y 191 ms para ML-01; y 167, 283 y 171 ms para ML-02) están bien ajustados en relación con las normativas de seguridad. Sin embargo, mantener una supervisión continua mediante herramientas de simulación, como Digsilent Power Factory, permitirá anticiparse a posibles fallas en la coordinación en condiciones de operación no previstas.

## BIBLIOGRAFÍA

- Anderson, P. M. (2002). *Power System Control and Stability*. IEEE Press.
- B., B. A. (2019). *Seccionadores en Sistemas de Alta Tensión*. . Ediciones Técnicas Modernas.
- castaño, R. (2004). *power systems protection* . colombia .
- COES SINAC. (2018). *SOES SINAC*. Obtenido de CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACION:  
[https://www.coes.org.pe/DATAWEB/2006/DEV/ESTUDIOS/Criterios\\_Ajuste\\_CP\\_Rev0.pdf](https://www.coes.org.pe/DATAWEB/2006/DEV/ESTUDIOS/Criterios_Ajuste_CP_Rev0.pdf)
- Encala Pihuave, K. N., & Tonato Guerrero, M. (2023). *Coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de distribución, mediante el uso de Relés SEL-751*. Obtenido de  
<http://dspace.upse.edu.ec/handle/123456789/24673>
- IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers (IEEE Standard C37.91-2000). IEEE. (2010). *IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers*. Obtenido de IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers.:  
<https://ieeexplore.ieee.org/xpl/conhome/5472906/proceeding>
- IEEE STANDAR . (2018). *IEEE STANDAR*. Obtenido de Institute of electrical and electronics engineers.
- IEEE std 242. (2001). *SLIDESHARE*. Obtenido de IEEE std 242-202251 Proteccion y Coordinacion:  
<https://es.slideshare.net/slideshow/ieee-2422001-proteccion-y-coordinacionpdf/251894843>
- J., S. (2020). *interruptores de potencia en sistemas electricos* . editorial tecnica .
- M., A. (2020). *PROTECCION CONTRA SOSBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE MEDIA TENSION* . INGENIERIA ELECTRICA .
- Molina Salamaca, A., & Velasquez Suarez, A. (2021). *Análisis de sobrecorriente para fallas en derivación empleando los módulos D'lorenzo con el software Etap*. Obtenido de  
<http://hdl.handle.net/11349/28710>
- P., R. (2019). *Reles diferenciales en lineas de alta tension* . electricas avanzadas .
- Perez, S., & Francisco , J. (2021). *Coordinación de protecciones de sistemas eléctricos de potencia mediante formulación de problema de optimización*. Obtenido de URI:  
<https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/181246>
- R., J. (2017). *DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS*.
- S., L. (2018). *Disyuntores de reles de proteccion integrados en redes de media tension*. Editorial tecnica avanzada.
- SIEN. (2018 Pg.28 ). *Criterios de ajuste y coordinacion de los sistemas de proteccion del SIEN* . Lima.
- Smith. (2019). *Coordinacion de Proteccion Sistemas Electricos* .

## Anexos

### Anexo 1 Reporte de Fallas Malvinas 01 y 02 de los años 2020,2021 y 2022

REPORT DE INTERRUPTONES MALVINAS I Y II Y SUS INDICADORES DE PERFORMANCE - AÑO -2022												
ITEM	FECHA Y HORA DE INICIO DE LA FALLA	ALIMENTADOR DE MEDIA TENSION AFECTADO	CAUSA DE LA FALLA	ESPECIFICACION DE LA FALLA	PERMISO DE INGRESO PARA ENERGIZACIÓN	CODIGO DE FALLA	FECHA Y HORA DE ENERGIZACION	DURACION	Nº DE USUARIOS POR ALIMENTADOR	Nº USUARIOS AFECTADOS	$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n I_i \cdot U_i}{N}$	$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{N}$
1	06/01/2022 01:10	ML-01	A	NO APLICA	06/01/2022	002-2022	06/01/2022 14:35	13.42	1421	850	8.05	0.60
2	10/01/2022 22:00	ML-02	A	NO APLICA	11/01/2022	003-2022	11/01/2022 14:25	16.42	170	170	16.42	1.00
3	13/01/2022 11:00	ML-02	A	NO APLICA	14/01/2022	004-2022	14/01/2022 15:10	28.17	170	88	14.58	0.52
4	13/01/2022 12:30	ML-01	A	NO APLICA	14/01/2022	005-2022	14/01/2022 15:10	26.67	1421	1230	23.08	0.87
5	14/01/2022 18:30	ML-02	B	NO APLICA	15/01/2022	006-2022	15/01/2022 15:05	20.58	170	92	11.14	0.54
6	16/01/2022 17:20	ML-02	F	NO APLICA	17/01/2022	007-2022	17/01/2022 10:20	17.00	170	88	8.80	0.52
7	17/01/2022 18:30	ML-02	A	NO APLICA	18/01/2022	008-2022	18/01/2022 15:05	20.58	170	94	11.38	0.55
8	20/01/2022 16:30	ML-02	B	ROEDOR	20/01/2022	009-2022	21/01/2022 10:15	17.75	170	68	7.10	0.40
9	24/01/2022 03:00	ML-01	A	NO APLICA	25/01/2022	010-2022	25/01/2022 10:00	31.00	1421	1236	26.96	0.87
10	29/01/2022 06:00	ML-02	A	NO APLICA	31/01/2022	011-2022	31/01/2022 09:30	51.50	170	54	16.36	0.32
11	31/01/2022 14:00	ML-01	A	NO APLICA	31/01/2022	012-2022	01/02/2022 15:30	25.50	1421	1354	24.30	0.95
12	02/02/2022 19:00	ML-02	A	NO APLICA	03/02/2022	013-2022	03/02/2022 11:40	16.67	170	92	9.02	0.54
13	08/02/2022 12:00	ML-01	B	AVE	09/02/2022	014-2022	09/02/2022 15:20	27.33	1421	1400	26.93	0.99
14	10/02/2022 05:00	ML-01	A	NO APLICA	10/02/2022	015-2022	10/02/2022 16:00	11.00	1421	850	6.58	0.60
15	15/02/2022 02:00	ML-02	A	NO APLICA	15/02/2022	016-2022	15/02/2022 16:00	14.00	170	170	14.00	1.00
16	14/02/2022 04:00	ML-01	C	ÁRBOLES SOBRE LA R	18/02/2022	017-2022	19/02/2022 10:00	126.00	1421	850	75.37	0.60
17	26/02/2022 05:00	ML-01	A	NO APLICA	26/02/2022	018-2022	26/02/2022 16:00	11.00	1421	95	0.74	0.07
18	26/02/2022 13:00	ML-02	A	NO APLICA	26/02/2022	018-2022	26/02/2022 16:00	3.00	170	170	3.00	1.00
19	27/02/2022 01:20	ML-02	A	NO APLICA	27/02/2022	019-2022	27/02/2022 16:00	14.67	170	170	14.67	1.00
20	01/03/2022 01:10	ML-01	A	NO APLICA	02/03/2022	020-2022	02/03/2022 16:00	38.83	1421	78	2.13	0.05
21	03/03/2022 01:10	ML-01	A	NO APLICA	03/03/2022	021-2022	03/03/2022 14:30	13.33	1421	1421	13.33	1.00
22	06/03/2022 04:30	ML-02	A	NO APLICA	06/03/2022	022-2022	06/03/2022 15:30	11.00	170	92	5.95	0.54
23	09/03/2022 11:30	ML-02	C	VASION DE VEGETACION	10/03/2022	023-2022	11/03/2022 15:40	52.17	170	170	52.17	1.00
24	08/03/2022 11:00	ML-01	C	VASION DE VEGETACION	11/03/2022	025-2022	11/03/2022 15:40	76.67	1421	1421	76.67	1.00
25	13/03/2022 16:00	ML-02	F	PARARRAYO	15/03/2022	026-2022	15/03/2022 11:15	43.25	170	94	23.91	0.55
26	18/03/2022 22:00	ML-02	A	NO APLICA	19/03/2022	027-2022	20/03/2022 14:30	40.50	170	170	40.50	1.00
27	26/03/2022 15:10	ML-01	B	AVE	27/03/2022	028-2022	27/03/2022 11:30	20.33	1421	1421	20.33	1.00
28	26/03/2022 15:10	ML-01	C	VASIÓN DE VEGETACION	29/03/2022	029-2022	29/03/2022 16:30	73.33	1421	1236	63.79	0.87
29	02/04/2022 07:15	ML-01	B	ROEDOR	02/04/2022	030-2022	03/04/2022 17:27	34.20	1421	1320	31.77	0.93
30	15/04/2022 14:35	ML-02	C	VASIÓN DE VEGETACION	15/04/2022	031-2022	16/04/2022 09:20	18.75	170	170	18.75	1.00
31	17/04/2022 22:15	ML-01	A	NO APLICA	18/04/2022	032-2022	18/04/2022 15:25	17.17	1421	89	1.08	0.06
32	19/04/2022 19:10	ML-01	C	VASIÓN DE VEGETACION	21/04/2022	033-2022	22/04/2022 17:40	4.00	1421	78	0.22	0.05
33	23/04/2022 21:00	ML-01	A	NO APLICA	24/04/2022	035-2022	24/04/2022 14:40	17.67	1421	129	1.60	0.09
34	05/05/2022 03:00	ML-01	A	NO APLICA	06/05/2022	036-2022	06/05/2022 14:30	35.50	1421	78	1.95	0.05
35	09/05/2022 11:30	ML-01	C	VASIÓN DE VEGETACION	10/05/2022	037-2022	10/05/2022 16:15	28.75	1421	194	3.93	0.14
36	17/05/2022 10:10	ML-01	B	ROEDOR	18/05/2022	038-2022	19/05/2022 16:20	54.17	1421	156	5.95	0.11
37	18/05/2022 01:30	ML-02	B	MURCIELAGO	18/05/2022	039-2022	19/05/2022 16:20	38.83	170	92	21.02	0.54
38	23/05/2022 06:30	ML-01	A	NO APLICA	24/05/2022	040-2022	24/05/2022 14:45	32.25	1421	1421	32.25	1.00
39	19/06/2022 16:30	ML-02	C	VASIÓN DE VEGETACION	20/06/2022	042-2022	20/06/2022 16:20	23.83	170	170	23.83	1.00
40	20/06/2022 21:30	ML-01	C	VASIÓN DE VEGETACION	21/06/2022	043-2022	21/06/2022 15:20	17.83	1421	800	10.04	0.56
41	23/06/2022 11:30	ML-01	C	VASIÓN DE VEGETACION	24/06/2022	044-2022	24/06/2022 18:12	30.70	1421	987	21.32	0.69
42	28/06/2022 11:30	ML-01	C	VASIÓN DE VEGETACION	30/06/2022	045-2022	30/06/2022 15:56	52.43	1421	851	31.40	0.60
43	03/07/2022 21:30	ML-01	C	VASIÓN DE VEGETACION	04/07/2022	-	04/07/2022 12:52	15.37	1421	654	7.07	0.46
44	12/07/2022 21:30	ML-01	B	AVE	13/07/2022	-	13/07/2022 11:42	14.20	1421	1421	14.20	1.00
45	13/07/2022 23:00	ML-01	B	RAPOSA	14/07/2022	-	14/07/2022 17:38	18.63	1421	1421	18.63	1.00
46	04/08/2022 15:00	ML-02	C	CONTACTO DE ARBOL	05/08/2022	-	05/08/2022 15:23	24.38	170	170	24.38	1.00
47	12/09/2022 08:40	ML-01	D	NO APLICA	12/09/2022	-	12/09/2022 15:23	6.72	1421	569	2.69	0.40
48	14/09/2022 02:25	ML-01	C	NO APLICA	14/09/2022	-	14/09/2022 17:29	15.07	1421	587	6.22	0.41
49	14/09/2022 17:05	ML-02	A	NO APLICA	15/09/2022	-	15/09/2022 15:57	22.87	170	170	22.87	1.00
50	06/10/2022 09:45	BARRA 4.16KV	C	CONTACTO DE ARBOL	06/10/2022 15:10	-	06/10/2022 17:00	7.25	1591	1591	7.25	1.00
51	06/10/2022 09:45	BARRA 4.16KV	A	NO APLICA	06/10/2022 15:10	-	06/10/2022 17:00	7.25	1591	1591	7.25	1.00
52	19/10/2022 07:00	ML-01	G	DN DE ESTRUCTURA DE	22/10/2022 10:30	-	22/10/2022 15:47	80.78	1421	564	32.06	0.40
53	27/10/2022 13:00	BARRA 4.16KV	A	FALLA INTERNA	27/10/2022 15:00	-	28/10/2022 17:00	28.00	1591	1591	28.00	1.00
54	30/10/2022 07:30	BARRA 4.16KV	A	NO APLICA	30/10/2022 07:30	-	30/10/2022 10:11	2.68	1591	1591	2.68	1.00
55	02/11/2022 09:00	BARRA 4.16KV	A	NO APLICA	02/11/2022 09:20	-	02/11/2022 16:20	7.33	1591	1591	7.33	1.00
56	03/11/2022 09:20	BARRA 4.16KV	E	MINIMIENTO EN SU CELD	03/11/2022 09:20	-	03/11/2022 18:00	8.67	1591	1591	8.67	1.00
57	06/11/2022 07:30	ML-01	C	ÁRBOL CAIDO SOBRE	06/11/2022 09:45	-	07/11/2022 15:39	32.15	1421	1241	28.08	0.87
58	15/11/2022 15:15	BARRA 4.16KV	A	ESFERICAS EN EL SECT	15/11/2022 15:15	-	15/11/2022 17:47	2.53	1591	1591	2.53	1.00
59	25/11/2022 10:30	ML-02	G	ORTE POR EMERGENCIA	25/11/2022 09:45	-	25/11/2022 11:45	1.25	170	92	0.68	0.54
60	07/12/2022 08:32	ML-01 y ML-02	E	TENIMIENTO PREVEN	-	-	07/12/2022 16:09	7.62	1591	1591	7.62	1.00
61	21/12/2022 22:30	ML-01 y ML-02	E	FALLA INTERNA	22/12/2022 16:00	-	22/12/2022 18:05	19.58	1591	1591	19.58	1.00

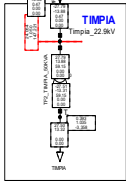


REPORTE DE INTERRUPCIONES MALVINAS I Y II Y SUS INDICADORES DE PERFORMANCE -AÑO 2020



ITEM	FECHA Y HORA DE INICIO DE LA FALLA	ALIMENTADOR DE MEDIA TENSION AFECTADO	CAUSA DE LA FALLA	ESPECIFICACION DE LA FALLA	PERMISO DE INGRESO PARA ENERGIZACIÓN	CODIGO DE FALLA	FECHA Y HORA DE ENERGIZACIÓN	DURACION	N° DE USUARIOS POR ALIMENTADOR	N° USUARIOS AFECTADOS	$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \cdot u_i}{N}$	$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N}$
1	7/01/2020 12:20:00	ML-02	A	NO APLICA	09/01/2020	002-2020	9/01/2020 16:20:00	52.00	170	170.00		
2	18/01/2020 18:30:00	ML-01	A	NO APLICA	20/01/2020	006-2020	21/01/2020 11:03:00	64.55	1421	1400.00	63.60	0.99
3	25/01/2020 09:40:00	ML-01	A	NO APLICA	28/01/2020	010-2020	27/01/2020 08:25:00	46.75	1421	1400.00	46.06	0.99
4	13/02/2020 04:00:00	ML-01	B	AVE	14/02/2020	011-2020	15/02/2020 10:30:00	46.75	1421	56.00	1.84	0.04
5	25/02/2020 01:00:00	ML-02	A	NO APLICA	26/02/2020	013-2020	1/03/2020 14:30:00	46.75	170	88.00	24.20	0.52
6	6/03/2020 05:35:00	ML-02	A	NO APLICA	08/03/2020	017-2020	9/03/2020 14:40:00	81.08	170	78.00	37.20	0.46
7	10/03/2020 13:30:00	ML-01	A	NO APLICA	12/03/2020	019-2020	13/03/2020 13:15:00	71.75	1421	1421.00	71.75	1.00
8	11/03/2020 08:00:00	ML-02	A	NO APLICA	12/03/2020	019-2020	13/03/2020 13:15:00	53.25	170	170.00	53.25	1.00
9	14/03/2020 14:15:00	ML-02	C	NO APLICA	15/03/2020	021-2020	16/03/2020 11:25:00	45.17	170	170.00	45.17	1.00
10	25/03/2020 09:20:00	ML-01	C	NO APLICA	26/03/2020	023-2020	27/03/2020 11:15:00	49.92	1421	258.00	9.06	0.18
11	31/03/2020 04:00:00	ML-02	A	NO APLICA	02/04/2020	026-2020	2/04/2020 15:10:00	59.17	170	170.00	59.17	1.00
12	31/03/2020 06:30:00	ML-01	A	NO APLICA	02/04/2020	026-2020	2/04/2020 15:10:00	56.67	1421	850.00	33.90	0.60
13	4/04/2020 09:00:00	ML-02	A	NO APLICA	04/04/2020	028-2020	7/04/2020 11:00:00	74.00	170	88.00	38.31	0.52
14	10/04/2020 12:30:00	ML-02	A	NO APLICA	11/04/2020	031-2020	14/04/2020 15:00:00	98.50	170	170.00	98.50	1.00
15	17/04/2020 11:00:00	ML-02	A	NO APLICA	19/04/2020	035-2020	20/04/2020 12:20:00	73.33	170	92.00	39.69	0.54
16	21/04/2020 11:30:00	ML-01	A	NO APLICA	22/04/2020	036-2020	23/04/2020 13:10:00	49.67	1421	850.00	29.71	0.60
17	28/04/2020 08:30:00	ML-01	A	NO APLICA	29/04/2020	039-2020	29/04/2020 10:15:00	25.75	1421	450.00	8.15	0.32
18	29/04/2020 12:40:00	ML-01	C	NO APLICA	29/04/2020	040-2020	30/04/2020 14:35:00	25.92	1421	58.00	1.06	0.04
19	7/05/2020 15:00:00	ML-01	C	NO APLICA	07/05/2020	042-2020	8/05/2020 10:10:00	19.17	1421	56.00	0.76	0.04
20	15/05/2020 01:00:00	ML-01	C	NO APLICA	15/05/2020	044-2020	16/05/2020 16:10:00	39.17	1421	140.00	3.86	0.10
21	19/05/2020 20:20:00	ML-02	B	AVE	19/05/2020	047-2020	21/05/2020 11:20:00	39.00	170	77.00	17.66	0.45
22	20/05/2020 18:30:00	ML-01	D		20/05/2020	049-2020	21/05/2020 14:10:00	52.00	1421	40.00	1.46	0.03
23	22/05/2020 17:45:00	ML-02	F	PARARRAYO	23/05/2020	051-2020	24/05/2020 09:05:00	39.33	170	47.00	10.87	0.28
24	23/05/2020 23:30:00	ML-01	B	ROEDOR	30/05/2020	054-2020	30/05/2020 14:30:00	159.00	1421	800.00	89.51	0.56
25	10/06/2020 15:50:00	ML-02	B	ROEDOR	11/06/2020	059-2020	12/06/2020 10:15:00	42.42	170	81.00	20.21	0.48
26	24/06/2020 20:30:00	ML-02	B	ROEDOR	25/06/2020	061-2020	26/06/2020 11:00:00	38.50	170	61.00	13.81	0.36
27	7/07/2020 13:20:00	ML-02	B	AVE	07/07/2020	067-2020	8/07/2020 10:30:00	21.17	170	37.00	4.61	0.22
28	7/07/2020 01:00:00	ML-01	B	ROEDOR	07/07/2020	067-2020	8/07/2020 10:35:00	33.58	1421	85.00	2.01	0.06
29	10/07/2020 09:15:00	ML-01	B	AVE	10/07/2020	068-2020	10/07/2020 17:35:00	8.33	1421	780.00	4.57	0.55
30	10/07/2020 18:10:00	ML-01	B	MONO	11/07/2020	069-2020	11/07/2020 10:00:00	15.83	1421	45.00	0.50	0.03
31	12/07/2020 07:00:00	ML-02	B	ROEDOR	13/07/2020	070-2020	13/07/2020 15:40:00	32.67	170	88.00	16.91	0.52
32	18/07/2020 22:15:00	ML-01	B	ROEDOR	19/07/2020	075-2020	19/07/2020 15:30:00	17.25	1421	81.00	0.98	0.06
33	26/07/2020 11:55:00	ML-01	B	ROEDOR	26/07/2020	078-2020	27/07/2020 08:45:00	20.83	1421	61.00	0.89	0.04
34	27/07/2020 23:10:00	ML-01	B	MONO	28/07/2020	079-2020	28/07/2020 16:00:00	16.83	1421	129.00	1.53	0.09
35	20/08/2020 10:15:00	ML-02	A	NO APLICA	20/08/2020	083-2020	21/08/2020 09:00:00	22.75	170	85.00	11.38	0.50
36	29/08/2020 09:15:00	ML-01	A	NO APLICA	30/08/2020	085-2020	30/08/2020 16:15:00	31.00	1421	780.00	17.02	0.55
37	30/08/2020 05:56:00	ML-01	C	NO APLICA	30/08/2020	086-2020	31/08/2020 11:30:00	29.57	1421	850.00	17.69	0.60
38	31/08/2020 13:20:00	ML-01	C	NO APLICA	01/09/2020	087-2020	1/09/2020 15:35:00	26.25	1421	1200.00	22.17	0.84
39	1/09/2020 15:50:00	ML-01	B	ROEDOR	02/09/2020	088-2020	3/09/2020 08:50:00	41.00	1421	458.00	13.21	0.32
40	21/09/2020 04:10:00	ML-02	C	NO APLICA	22/09/2020	093-2020	22/09/2020 09:30:00	29.33	170	92.00	15.87	0.54
41	27/09/2020 00:10:00	ML-01	B	ROEDOR	27/09/2020	100-2020	27/09/2020 16:10:00	16.00	1421	387.00	4.36	0.27
42	1/10/2020 15:50:00	ML-01	B	ROEDOR	02/10/2020	102-2020	2/10/2020 12:00:00	20.17	1421	82.00	1.16	0.06
43	3/10/2020 07:10:00	ML-02	C	NO APLICA	03/10/2020	105-2020	3/10/2020 16:30:00	9.33	170	94.00	5.16	0.55
44	5/10/2020 02:00:00	ML-02	C	NO APLICA	05/10/2020	108-2020	5/10/2020 11:20:00	9.33	170	170.00	9.33	1.00
45	13/10/2020 19:10:00	ML-02	C	NO APLICA	14/10/2020	111-2020	16/10/2020 14:15:00	67.08	170	170.00	67.08	1.00
46	20/10/2020 02:30:00	ML-02	A	NO APLICA	20/10/2020	115-2020	20/10/2020 14:40:00	12.17	170	170.00	12.17	1.00
47	25/10/2020 07:30:00	ML-02	A	NO APLICA	25/10/2020	117-2020	25/10/2020 14:30:00	7.00	170	94.00	3.87	0.55
48	27/10/2020 10:30:00	ML-02	B	AVE	27/10/2020	118-2020	28/10/2020 08:45:00	22.25	170	88.00	11.52	0.52
49	30/10/2020 05:10:00	ML-01	B	ROEDOR	30/10/2020	119-2020	30/10/2020 16:05:00	10.92	1421	421.00	3.23	0.30
50	4/11/2020 09:30:00	ML-01	A	NO APLICA	05/11/2020	120-2020	5/11/2020 14:35:00	29.08	1421	1421.00	29.08	1.00
51	5/11/2020 02:30:00	ML-02	A	NO APLICA	05/11/2020	120-2020	5/11/2020 14:35:00	12.08	170	170.00	12.08	1.00
52	5/11/2020 16:10:00	ML-02	F	PARARRAYO	05/11/2020	121-2020	6/11/2020 10:30:00	18.33	170	94.00	10.14	0.55
53	12/11/2020 04:10:00	ML-02	C	NO APLICA	12/11/2020	122-2020	12/11/2020 14:30:00	10.33	170	86.00	5.23	0.51
54	13/11/2020 11:30:00	ML-02	B	AVE	13/11/2020	125-2020	13/11/2020 17:10:00	5.67	170	94.00	3.13	0.55
55	17/11/2020 15:30:00	ML-01	B	AVE	18/11/2020	126-2020	18/11/2020 10:00:00	18.50	1421	800.00	10.42	0.56
56	29/11/2020 08:00:00	ML-01	A	NO APLICA	29/11/2020	127-2020	29/11/2020 17:18:00	9.30	1421	954.00	6.24	0.67
57	2/12/2020 19:10:00	ML-01	A	NO APLICA	03/12/2020	129-2020	3/12/2020 05:08:00	9.97	1421	426.00	2.99	0.30
58	6/12/2020 09:40:00	ML-01	D	NO APLICA	07/12/2020	134-2020	7/12/2020 09:30:00	23.83	1421	854.00	14.32	0.60
59	9/12/2020 10:25:00	ML-01	A	NO APLICA	09/12/2020	136-2020	10/12/2020 11:00:00	24.58	1421	698.00	12.08	0.49
60	10/12/2020 08:26:00	ML-01	A	NO APLICA	11/12/2020	140-2020	11/12/2020 12:10:00	27.73	1421	1400.00	27.32	0.99
61	12/12/2020 19:26:00	ML-01	D	NO APLICA	13/12/2020	142-2020	13/12/2020 16:20:00	20.90	1421	185.00	2.72	0.13
62	14/12/2020 14:26:00	ML-01	D	NO APLICA	15/12/2020	144-2020	15/12/2020 08:10:00	17.73	1421	420.00	5.24	0.30
63	18/12/2020 14:45:00	ML-01	D	NO APLICA	19/12/2020	149-2020	19/12/2020 09:20:00	18.58	1421	1421.00	18.58	1.00
64	21/12/2020 01:00:00	ML-01	D	NO APLICA	21/12/2020	151-2020	21/12/2020 15:20:00	14.33	1421	1421.00	14.33	1.00
65	31/12/2020 09:50:00	ML-01	A	NO APLICA	31/12/2020	155-2020	31/12/2020 15:58:00	6.13	1421	1400.00	6.04	0.99
66	31/12/2020 04:00:00	ML-02	A	NO APLICA	31/12/2020	155-2020	31/12/2020 15:58:00	11.97	170	170.00	11.97	1.00

<div> <div>REPORTE DE INTERRUPCIONES MALVINAS I Y II Y SUS INDICADORES DE PERFORMANCE –AÑO-2021</div> </div>												
ITEM	FECHA Y HORA DE INICIO DE LA FALLA	ALIMENTADOR DE MEDIA TENSION AFECTADO	CAUSA DE LA FALLA	ESPECIFICACION DE LA FALLA	PERMISO DE INGRESO PARA ENERGIZACION	CODIGO DE FALLA	FECHA Y HORA DE ENERGIZACION	DURACION	N° DE USUARIOS POR ALIMENTADOR	N° USUARIOS AFECTADOS	$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \cdot u_i}{N}$	$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N}$
1	5/01/2021 04:20:00	ML-01	A	NO APLICA	05/01/2021	001-2021	5/01/2021 14:51:00	10.52	1421	1421	10.52	1.00
2	6/01/2021 01:10:00	ML-01	A	NO APLICA	06/01/2021	002-2021	6/01/2021 14:47:00	13.62	1421	800	7.67	0.56
3	17/01/2021 19:45:00	ML-01	A	NO APLICA	18/01/2021	009-2021	18/01/2021 14:35:00	18.83	1421	1200	15.90	0.84
4	26/01/2021 10:45:00	ML-02	A	NO APLICA	27/01/2021	013-2021	27/01/2021 16:36:00	29.85	170	47	8.25	0.28
5	28/01/2021 09:10:00	ML-02	D	NO APLICA	28/01/2021	014-2021	28/01/2021 16:30:00	7.33	170	62	2.67	0.36
6	29/01/2021 02:00:00	ML-01	A	NO APLICA	29/01/2021	016-2021	29/01/2021 16:29:00	14.48	1421	850	8.66	0.60
7	31/01/2021 20:36:00	ML-01	A	NO APLICA	01/02/2021	022-2021	1/02/2021 11:36:00	15.00	1421	1230	12.98	0.87
8	2/02/2021 08:00:00	ML-01	C	NO APLICA	02/02/2021	023-2021	2/02/2021 15:06:00	7.10	1421	850	4.25	0.60
9	5/02/2021 02:36:00	ML-01	C	NO APLICA	05/02/2021	025-2021	5/02/2021 15:08:00	12.53	1421	1200	10.58	0.84
10	6/02/2021 22:40:00	ML-01	B	ROEDOR	07/02/2021	027-2021	7/02/2021 14:26:00	15.77	1421	900	9.99	0.63
11	7/02/2021 11:00:00	ML-01	B	MURCIELAGO	08/02/2021	028-2021	8/02/2021 15:48:00	28.80	1421	56	1.13	0.04
12	9/02/2021 02:10:00	ML-01	B	ROEDOR	09/02/2021	029-2021	9/02/2021 16:10:00	14.00	1421	569	5.61	0.40
13	12/02/2021 16:18:00	ML-01	D	NO APLICA	12/02/2021	030-2021	13/02/2021 09:50:00	17.53	1421	1400	17.27	0.99
14	14/02/2021 01:30:00	ML-01	D	NO APLICA	14/02/2021	032-2021	14/02/2021 15:23:00	13.88	1421	1421	13.88	1.00
15	18/02/2021 02:30:00	ML-02	C	NO APLICA	18/02/2021	034-2021	18/02/2021 16:40:00	14.17	170	56	4.67	0.33
16	23/02/2021 01:10:00	ML-01	B	MURCIELAGO	24/02/2021	035-2021	24/02/2021 10:31:00	33.35	1421	1350	31.68	0.95
17	27/02/2021 13:20:00	ML-02	A	NO APLICA	27/02/2021	036-2021	27/02/2021 13:41:00	0.35	170	77	0.16	0.45
18	28/02/2021 09:40:00	ML-02	B	AVE	28/02/2021	037-2021	28/02/2021 15:45:00	6.08	170	40	1.43	0.24
19	29/02/2021 11:30:00	ML-02	C	NO APLICA	29/02/2021	038-2021	1/03/2021 09:41:00	22.18	170	47	6.13	0.28
20	1/03/2021 14:00:00	ML-02	C	NO APLICA	03/03/2021	040-2021	4/03/2021 11:00:00	69.00	170	62	25.16	0.36
21	5/03/2021 12:30:00	ML-02	D	NO APLICA	05/03/2021	042-2021	6/03/2021 09:30:00	21.00	170	81	10.01	0.48
22	9/03/2021 18:43:00	ML-02	D	NO APLICA	11/03/2021	043-2021	11/03/2021 10:00:00	39.28	170	61	14.10	0.36
23	11/03/2021 12:00:00	ML-02	F	PARARRAYO	14/03/2021	049-2021	14/03/2021 14:12:00	74.20	170	129	56.30	0.76
24	13/03/2021 02:00:00	ML-01	B	MURCIELAGO	14/03/2021	049-2021	14/03/2021 14:12:00	36.20	1421	1421	36.20	1.00
25	15/03/2021 22:15:00	ML-01	B	MURCIELAGO	16/03/2021	051-2021	16/03/2021 15:21:00	17.10	1421	1245	14.98	0.88
26	17/03/2021 03:35:00	ML-01	C	NO APLICA	17/03/2021	052-2021	17/03/2021 15:10:00	11.58	1421	1400	11.41	0.99
27	20/03/2021 05:30:00	ML-01	A	NO APLICA	20/03/2021	053-2021	21/03/2021 09:05:00	27.58	1421	1421	27.58	1.00
28	20/03/2021 04:30:00	ML-02	A	NO APLICA	21/03/2021	054-2021	22/03/2021 11:15:00	54.75	170	77	24.80	0.45
29	29/03/2021 05:30:00	ML-01	B	AVE	29/03/2021	056-2021	29/03/2021 10:00:00	4.50	1421	1421	4.50	1.00
30	7/04/2021 14:30:00	ML-02	A	NO APLICA	07/04/2021	064-2021	8/04/2021 10:30:00	20.00	170	47	5.53	0.28
31	9/04/2021 00:10:00	ML-01	A	NO APLICA	09/04/2021	065-2021	9/04/2021 12:10:00	12.00	1421	62	0.52	0.04
32	9/04/2021 12:50:00	ML-01	C	NO APLICA	10/04/2021	066-2021	10/04/2021 10:15:00	21.42	1421	148	2.23	0.10
33	18/04/2021 16:30:00	ML-02	A	NO APLICA	18/04/2021	067-2021	19/04/2021 16:00:00	23.50	170	140	19.35	0.82
34	20/04/2021 16:30:00	ML-01	A	NO APLICA	21/04/2021	068-2021	21/04/2021 15:00:00	22.50	1421	800	12.67	0.56
35	25/04/2021 23:50:00	ML-01	A	NO APLICA	26/04/2021	070-2021	26/04/2021 15:30:00	15.67	1421	850	9.37	0.60
36	29/04/2021 03:00:00	ML-02	A	NO APLICA	29/04/2021	071-2021	29/04/2021 15:50:00	12.83	170	47	3.55	0.28
37	18/05/2021 21:00:00	ML-01	D	NO APLICA	19/05/2021	073-2021	19/05/2021 15:14:00	18.23	1421	856	10.98	0.60
38	21/05/2021 15:40:00	ML-01	A	NO APLICA	21/05/2021	073-2021	22/05/2021 09:40:00	18.00	1421	984	12.46	0.69
39	23/05/2021 17:00:00	ML-01	A	NO APLICA	23/05/2021	076-2021	24/05/2021 11:20:00	18.33	1421	984	12.70	0.69
40	23/05/2021 17:40:00	ML-02	A	NO APLICA	23/05/2021	076-2021	24/05/2021 11:20:00	17.67	170	129	13.41	0.76
41	28/05/2021 05:00:00	ML-02	A	NO APLICA	28/05/2021	078-2021	28/05/2021 16:20:00	11.33	170	85	5.67	0.50
42	28/05/2021 19:00:00	ML-02	B	ROEDOR	29/05/2021	079-2021	29/05/2021 16:20:00	21.33	170	140	17.57	0.82
43	2/06/2021 08:00:00	ML-01	D	NO APLICA	01/06/2021	080-2021	2/06/2021 09:20:00	1.33	1421	1200	1.13	0.84
44	27/07/2021 19:50:00	ML-01	B	ROEDOR	28/07/2021	104-2021	28/07/2021 14:50:00	19.00	1421	1236	16.53	0.87
45	4/08/2021 03:40:00	ML-01	B	ROEDOR	04/08/2021	-	4/08/2021 11:00:00	7.33	1421	1258	6.49	0.89
46	9/08/2021 09:50:00	ML-01	B	ROEDOR	09/08/2021	-	9/08/2021 15:00:00	5.17	1421	1421	5.17	1.00
47	26/08/2021 19:00:00	ML-01	A	NO APLICA	27/08/2021	-	27/08/2021 15:00:00	20.00	1421	58	0.82	0.04
48	2/09/2021 15:20:00	ML-01	A	NO APLICA	03/08/2021	113-2021	3/09/2021 11:00:00	19.67	1421	37	0.51	0.03
49	6/09/2021 09:20:00	ML-01	C	NO APLICA	07/09/2021	114-2021	7/09/2021 10:00:00	24.67	1421	1421	24.67	1.00
50	14/09/2021 03:40:00	ML-01	C	NO APLICA	14/09/2021	115-2021	14/09/2021 14:00:00	10.33	1421	1421	10.33	1.00
51	16/09/2021 19:10:00	ML-01	A	NO APLICA	16/09/2021	117-2021	17/09/2021 14:00:00	18.83	1421	699	9.26	0.49
52	28/09/2021 13:10:00	ML-02	A	NO APLICA	29/09/2021	122-2021	29/09/2021 12:00:00	22.83	170	170	22.83	1.00
53	29/09/2021 08:30:00	ML-01	A	NO APLICA	29/09/2021	123-2021	30/09/2021 10:30:00	26.00	1421	140	2.56	0.10
54	29/09/2021 13:00:00	ML-02	F	PARARRAYO	30/09/2021	124-2021	30/09/2021 10:30:00	21.50	170	77	9.74	0.45
55	3/10/2021 14:10:00	ML-02	A	NO APLICA	04/10/2021	129-2021	4/10/2021 11:20:00	21.17	170	40	4.98	0.24
56	6/10/2021 14:50:00	ML-01	E	DE LA PLANTA DE F	07/10/2021	130-2021	13/10/2021 14:30:00	167.67	1421	1421	167.67	1.00
57	6/10/2021 14:50:00	ML-02	E	DE LA PLANTA DE F	07/10/2021	130-2021	15/10/2021 12:10:00	213.33	170	62	77.80	0.36
58	15/10/2021 07:45:00	ML-01	E	ABAJOS EN EL REL	NO APLICA	NO APLICA	15/10/2021 12:25:00	4.67	1421	81	0.27	0.06
59	19/10/2021 14:35:00	ML-01	A	NO APLICA	20/10/2021	132-2021	20/10/2021 14:45:00	24.17	1421	1421	24.17	1.00
60	27/10/2021 03:20:00	ML-01	A	NO APLICA	27/10/2021	133-2021	27/10/2021 14:57:00	11.62	1421	129	1.05	0.09
61	7/11/2021 07:20:00	ML-01	A	NO APLICA	07/11/2021	136-2021	7/11/2021 15:20:00	8.00	1421	1421	8.00	1.00
62	8/11/2021 05:15:00	ML-01	B	AVE	08/11/2021	139-2021	8/11/2021 11:40:00	6.42	1421	1421	6.42	1.00
63	9/11/2021 14:40:00	ML-01	A	NO APLICA	10/11/2021	140-2021	10/11/2021 11:05:00	20.42	1421	140	2.01	0.10
64	11/11/2021 11:40	ML-01	A	NO APLICA	12/11/2021	142-2021	12/11/2021 16:15:00	28.58	1421	800	16.09	0.56
65	14/11/2021 00:30	ML-02	A	NO APLICA	15/11/2021	145-2021	15/11/2021 10:20:00	33.83	170	40	7.96	0.24
66	17/11/2021 15:30	ML-01	A	NO APLICA	18/11/2021	146-2021	18/11/2021 10:48:00	19.30	1421	1421	19.30	1.00
67	18/11/2021 00:20	ML-02	A	NO APLICA	18/11/2021	147-2021	18/11/2021 10:48:00	10.47	170	62	3.82	0.36
68	19/11/2021 01:30	ML-02	A	NO APLICA	19/11/2021	148-2021	19/11/2021 10:48:00	9.30	170	81	4.43	0.48
69	25/11/2021 02:30	ML-01	A	NO APLICA	25/11/2021	149-2021	25/11/2021 15:20:00	12.83	1421	61	0.55	0.04
70	27/11/2021 05:30	ML-01	A	NO APLICA	27/11/2021	152-2021	27/11/2021 15:30:00	10.00	1421	1421	10.00	1.00
71	28/11/2021 07:30	ML-01	A	NO APLICA	28/11/2021	153-2021	28/11/2021 11:20:00	3.83	1421	77	0.21	0.05
72	09/12/2021 19:30	ML-02	A	NO APLICA	10/12/2021	158-2021	10/12/2021 16:30	21.00	170	170	21.00	1.00
73	10/12/2021 13:48	ML-01	A	NO APLICA	10/12/2021	158-2021	10/12/2021 16:30	2.70	1421	1421	2.70	1.00
74	11/12/2021 20:30	ML-02	A	NO APLICA	12/12/2021	162-2021	12/12/2021 12:00	15.50	170	62	5.65	0.36
75	13/12/2021 07:30	ML-01	A	NO APLICA	13/12/2021	163-2021	13/12/2021 15:30	8.00	1421	81	0.46	0.06
76	16/12/2021 05:00	ML-01	A	NO APLICA	16/12/2021	165-2021	16/12/2021 16:30	11.50	1421	1421	11.50	1.00
77	16/12/2021 22:00	ML-01	A	NO APLICA	17/12/2021	166-2021	17/12/2021 16:10	18.17	1421	129	1.65	0.09
78	19/12/2021 03:30	ML-02	A	NO APLICA	19/12/2021	168-2021	19/12/2021 17:00	13.50	170	85	6.75	0.50



## Reporte de flujo de carga y de potencia



### Anexo 3 Panel Fotografico

Itms	Descipcion de Imagen	Fotografia
1	La idea de esta tesis surgió a partir de los trabajos realizados en el Bajo Urubamba, zona clave para el proyecto.	 <p>A group of people wearing safety gear (hard hats and high-visibility vests) are standing on a rocky riverbank. A small boat with a red and white flag is moored nearby. The background shows a river and a forested hillside.</p>
2	Recorrido de la linea malvinas 1 y 2	 <p>A person is sitting on a large, reddish-brown rock in a river. The background shows a wide river and distant mountains under a clear sky.</p>



3	Sistema electrico en mal estado por falta de mantenimiento	
4	Linea Malvinas ML-1 y ML-02	

## Anexo 4 Reporte de calculo de parametros electricos

### A) PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE NODOS

PARAMETROS ELECTRICOS DE NODOS					
ID	Nombre Nodo	Nodo Tipo	Vn (kV)	Frecuencia (Hz)	Nivel Tensión
8	Malvinas	Nodo	22.9	60	Media Tensión
704830	Dev. Kirigueti	Nodo	22.9	60	Media Tensión
704860	Kirigueti MT 2	Nodo	22.9	60	Media Tensión
704871	Kirigueti BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
704926	Nuevo Mundo 1 BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
704922	Nuevo Mundo 1 MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión
704920	Dev Nuevo Mundo	Nodo	22.9	60	Media Tensión
704967	Nuevo Mundo 2 BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
704963	Nuevo Mundo 2 MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión
PARAMETROS ELECTRICOS DE NODOS					
ID	Nombre Nodo	Nodo Tipo	Vn (kV)	Frecuencia (Hz)	Nivel Tensión
705081	Chocoriari BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
705077	Chocoriari MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705091	Timpía BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
705110	Dev Timpia	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705105	Dev Chocoriari	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705215	Nueva Vida MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705229	Nueva Luz 1 BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
705225	Nueva Luz 1 MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705219	Nueva Vida BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
705243	Dev Nueva Vida	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705239	Nueva Luz 2 BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
705235	Nueva Luz 2 MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705248	Dev Nueva Luz	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705270	Dev Malvinas 1	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705421	Sensa BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
705417	Sensa MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705437	Puerto Rico MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705431	Maria BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
705427	Maria MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705451	Sepahua BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
705441	Puerto Rico BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión

705464	Dev Sensa	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705463	Dev Maria	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705459	Dev Puerto Rico	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705458	Sepahua MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión
706012	Dev Malvinas 2	Nodo	22.9	60	Media Tensión
706028	Dev Kuwait	Nodo	22.9	60	Media Tensión
706036	Kuwait MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión
706073	Kuwait BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
706129	AMT MT-3	Nodo	22.9	60	Media Tensión
706137	Timpia MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión
706145	AMT MT-2	Nodo	22.9	60	Media Tensión
706153	AMT MT-1	Nodo	22.9	60	Media Tensión
706201	AMT MS-2	Nodo	22.9	60	Media Tensión
706204	AMT MS-1	Nodo	22.9	60	Media Tensión
706232	AMT MS-3	Nodo	22.9	60	Media Tensión
706240	AMT MS-4	Nodo	22.9	60	Media Tensión
706248	AMT MS-5	Nodo	22.9	60	Media Tensión
706251	AMT MS-6	Nodo	22.9	60	Media Tensión
706269	Kirigueti MT 1	Nodo	22.9	60	Media Tensión
706277	Nuevo Mundo MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión

## B) PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LÍNEA

PARAMETROS ELECTRICOS DE LINEA ELECTRICA										
ID	Nombre	Tipo	Long. (km)	R(1) (ohm/km)	X(1) (ohm/km)	C(1) (uF/km)	R(0) (ohm/km)	X(0) (ohm/km)	C(0) (uF/km)	FASES
704863	LA-5	3x35 AAAC	0.24	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
704917	LA-8	3x35 AAAC	0.74	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
704958	LA-9	3x35 AAAC	0.36	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
704975	LA-11	3x50 AAAC	4.09	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
704970	LA-6	3x50 AAAC	2.6	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
705073	LB-3	3x35 AAAC	0.28	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
705102	LB-7	3x35 AAAC	7.38	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
705211	LA-12	3x35 AAAC	1.36	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
705231	LA-15	3x35 AAAC	0.9	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
705221	LA-14	3x35 AAAC	0.5	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
705244	LA-17	3x50 AAAC	8.38	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
705240	LA-13	3x50 AAAC	9.15	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
705278	LA-1	3x50 AAAC	13.85	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
705273	T1	3x50 AAAC	8.8	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3

705283	LB-1	3x35 AAC	6.72	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
705423	LA-20	3x35 AAC	1.65	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
705413	LA-18	3x35 AAC	0.95	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
705433	LA-22	3x35 AAC	1.56	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
705455	LA-25	3x50 AAC	4.01	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
705452	LA-21	3x50 AAC	0.5	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
705460	LA-19	3x50 AAC	9.64	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
706015	T2	3x50 AAC	5.21	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
706031	LB-4	3x35 AAC	7.66	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
706065	LB-6	3x35 AAC	0.72	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
706132	LB-8	3x35 AAC	6.13	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
706140	LB-9	3x35 AAC	0.16	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
706148	LB-5	3x35 AAC	0.08	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
706156	LB-2	3x35 AAC	0.29	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
706207	LA-2	3x50 AAC	11.31	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
706212	LA-3	3x50 AAC	4.85	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
706235	LA-10	3x50 AAC	0.77	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
706243	LA-16	3x50 AAC	0.81	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
706254	LA-23	3x50 AAC	0.19	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
706259	LA-24	3x50 AAC	14.11	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
706272	LA-4	3x50 AAC	0.48	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
706280	LA-7	3x50 AAC	0.65	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3

### C) PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

PARAMETROS ELECTRICOS DE EQUIPOS DE TRANSFORMACION														
ID	Nombre Sector	Tipo	Grupo Vectorial	Sr (kVA)	Vr1 (kV)	Vr2 (kV)	Zcc (%)	Puesta a Tierra 1	Puesta a Tierra 2	Tap Operació	Tap Minimo	Tap Nominal	Tap Maximo	Delta V
704857	Kirigueti	100KVA 22.9/0.38-0.23kV	Dyn5	100	22.9	0.38	3.75	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
704916	Nuevo Mundo 1	25KVA 22.9/0.38-0.23kV	Dyn5	25	22.9	0.38	2.92	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
704957	Nuevo Mundo 2	25KVA 22.9/0.38-0.23kV	Dyn5	25	22.9	0.38	2.92	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
705082	Timpia	50KVA 22.9/0.38-0.23kV	Dyn5	50	22.9	0.38	3.6	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
705072	Chocoriari	50KVA 22.9/0.38-0.23kV	Dyn5	50	22.9	0.38	3.6	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
705210	Nueva Vida	25KVA 22.9/0.38-0.23kV	Dyn5	25	22.9	0.38	2.92	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
705230	Nueva Luz 2	25KVA 22.9/0.38-0.23kV	Dyn5	25	22.9	0.38	2.92	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5



705220	Nueva Luz 1	25KVA 22.9/0.38-0.23kV	Dyn5	25	22.9	0.38	2.92	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
705422	Maria	100KVA 22.9/0.38-0.23kV	Dyn5	100	22.9	0.38	3.75	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
705412	Sensa	25KVA 22.9/0.38-0.23kV	Dyn5	25	22.9	0.38	2.92	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
705432	Puerto Rico	50KVA 22.9/0.38-0.23kV	Dyn5	50	22.9	0.38	3.6	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
705442	Sepahua	400KVA 22.9/0.38-0.23kV	Dyn5	400	22.9	0.38	4.2	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
706062	Kuwait	10KVA 22.9/0.38-0.23kV	Dyn5	10	22.9	0.38	1.9	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5

## D) PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE CARGAS

PARAMETROS ELECTRICOS DE CARGAS								
ID	Nombre Sector	P (kW)	Q (kVar)	S (kVA)	I (Amp)	Conexión	Modelo Dinamico	Fases
704924	Nuevo Mundo 1	20.6	9.977	22.889	34.8	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3N
704965	Nuevo Mundo 2	12.92	6.257	14.356	21.8	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3N
705079	Chocoriari	24.06	11.653	26.733	40.6	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3N
705089	Timpía	27.18	13.164	30.2	45.9	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3N
705227	Nueva Luz 1	15.89	7.696	17.656	26.8	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3N
705217	Nueva Vida	15.14	7.333	16.822	25.6	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3N
705237	Nueva Luz 2	20.43	9.895	22.7	34.5	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3N
705259	Kirigueti	39.42	19.092	43.8	66.5	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3N
705419	Sensa	17.14	8.301	19.044	28.9	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3N
705439	Puerto Rico	24.46	11.847	27.178	41.3	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3N
705429	Maria	35.38	17.135	39.311	59.7	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3N
705449	Sepahua	179.25	86.815	199.167	302.6	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3N
706078	Kuwait.	2.6	1.259	2.889	4.4	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3N

### 1.1. BASE DE DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL PROYECTO EN ESTUDIO

## A) PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE NODOS

PARAMETROS ELECTRICOS DE NODOS					
ID	Nombre Nodo	Nodo Tipo	Vn (kV)	Frecuencia (Hz)	Nivel Tensión
857529	Dev Nueva Vida 4	Nodo	22.9	60	Media Tensión
857643	NVida 4 MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión
857637	NVida 4 BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
857633	NVida 4 MT2	Nodo	22.9	60	Media Tensión
857739	NVida 5 MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión
857787	NVida 2 MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión

857829	NVida 2 BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
857875	NVida 1 MT1	Nodo	22.9	60	Media Tensión
857893	NVida 1 MT2	Nodo	22.9	60	Media Tensión
857935	NVida BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
857981	Dev Nueva Vida 3	Nodo	22.9	60	Media Tensión
858144	NVida 3 MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión
858147	NVida 3 BT	Nodo	0.44	60	Baja Tensión
858225	Dev Nueva Luz 1	Nodo	22.9	60	Media Tensión
858275	NLuz 1 BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
858277	NLuz 1 MT2	Nodo	22.9	60	Media Tensión
858278	NLuz 1 MT1	Nodo	22.9	60	Media Tensión
858423	NLuz 6 MT1	Nodo	22.9	60	Media Tensión
858491	Dev Nueva Luz 2	Nodo	22.9	60	Media Tensión
858494	NLuz 2 MT1	Nodo	22.9	60	Media Tensión
858538	NLuz 2 MT2	Nodo	22.9	60	Media Tensión
858596	NLuz 2 BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
858665	NLuz 9 MT1	Nodo	22.9	60	Media Tensión
858697	NLuz 9 MT2	Nodo	22.9	60	Media Tensión
858785	Sensa MT1	Nodo	22.9	60	Media Tensión
858805	Dev Sensa 10	Nodo	22.9	60	Media Tensión
858825	Sensa 10 MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión
858941	Sensa 11 MT	Nodo	22.9	60	Media Tensión
858985	Sensa 11 BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
859027	Sensa 13 MT1	Nodo	22.9	60	Media Tensión
859047	Sensa 13 MT2	Nodo	22.9	60	Media Tensión
859161	Sensa 13 BT	Nodo	0.44	60	Baja Tensión
859288	Dev Sensa 2	Nodo	22.9	60	Media Tensión
859332	Sensa 12 MT1	Nodo	22.9	60	Media Tensión
859379	Sensa 12 MT2	Nodo	22.9	60	Media Tensión
859435	Sensa12 BT	Nodo	0.44	60	Baja Tensión
705215	NVida 5 MT2	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705229	NLuz 6 BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
<b>PARAMETROS ELECTRICOS DE NODOS</b>					
ID	Nombre Nodo	Nodo Tipo	Vn (kV)	Frecuencia (Hz)	Nivel Tensión
705225	NLuz 6 MT2	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705219	NVida 5 BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
705243	Dev Nueva Vida	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705239	NLuz 9 BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
705235	Dev Nueva Luz Exist2	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705248	Dev Nueva Luz	Nodo	22.9	60	Media Tensión

705421	Sensa 10 BT	Nodo	0.38	60	Baja Tensión
705417	Sensa MT2	Nodo	22.9	60	Media Tensión
705464	Dev Sensa	Nodo	22.9	60	Media Tensión

## B) PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LÍNEA

PARAMETROS ELECTRICOS DE LINEA ELECTRICA										
ID	Nombre	Tipo	Long. (km)	R(1) (ohm/km)	X(1) (ohm/km)	C(1) (uF/km)	R(0) (ohm/km)	X(0) (ohm/km)	C(0) (uF/km)	FASES
857542	L-NV-1	3x50 AAAC	0.94	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
857638	RP NV 4	3x35 AAAC	0.359	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
857790	RP NV2	3x35 AAAC	1.25	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
857896	RP NV 1	3x35 AAAC	1.31	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
857989	LA-13-2	3x50 AAAC	6.997	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
858228	L858228	3x50 AAAC	0.383	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
858286	RP NLUZ 1	3x35 AAAC	0.19	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
858546	RP NLuz 2	3x35 AAAC	0.199	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
858700	RP NLuz 9	3x35 AAAC	0.39	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
858828	RP Sensa 10	3x35 AAAC	0.198	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
858944	RP Sensa 11	3x35 AAAC	0.43	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
859291	LA-19-1	3x50 AAAC	0.62	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
704975	LA-11	3x50 AAAC	3.15	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
705211	RP NV1,2,5	3x35 AAAC	1.25	0.952	0.475237336	0.00881	1.128404	1.90801889	0.00393895	L1L2L3
705244	LA-17	3x50 AAAC	8.38	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
705240	LA-13-1	3x50 AAAC	1.77	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
705460	LA-19-2	3x50 AAAC	9.02	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3
706235	LA-10	3x50 AAAC	0.77	0.663	0.463337956	0.009036	0.839404	1.89611951	0.00398354	L1L2L3

ID	Nombre	Tipo	Long. (km)	Rrr (ohm/km)	Rrs (ohm/km)	Rrt (ohm/km)	Rss (ohm/km)	Rst (ohm/km)	Rtt (ohm/km)	FASES
858148	RP NV 3	2x35 AAAC	0.092	1.011775316	0.060270632	0.00	1.011775	0	0	L1L2
859187	RP SENSa 13	2x35 AAAC	0.94	1.011775316	0	0.00	1.011775	0.06027063	0	L2L3
859350	L859350	2x35 AAAC	0.06	1.011775316	0	0.06	0	0	1.01177532	L1L3
859382	RP SENSa 12	2x35 AAAC	0.29	1.011775316	0	0.06	0	0	1.01177532	L1L3

## PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

PARAMETROS ELECTRICOS DE EQUIPOS DE TRANSFORMACION														
ID	Nombre Sector	Tipo	Grupo Vectorial	Sr (kVA)	Vr1 (kV)	Vr2 (kV)	Zcc (%)	Puesta a Tierra 1	Puesta a Tierra 2	Tap Operación	Tap Mínimo	Tap Nominal	Tap Máximo	Delta V
857631	Nueva Vida 4	15KVA 22.9/0.38-0.22kV	Dyn5	15	22.9	0.38	2.52	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
857825	Nueva Vida 2	25KVA 22.9/0.38-0.22kV	Dyn5	25	22.9	0.38	2.92	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
857931	Nueva Vida 1	15KVA 22.9/0.38-0.22kV	Dyn5	15	22.9	0.38	2.52	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
858271	Nueva Luz 1	15KVA 22.9/0.38-0.22kV	Dyn5	15	22.9	0.38	2.52	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
858593	Nueva Luz 2	50KVA 22.9/0.38-0.22kV	Dyn5	50	22.9	0.38	3.6	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
858981	Sensa 1	25KVA 22.9/0.38-0.22kV	Dyn5	25	22.9	0.38	2.92	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
705210	Nueva Vida Exist	25KVA 22.9/0.38-0.22kV	Dyn5	25	22.9	0.38	2.92	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
705230	Nueva Luz Exist2	25KVA 22.9/0.38-0.22kV	Dyn5	25	22.9	0.38	2.92	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
705220	Nueva Luz Exist1	50KVA 22.9/0.38-0.22kV	Dyn5	100	22.9	0.38	3.6	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5
705412	Sensa Exist	50KVA 22.9/0.38-0.22kV	Dyn5	50	22.9	0.38	3.6	isolated	direct	3	1	3	5	-2.5

ID	Nombre Sector	Tipo	Modelo	Grupo Vectorial	Fase	Sr (kVA)	Vr1 (kV)	Vr2 (kV)	Zcc (%)	R (%)	IO (%)
858141	Nueva Vida 3	10 kVA 22.9/0.44-0.22 kV	Mono/bifásico	E/E	L1L2	10	22.9	0.44	1.9	1.84	2.5
859155	Sensa 3	10 kVA 22.9/0.44-0.22 kV	Mono/bifásico	E/E	L2L3	10	22.9	0.44	1.9	1.84	2.5
859431	Sensa 2	10 kVA 22.9/0.44-0.22 kV	Mono/bifásico	E/E	L1L3	10	22.9	0.44	1.9	1.84	2.5

## C) PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE CARGAS

PARAMETROS ELECTRICOS DE CARGAS								
ID	Nombre Sector	P (kW)	Q (kVar)	S (kVA)	I (Amp)	Conexión	Modelo Dinamico	Fases
857635	Nueva Vida 4.	2.02	0.978	2.244	3.41	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3
857827	Nueva Vida 2.	11.4	5.521	12.667	19.25	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3
857933	Nueva Vida 1.	2.02	0.978	2.244	3.41	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3
858142	Nueva Vida 3.	2.8	1.356	3.111	7.066767	Y Tierra	Z Constante	L1L2
858273	Nueva Luz 1.	5.41	2.62	6.011	9.13	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3
858594	Nueva Luz 2.	20.29	9.827	22.544	34.25	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3

858983	Sensa 1.	10.25	4.964	11.389	17.3	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3
859156	Sensa 3.	1.6	0.775	1.778	4.035678	Y Tierra	Z Constante	L2L3
859432	Sensa 2.	2.95	1.429	3.278	7.447818	Y Tierra	Z Constante	L1L3
705227	Nueva Luz Exist1.	26.41	12.791	29.344	44.58	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3
705217	Nueva Vida Exist.	17.38	8.418	19.311	29.34	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3
705237	Nueva Luz Exist2	18.71	9.062	20.789	31.59	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3
705419	Sensa Exist.	24.03	11.638	26.7	40.57	Y Tierra	Z Constante	L1L2L3

# ANEXO 05 RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima			Annex:	G.L.H.		/ 2		
rated Voltage [kV] [p.u.] Bus-voltage [kV] [deg] Active Power [kW] Reactive Power [kvar] Power Factor [-] Current [A ] Loading [%]									Additional Data					
SENSA_22.9kV 22.90 1.02 13.50 146.59 1.02 13.50 26.59 1.02 13.50 -93.41														
Cub_1	/Tr2	TF2_SENSA_50K	A	4.60	2.29	0.90	0.38	30.17	Tap:	-1.00	Min:	-5	Max:	5
			B	4.60	2.29	0.90	0.38	30.17						
			C	4.60	2.29	0.90	0.38	30.17						
Cub_2	/Lne	LT_SENSA_2	A	-4.61	-2.28	-0.90	0.38	0.24	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.55 kvar	L:	0.91 km
			B	-4.61	-2.28	-0.90	0.38	0.24	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.55 kvar		
			C	-4.61	-2.28	-0.90	0.38	0.24	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.55 kvar		
----- 22.90 -----														
				1.02	13.54	146.67								
				1.02	13.54	26.67								
				1.02	13.54	-93.33								
Cub_1	/Tr2	TF2_NUEVA LUZ	A	8.32	4.15	0.89	0.69	54.46	Tap:	-1.00	Min:	-5	Max:	5
			B	8.32	4.15	0.89	0.69	54.46						
			C	8.32	4.15	0.89	0.69	54.46						
Cub_2	/Lne	LT_Nuv.Luz 1_	A	-8.33	-4.15	-0.90	0.69	0.43	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.55 kvar	L:	0.90 km
			B	-8.33	-4.15	-0.90	0.69	0.43	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.55 kvar		
			C	-8.33	-4.15	-0.90	0.69	0.43	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.55 kvar		
----- 22.90 -----														
				1.03	13.59	146.77								
				1.03	13.59	26.77								
				1.03	13.59	-93.23								
Cub_1	/Tr2	TF2_NUEVA VID	A	4.64	2.29	0.90	0.38	60.44	Tap:	-1.00	Min:	-5	Max:	5
			B	4.64	2.29	0.90	0.38	60.44						
			C	4.64	2.29	0.90	0.38	60.44						
Cub_2	/Lne	LT_Nuv.Vida_2	A	-4.65	-2.29	-0.90	0.38	0.24	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.79 kvar	L:	1.28 km
			B	-4.65	-2.29	-0.90	0.38	0.24	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.79 kvar		
			C	-4.65	-2.29	-0.90	0.38	0.24	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.79 kvar		

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima				Annex:		G.L.H.		/ 3	
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	deg	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A ]	Loading [%]	Additional Data					
Nuev.Mundo-2_22.9															
22.90		1.03	13.62	146.83											
		1.03	13.62	26.83											
		1.03	13.62	-93.17											
Cub_1	/Tr2	TF2_NUEVO MUN	A		8.32	4.15	0.89	0.68	54.15	Tap:	-1.00	Min:	-5	Max:	5
			B		8.32	4.15	0.89	0.68	54.15						
			C		8.32	4.15	0.89	0.68	54.15						
Cub_2	/Lne	LT_Nuv. Mundo	A		-8.33	-4.15	-0.90	0.68	0.43	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.22 kvar	L:	0.36 km
			B		-8.33	-4.15	-0.90	0.68	0.43	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.22 kvar		
			C		-8.33	-4.15	-0.90	0.68	0.43	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.22 kvar		
----- 22.90 -----															
22.90		1.03	13.64	146.86											
		1.03	13.64	26.86											
		1.03	13.64	-93.14											
Cub_1	/Tr2	TF2_KIRIGUETI	A		11.15	5.76	0.89	0.92	36.52	Tap:	3.00	Min:	1	Max:	5
			B		11.15	5.76	0.89	0.92	36.52						
			C		11.15	5.76	0.89	0.92	36.52						
Cub_2	/Lne	LT_KIRIGUETI	A		-11.15	-5.76	-0.89	0.92	0.58	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.15 kvar	L:	0.24 km
			B		-11.15	-5.76	-0.89	0.92	0.58	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.15 kvar		
			C		-11.15	-5.76	-0.89	0.92	0.58	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.15 kvar		

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima				Annex:		G.L.H.		/ 4			
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.] [kV]		Active Power [deg] [kW]		Reactive Power [kvar]		Power Factor [-]		Current [A ]		Loading [%]		Additional Data			
BU-2_ 22.9kV																	
22.90		1.05	13.92	147.51													
		1.05	13.92	27.51													
		1.05	13.92	-92.49													
Cub_4	/Lne	CMT400SEBU002	A	-175.10	23.32	-0.99	12.69	6.68	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.23 kvar	L:	0.03 km			
			B	-175.10	23.32	-0.99	12.69	6.68	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.23 kvar					
			C	-175.10	23.32	-0.99	12.69	6.68	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.23 kvar					
Cub_2	/Lne	LT_MALV-KIRI_	A	143.79	4.07	1.00	10.33	5.30	Pv:	0.02 kW	cLod:	0.16 kvar	L:	0.24 km			
			B	143.79	4.07	1.00	10.33	5.30	Pv:	0.02 kW	cLod:	0.16 kvar					
			C	143.79	4.07	1.00	10.33	5.30	Pv:	0.02 kW	cLod:	0.16 kvar					
Cub_3	/Lne	LT_MALV-CH_1	A	31.31	-27.40	0.75	2.99	1.53	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.16 kvar	L:	0.24 km			
			B	31.31	-27.40	0.75	2.99	1.53	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.16 kvar					
			C	31.31	-27.40	0.75	2.99	1.53	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.16 kvar					
-----22.90-----																	
		1.05	13.90	147.38													
		1.05	13.90	27.38													
		1.05	13.90	-92.62													
Cub_1	/Tr2	TF2_CHOCORIAR	A	7.40	3.68	0.90	0.59	47.14	Tap:	0.00	Min:	-5	Max:	5			
			B	7.40	3.68	0.90	0.59	47.14									
			C	7.40	3.68	0.90	0.59	47.14									
Cub_2	/Lne	LT_CHOCORIARI	A	-7.40	-3.68	-0.90	0.59	0.37	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.18 kvar	L:	0.28 km			
			B	-7.40	-3.68	-0.90	0.59	0.37	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.18 kvar					
			C	-7.40	-3.68	-0.90	0.59	0.37	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.18 kvar					



Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima					Annex: G.L.H.		/ 5		
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	deg	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A ]	Loading [%]	Additional Data					
N-DERV._PUERTO RICO															
22.90		1.02	13.46	146.53											
		1.02	13.46	26.53											
		1.02	13.46	-93.47											
Cub_1	/Lne	LT_PTO	RICO-S	A	46.24	11.93	0.97	3.55	1.82	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.22 kvar	L:	0.35 km
				B	46.24	11.93	0.97	3.55	1.82	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.22 kvar		
				C	46.24	11.93	0.97	3.55	1.82	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.22 kvar		
Cub_2	/Lne	LT_PTO	RICO_1	A	9.68	4.10	0.92	0.78	0.49	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.12 kvar	L:	0.21 km
				B	9.68	4.10	0.92	0.78	0.49	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.12 kvar		
				C	9.68	4.10	0.92	0.78	0.49	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.12 kvar		
Cub_3	/Lne	LT_MARIA-PTO		A	-55.92	-16.03	-0.96	4.32	2.22	Pv:	0.01 kW	cLod:	0.31 kvar	L:	0.50 km
				B	-55.92	-16.03	-0.96	4.32	2.22	Pv:	0.01 kW	cLod:	0.31 kvar		
				C	-55.92	-16.03	-0.96	4.32	2.22	Pv:	0.01 kW	cLod:	0.31 kvar		
----- 22.90															
		1.02	13.46	146.53											
		1.02	13.46	26.53											
		1.02	13.46	-93.47											
Cub_1	/Lne	LT_MARIA-PTO		A	55.93	15.72	0.96	4.32	2.22	Pv:	0.01 kW	cLod:	0.31 kvar	L:	0.50 km
				B	55.93	15.72	0.96	4.32	2.22	Pv:	0.01 kW	cLod:	0.31 kvar		
				C	55.93	15.72	0.96	4.32	2.22	Pv:	0.01 kW	cLod:	0.31 kvar		
Cub_2	/Lne	LT_MARIA_1		A	12.98	5.65	0.92	1.05	0.66	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.05 kvar	L:	0.09 km
				B	12.98	5.65	0.92	1.05	0.66	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.05 kvar		
				C	12.98	5.65	0.92	1.05	0.66	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.05 kvar		
Cub_3	/Lne	LT_SENSA-MARI		A	-68.91	-21.37	-0.96	5.36	2.75	Pv:	0.18 kW	cLod:	5.97 kvar	L:	9.64 km
				B	-68.91	-21.37	-0.96	5.36	2.75	Pv:	0.18 kW	cLod:	5.97 kvar		
				C	-68.91	-21.37	-0.96	5.36	2.75	Pv:	0.18 kW	cLod:	5.97 kvar		

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo							Study Case: Demanda Mixima					Annex: G.L.H.		/ 6		
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	deg	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A ]	Loading [%]	Additional Data						
N-DERV._SENSA																
22.90		1.02	13.50	146.59												
		1.02	13.50	26.59												
		1.02	13.50	-93.41												
Cub_1	/Lne	LT_SENSA-MARI	A	69.09	15.53	0.98	5.25	2.75	Pv:	0.18 kW	cLod:	5.97 kvar	L:	9.64 km		
			B	69.09	15.53	0.98	5.25	2.75	Pv:	0.18 kW	cLod:	5.97 kvar				
			C	69.09	15.53	0.98	5.25	2.75	Pv:	0.18 kW	cLod:	5.97 kvar				
Cub_2	/Lne	LT_SENSA_1	A	4.61	1.71	0.94	0.36	0.23	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.02 kvar	L:	0.04 km		
			B	4.61	1.71	0.94	0.36	0.23	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.02 kvar				
			C	4.61	1.71	0.94	0.36	0.23	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.02 kvar				
Cub_3	/Lne	LT_Nuv.Luz 2-	A	-82.64	-18.41	-0.98	6.27	3.22	Pv:	0.14 kW	cLod:	3.44 kvar	L:	5.52 km		
			B	-82.64	-18.41	-0.98	6.27	3.22	Pv:	0.14 kW	cLod:	3.44 kvar				
			C	-82.64	-18.41	-0.98	6.27	3.22	Pv:	0.14 kW	cLod:	3.44 kvar				
Cub_4	/Lne	LT_MISHAHUA	A	8.95	1.18	0.99	0.67	0.47	Pv:	0.00 kW	cLod:	3.51 kvar	L:	5.80 km		
			B	8.95	1.18	0.99	0.67	0.47	Pv:	0.00 kW	cLod:	3.51 kvar				
			C	8.95	1.18	0.99	0.67	0.47	Pv:	0.00 kW	cLod:	3.51 kvar				
----- 22.90 -----																
		1.02	13.54	146.67												
		1.02	13.54	26.67												
		1.02	13.54	-93.33												
Cub_4	/Lne	LT_Nuv.Luz 2-	A	82.88	12.85	0.99	6.19	3.19	Pv:	0.09 kW	cLod:	2.29 kvar	L:	3.67 km		
			B	82.88	12.85	0.99	6.19	3.19	Pv:	0.09 kW	cLod:	2.29 kvar				
			C	82.88	12.85	0.99	6.19	3.19	Pv:	0.09 kW	cLod:	2.29 kvar				
Cub_2	/Lne	LT_Nuv.Luz 2.	A	16.66	7.44	0.91	1.35	0.84	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.10 kvar	L:	0.16 km		
			B	16.66	7.44	0.91	1.35	0.84	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.10 kvar				
			C	16.66	7.44	0.91	1.35	0.84	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.10 kvar				
Cub_3	/Lne	LT_Nuv.Vida-N	A	-99.53	-20.29	-0.98	7.50	3.85	Pv:	0.34 kW	cLod:	5.74 kvar	L:	9.15 km		
			B	-99.53	-20.29	-0.98	7.50	3.85	Pv:	0.34 kW	cLod:	5.74 kvar				
			C	-99.53	-20.29	-0.98	7.50	3.85	Pv:	0.34 kW	cLod:	5.74 kvar				

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima				Annex:		G.L.H.		/ 7	
rated Voltage [kV] [p.u.]		Bus-voltage [kV] [deg]		Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A ]	Loading [%]	Additional Data						
N-DERV._NUEVA VIDA															
22.90		1.03	13.59	146.77											
		1.03	13.59	26.77											
		1.03	13.59	-93.23											
Cub_1	/Lne	LT_Nuv.Vida-N	A	99.87	14.79	0.99	7.43	3.85	Pv:	0.34 kW	cLod:	5.74 kvar	L:	9.15 km	
			B	99.87	14.79	0.99	7.43	3.85	Pv:	0.34 kW	cLod:	5.74 kvar			
			C	99.87	14.79	0.99	7.43	3.85	Pv:	0.34 kW	cLod:	5.74 kvar			
Cub_2	/Lne	LT_Nuv.Vida_1	A	4.65	1.45	0.95	0.36	0.22	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.05 kvar	L:	0.08 km	
			B	4.65	1.45	0.95	0.36	0.22	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.05 kvar			
			C	4.65	1.45	0.95	0.36	0.22	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.05 kvar			
Cub_3	/Lne	LT_Nuv. Mundo	A	-104.51	-16.24	-0.99	7.78	3.99	Pv:	0.03 kW	cLod:	0.49 kvar	L:	0.77 km	
			B	-104.51	-16.24	-0.99	7.78	3.99	Pv:	0.03 kW	cLod:	0.49 kvar			
			C	-104.51	-16.24	-0.99	7.78	3.99	Pv:	0.03 kW	cLod:	0.49 kvar			
----- 22.90															
22.90		1.03	13.62	146.83											
		1.03	13.62	26.83											
		1.03	13.62	-93.17											
Cub_1	/Lne	LT_Nuv. Mundo	A	104.71	13.31	0.99	7.75	3.99	Pv:	0.16 kW	cLod:	2.58 kvar	L:	4.09 km	
			B	104.71	13.31	0.99	7.75	3.99	Pv:	0.16 kW	cLod:	2.58 kvar			
			C	104.71	13.31	0.99	7.75	3.99	Pv:	0.16 kW	cLod:	2.58 kvar			
Cub_2	/Lne	LT_Nuv. Mundo	A	16.66	7.21	0.92	1.33	0.69	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.41 kvar	L:	0.65 km	
			B	16.66	7.21	0.92	1.33	0.69	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.41 kvar			
			C	16.66	7.21	0.92	1.33	0.69	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.41 kvar			
Cub_3	/Lne	LT_KIRI_Nuv.	A	-121.36	-20.52	-0.99	9.04	4.63	Pv:	0.14 kW	cLod:	1.63 kvar	L:	2.57 km	
			B	-121.36	-20.52	-0.99	9.04	4.63	Pv:	0.14 kW	cLod:	1.63 kvar			
			C	-121.36	-20.52	-0.99	9.04	4.63	Pv:	0.14 kW	cLod:	1.63 kvar			

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima				Annex:		G.L.H.		/ 8		
<div>rated Voltage [kV]   [p.u.]   Bus-voltage [kV]   [deg]   Active Power [kW]   Reactive Power [kvar]   Power Factor [-]   Current [A ]   Loading [%]</div>									Additional Data							
N- DERV._KIRIGUETI																
22.90		1.03	13.64	146.86												
		1.03	13.64	26.86												
		1.03	13.64	-93.14												
Cub_2	/Lne	LT_KIRI_Nuv.	A	121.50	18.99	0.99	9.02	4.63	Pv:	0.14 kW	cLod:	1.63 kvar	L:	2.57 km		
			B	121.50	18.99	0.99	9.02	4.63	Pv:	0.14 kW	cLod:	1.63 kvar				
			C	121.50	18.99	0.99	9.02	4.63	Pv:	0.14 kW	cLod:	1.63 kvar				
Cub_3	/Lne	LT_MALV-KIRI_	A	-132.65	-24.30	-0.98	9.89	5.07	Pv:	0.31 kW	cLod:	3.08 kvar	L:	4.85 km		
			B	-132.65	-24.30	-0.98	9.89	5.07	Pv:	0.31 kW	cLod:	3.08 kvar				
			C	-132.65	-24.30	-0.98	9.89	5.07	Pv:	0.31 kW	cLod:	3.08 kvar				
Cub_4	/Lne	LT_KIRIGUETI_	A	11.15	5.31	0.90	0.91	0.57	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.29 kvar	L:	0.48 km		
			B	11.15	5.31	0.90	0.91	0.57	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.29 kvar				
			C	11.15	5.31	0.90	0.91	0.57	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.29 kvar				
----- 22.90 -----																
		1.03	13.67	146.93												
		1.03	13.67	26.93												
		1.03	13.67	-93.07												
Cub_2	/Lne	LT_MALV-KIRI_	A	132.97	21.44	0.99	9.85	5.07	Pv:	0.31 kW	cLod:	3.08 kvar	L:	4.85 km		
			B	132.97	21.44	0.99	9.85	5.07	Pv:	0.31 kW	cLod:	3.08 kvar				
			C	132.97	21.44	0.99	9.85	5.07	Pv:	0.31 kW	cLod:	3.08 kvar				
Cub_3	/Lne	LT_MALV-KIRI_	A	-141.37	-24.40	-0.99	10.49	5.38	Pv:	0.82 kW	cLod:	7.25 kvar	L:	11.31 km		
			B	-141.37	-24.40	-0.99	10.49	5.38	Pv:	0.82 kW	cLod:	7.25 kvar				
			C	-141.37	-24.40	-0.99	10.49	5.38	Pv:	0.82 kW	cLod:	7.25 kvar				
Cub_4	/Lne	LT_DERIV-CAMI	A	8.40	2.97	0.94	0.65	0.36	Pv:	0.00 kW	cLod:	1.46 kvar	L:	2.30 km		
			B	8.40	2.97	0.94	0.65	0.36	Pv:	0.00 kW	cLod:	1.46 kvar				
			C	8.40	2.97	0.94	0.65	0.36	Pv:	0.00 kW	cLod:	1.46 kvar				

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima				Annex:		G.L.H.		/ 9	
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A ]	Loading [%]	Additional Data					
N-LT_MALV-KIRI_2															
22.90		1.05	13.92	147.51											
		1.05	13.92	27.51											
		1.05	13.92	-92.49											
Cub_1	/Lne	LT_MALV-KIRI_	A	143.78	4.22	1.00	10.33	5.31	Pv:	0.61 kW	cLod:	5.63 kvar	L:	8.56 km	
			B	143.78	4.22	1.00	10.33	5.31	Pv:	0.61 kW	cLod:	5.63 kvar			
			C	143.78	4.22	1.00	10.33	5.31	Pv:	0.61 kW	cLod:	5.63 kvar			
Cub_2	/Lne	LT_MALV-KIRI_	A	-143.78	-4.22	-1.00	10.33	5.30	Pv:	0.02 kW	cLod:	0.16 kvar	L:	0.24 km	
			B	-143.78	-4.22	-1.00	10.33	5.30	Pv:	0.02 kW	cLod:	0.16 kvar			
			C	-143.78	-4.22	-1.00	10.33	5.30	Pv:	0.02 kW	cLod:	0.16 kvar			
----- 22.90															
22.90		1.05	13.92	147.51											
		1.05	13.92	27.51											
		1.05	13.92	-92.49											
Cub_1	/Lne	LT_MALV-CH_1	A	-31.30	27.24	-0.75	2.98	1.53	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.16 kvar	L:	0.24 km	
			B	-31.30	27.24	-0.75	2.98	1.53	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.16 kvar			
			C	-31.30	27.24	-0.75	2.98	1.53	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.16 kvar			
Cub_2	/Lne	LT_MALV-CH_2	A	31.30	-27.24	0.75	2.98	1.86	Pv:	0.04 kW	cLod:	3.20 kvar	L:	4.97 km	
			B	31.30	-27.24	0.75	2.98	1.86	Pv:	0.04 kW	cLod:	3.20 kvar			
			C	31.30	-27.24	0.75	2.98	1.86	Pv:	0.04 kW	cLod:	3.20 kvar			

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima				Annex:		G.L.H.		/ 10	
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A ]	Loading [%]	Additional Data					
N-DERV._CHOCORIARI															
22.90		1.05	13.90	147.38											
		1.05	13.90	27.38											
		1.05	13.90	-92.62											
Cub_1	/Lne	LT_CHOCORIARI	A	7.40	3.50	0.90	0.59	0.37	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.18 kvar	L:	0.28 km	
			B	7.40	3.50	0.90	0.59	0.37	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.18 kvar			
			C	7.40	3.50	0.90	0.59	0.37	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.18 kvar			
Cub_2	/Lne	LT_MALV-CH_4	A	-31.22	19.58	-0.85	2.65	1.66	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.19 kvar	L:	0.30 km	
			B	-31.22	19.58	-0.85	2.65	1.66	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.19 kvar			
			C	-31.22	19.58	-0.85	2.65	1.66	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.19 kvar			
Cub_3	/Lne	LT_TIMPIA_1	A	19.21	-23.06	0.64	2.16	1.35	Pv:	0.03 kW	cLod:	4.91 kvar	L:	7.66 km	
			B	19.21	-23.06	0.64	2.16	1.35	Pv:	0.03 kW	cLod:	4.91 kvar			
			C	19.21	-23.06	0.64	2.16	1.35	Pv:	0.03 kW	cLod:	4.91 kvar			
Cub_4	/Lne	LT_TUPAC_AMAR	A	4.61	-0.01	1.00	0.33	0.23	Pv:	0.00 kW	cLod:	2.30 kvar	L:	3.58 km	
			B	4.61	-0.01	1.00	0.33	0.23	Pv:	0.00 kW	cLod:	2.30 kvar			
			C	4.61	-0.01	1.00	0.33	0.23	Pv:	0.00 kW	cLod:	2.30 kvar			
----- 0.38 -----		1.04	0.23	-3.08											
		1.04	0.23	-123.08											
		1.04	0.23	116.92											
Cub_2	/Lod	CHOCORIARI	A	7.33	3.55	0.90	35.74		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
			B	7.33	3.55	0.90	35.74		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
			C	7.33	3.55	0.90	35.74		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
Cub_1	/Tr2	TF2_CHOCORIAR	A	-7.34	-3.55	-0.90	35.75	47.14	Tap:	0.00	Min:	-5	Max:	5	
			B	-7.34	-3.55	-0.90	35.75	47.14							
			C	-7.34	-3.55	-0.90	35.75	47.14							

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima			Annex:	G.L.H.		/ 11	
rated Voltage [kV] [p.u.]      Bus-voltage [kV] [deg]      Active Power [kW]      Reactive Power [kvar]      Power Factor [-]      Current [A ]      Loading [%]									Additional Data				
KIRIGUETI_0.38kV 0.38      1.03      0.23      - 3.14 1.03      0.23      -123.14 1.03      0.23      116.86													
Cub_2	/Lod	KIRIGUETI	A	11.00	5.33	0.90	54.01		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar	
			B	11.00	5.33	0.90	54.01		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar	
			C	11.00	5.33	0.90	54.01		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar	
Cub_1	/Tr2	TF2_KIRIGUETI	A	-11.01	-5.32	-0.90	54.03	36.52	Tap:	3.00	Min:	1      Max:      5	
			B	-11.01	-5.32	-0.90	54.03	36.52					
			C	-11.01	-5.32	-0.90	54.03	36.52					
----- 0.38 ----- 1.04      0.23      - 3.69 1.04      0.23      -123.69 1.04      0.23      116.31													
Cub_2	/Lod	NUEVO MUNDO 2	A	8.25	4.00	0.90	40.08		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar	
			B	8.25	4.00	0.90	40.08		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar	
			C	8.25	4.00	0.90	40.08		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar	
Cub_1	/Tr2	TF2_NUEVO MUN	A	-8.24	-3.99	-0.90	40.05	54.15	Tap:	-1.00	Min:	-5      Max:      5	
			B	-8.24	-3.99	-0.90	40.05	54.15					
			C	-8.24	-3.99	-0.90	40.05	54.15					

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima				Annex:		G.L.H.		/ 12	
rated Voltage [kV] [p.u.]      Bus-voltage [kV] [deg]      Active Power [kW]      Reactive Power [kvar]      Power Factor [-]      Current [A ]      Loading [%]									Additional Data						
SENSA_0.38kV															
0.38		1.04	0.23	- 3.70											
		1.04	0.23	-123.70											
		1.04	0.23	116.30											
Cub_2	/Lod	Load SENSA		A					P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
				B					P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
				C					P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
Cub_3	/Lod	SENSA		A	4.58	2.22	0.90	22.33	P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
				B	4.58	2.22	0.90	22.33	P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
				C	4.58	2.22	0.90	22.33	P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
Cub_1	/Tr2	TF2_SENSA_50K		A	-4.57	-2.22	-0.90	22.29	30.17	Tap:	-1.00	Min:	-5	Max:	5
				B	-4.57	-2.22	-0.90	22.29	30.17						
				C	-4.57	-2.22	-0.90	22.29	30.17						
----- 0.38-----															
0.38		1.02	0.22	- 3.47											
		1.02	0.22	-123.47											
		1.02	0.22	116.53											
Cub_2	/Lod	Load PUERTO R		A					P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
				B					P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
				C					P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
Cub_3	/Lod	PUERTO RICO		A	9.53	4.62	0.90	47.43	P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
				B	9.53	4.62	0.90	47.43	P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
				C	9.53	4.62	0.90	47.43	P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
Cub_1	/Tr2	TF2_PUERTO RI		A	-9.54	-4.61	-0.90	47.43	32.16	Tap:	3.00	Min:	1	Max:	5
				B	-9.54	-4.61	-0.90	47.43	32.16						
				C	-9.54	-4.61	-0.90	47.43	32.16						



Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima			Annex:	G.L.H.		/ 13	
rated Voltage [kV] [p.u.]      Bus-voltage [kV] [deg]      Active Power [kW]      Reactive Power [kvar]      Power Factor [-]      Current [A ]      Loading [%]									Additional Data				
NUEVA LUZ 1_0.38kV 0.38      1.04      0.23      - 3.85 1.04      0.23      -123.85 1.04      0.23      116.15													
Cub_2	/Lod	NUEVA LUZ 1	A	8.25	4.00	0.90	40.32		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar	
			B	8.25	4.00	0.90	40.32		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar	
			C	8.25	4.00	0.90	40.32		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar	
Cub_1	/Tr2	TF2_NUEVA LUZ	A	-8.24	-3.99	-0.90	40.28	54.46	Tap:	-1.00	Min:	-5      Max:      5	
			B	-8.24	-3.99	-0.90	40.28	54.46					
			C	-8.24	-3.99	-0.90	40.28	54.46					
----- 0.38 ----- 1.04      0.23      - 3.47 1.04      0.23      -123.47 1.04      0.23      116.53													
Cub_2	/Lod	Load NUEVA VI	A						P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar	
			B						P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar	
			C						P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar	
Cub_3	/Lod	NUEVA VIDA.	A	4.58	2.22	0.90	22.37		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar	
			B	4.58	2.22	0.90	22.37		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar	
			C	4.58	2.22	0.90	22.37		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar	
Cub_1	/Tr2	TF2_NUEVA VID	A	-4.58	-2.22	-0.90	22.36	60.44	Tap:	-1.00	Min:	-5      Max:      5	
			B	-4.58	-2.22	-0.90	22.36	60.44					
			C	-4.58	-2.22	-0.90	22.36	60.44					

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima				Annex:	G.L.H.		/ 14	
rated Voltage [kV] [p.u.] Bus-voltage [kV] [deg] Active Power [kW] Reactive Power [kvar] Power Factor [-] Current [A ] Loading [%]									Additional Data					
SEPAHUA_0.38kV 0.381.030.23-4.14 1.030.23-124.14 1.030.23115.86														
Cub_2	/Lod	Load Sepahua	A						P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
			B						P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
			C						P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
Cub_3	/Lod	SEPAHUA	A	45.83	22.20	0.90	225.57		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
			B	45.83	22.20	0.90	225.57		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
			C	45.83	22.20	0.90	225.57		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
Cub_1	/Tr2	TF2_SEPAHUA_4	A	-45.78	-22.17	-0.90	225.32	38.10	Tap:	-1.00	Min:	-5	Max:	5
			B	-45.78	-22.17	-0.90	225.32	38.10						
			C	-45.78	-22.17	-0.90	225.32	38.10						
---														
4.160.992.38-0.25 0.992.38-120.25 0.992.38119.75														
Cub_2	/Lod	SS.AA	A	5.13	1.65	0.95	2.26		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
			B	5.13	1.65	0.95	2.26		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
			C	5.13	1.65	0.95	2.26		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
Cub_3	/Tr2	TF-MALVINAS	A	177.97	-16.60	1.00	75.02	67.57	Tap:	3.00	Min:	-5	Max:	5
			B	177.97	-16.60	1.00	75.02	67.57						
			C	177.97	-16.60	1.00	75.02	67.57						
Cub_5	/Lne	CMT400SEBU001	A	-183.10	14.96	-1.00	77.11	113.46	Pv:	1.55 kW	cLod:	1.18 kvar	L:	0.98 km
			B	-183.10	14.96	-1.00	77.11	113.46	Pv:	1.55 kW	cLod:	1.18 kvar		
			C	-183.10	14.96	-1.00	77.11	113.46	Pv:	1.55 kW	cLod:	1.18 kvar		

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo					Study Case: Demanda Mixima					Annex: G.L.H.		/ 15			
rated		Active Power			Reactive Power										
Voltage		Bus-voltage			Power		Factor Current Loading		Additional Data						
MALVINAS 4.16kV_3															
4.16		1.00	2.40	0.00											
		1.00	2.40	-120.00											
		1.00	2.40	120.00											
Cub_4	/Sym	TG_3		A	907.67	532.00	0.86	438.04	78.91	Typ:	PQ				
				B	907.67	532.00	0.86	438.04	78.91						
				C	907.67	532.00	0.86	438.04	78.91						
Cub_5	/Sym	DG_1		A					Typ: PQ						
				B											
				C											
Cub_3	/Coup	S2		A	-1410.27	-733.54	-0.89	661.86	0.00						
				B	-1410.27	-733.54	-0.89	661.86	0.00						
				C	-1410.27	-733.54	-0.89	661.86	0.00						
Cub_2	/Coup	S3		A	2133.29	1281.00	0.86	1036.04	0.00						
				B	2133.29	1281.00	0.86	1036.04	0.00						
				C	2133.29	1281.00	0.86	1036.04	0.00						
Cub_6	/Lne	CMT400SEBU001		A	184.65	-15.46	1.00	77.15	113.46	Pv:	1.55 kW	cLod:	1.18 kvar	L:	0.98 km
				B	184.65	-15.46	1.00	77.15	113.46	Pv:	1.55 kW	cLod:	1.18 kvar		
				C	184.65	-15.46	1.00	77.15	113.46	Pv:	1.55 kW	cLod:	1.18 kvar		
----- 0.38		1.03	0.23	-3.36											
		1.03	0.23	-123.36											
		1.03	0.23	116.64											
Cub_2	/Lod	TIMPIA		A	9.17	4.44	0.90	44.87		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
				B	9.17	4.44	0.90	44.87		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
				C	9.17	4.44	0.90	44.87		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
Cub_3	/Tr2	TF2_TIMPIA_50		A	-9.17	-4.44	-0.90	44.88	59.15	Tap:	0.00	Min:	-5	Max:	5
				B	-9.17	-4.44	-0.90	44.88	59.15						
				C	-9.17	-4.44	-0.90	44.88	59.15						

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo							Study Case: Demanda Mixima			Annex:	G.L.H.	/ 16			
<div>rated Voltage [kV] [p.u.]</div> <div>Bus-voltage [kV] [deg]</div> <div>Active Power [kW]</div> <div>Reactive Power [kvar]</div> <div>Power Factor [-]</div> <div>Current [A ]</div> <div>Loading [%]</div>										Additional Data					
N-LT_PTO RICO-SEPAHUA_5															
22.90 1.01 13.41 146.47															
1.01 13.41 26.47															
1.01 13.41 -93.53															
Cub_2	/Lne	LT_PTO RICO-S	A	46.09	23.05	0.89	3.84	1.97	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.06 kvar	L:	0.10 km	
			B	46.09	23.05	0.89	3.84	1.97	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.06 kvar			
			C	46.09	23.05	0.89	3.84	1.97	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.06 kvar			
Cub_1	/Lne	LT_PTO RICO-S	A	-46.09	-23.05	-0.89	3.84	1.97	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.11 kvar	L:	0.18 km	
			B	-46.09	-23.05	-0.89	3.84	1.97	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.11 kvar			
			C	-46.09	-23.05	-0.89	3.84	1.97	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.11 kvar			
-----22.90-----1.01 13.41 146.47															
1.01 13.41 26.47															
1.01 13.41 -93.53															
Cub_2	/Lne	LT_PTO RICO-S	A	-46.09	-22.94	-0.90	3.84	1.97	Pv:	0.04 kW	cLod:	2.34 kvar	L:	3.81 km	
			B	-46.09	-22.94	-0.90	3.84	1.97	Pv:	0.04 kW	cLod:	2.34 kvar			
			C	-46.09	-22.94	-0.90	3.84	1.97	Pv:	0.04 kW	cLod:	2.34 kvar			
Cub_3	/Lne	LT_PTO RICO-S	A	46.09	22.94	0.90	3.84	1.97	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.11 kvar	L:	0.18 km	
			B	46.09	22.94	0.90	3.84	1.97	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.11 kvar			
			C	46.09	22.94	0.90	3.84	1.97	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.11 kvar			
-----22.90-----1.01 13.42 146.48															
1.01 13.42 26.48															
1.01 13.42 -93.52															
Cub_2	/Lne	LT_PTO RICO-S	A	46.12	20.63	0.91	3.77	1.97	Pv:	0.04 kW	cLod:	2.34 kvar	L:	3.81 km	
			B	46.12	20.63	0.91	3.77	1.97	Pv:	0.04 kW	cLod:	2.34 kvar			
			C	46.12	20.63	0.91	3.77	1.97	Pv:	0.04 kW	cLod:	2.34 kvar			
Cub_3	/Lne	LT_PTO RICO-S	A	-46.12	-20.63	-0.91	3.77	1.93	Pv:	0.12 kW	cLod:	8.57 kvar	L:	13.93 km	
			B	-46.12	-20.63	-0.91	3.77	1.93	Pv:	0.12 kW	cLod:	8.57 kvar			
			C	-46.12	-20.63	-0.91	3.77	1.93	Pv:	0.12 kW	cLod:	8.57 kvar			

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima				Annex:	G.L.H.		/ 17	
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A ]	Loading [%]	Additional Data				
N-LT_PTO RICO-SEPAHUA_2														
22.90		1.02	13.46	146.53										
		1.02	13.46	26.53										
		1.02	13.46	-93.47										
Cub_2	/Lne	LT_PTO RICO-S	A	-46.24	-12.14	-0.97	3.55	1.82	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.22 kvar	L:	0.35 km
			B	-46.24	-12.14	-0.97	3.55	1.82	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.22 kvar		
			C	-46.24	-12.14	-0.97	3.55	1.82	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.22 kvar		
Cub_3	/Lne	LT_PTO RICO-S	A	46.24	12.14	0.97	3.55	1.93	Pv:	0.12 kW	cLod:	8.57 kvar	L:	13.93 km
			B	46.24	12.14	0.97	3.55	1.93	Pv:	0.12 kW	cLod:	8.57 kvar		
			C	46.24	12.14	0.97	3.55	1.93	Pv:	0.12 kW	cLod:	8.57 kvar		
-----22.90														
22.90		1.02	13.46	146.53										
		1.02	13.46	26.53										
		1.02	13.46	-93.47										
Cub_2	/Lne	LT_PTO RICO_2	A	9.68	4.22	0.92	0.78	0.51	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.82 kvar	L:	1.36 km
			B	9.68	4.22	0.92	0.78	0.51	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.82 kvar		
			C	9.68	4.22	0.92	0.78	0.51	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.82 kvar		
Cub_1	/Lne	LT_PTO RICO_1	A	-9.68	-4.22	-0.92	0.78	0.49	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.12 kvar	L:	0.21 km
			B	-9.68	-4.22	-0.92	0.78	0.49	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.12 kvar		
			C	-9.68	-4.22	-0.92	0.78	0.49	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.12 kvar		
-----22.90														
22.90		1.02	13.46	146.53										
		1.02	13.46	26.53										
		1.02	13.46	-93.47										
Cub_1	/Lne	LT_MARIA_2	A	12.98	5.70	0.92	1.05	0.68	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.94 kvar	L:	1.56 km
			B	12.98	5.70	0.92	1.05	0.68	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.94 kvar		
			C	12.98	5.70	0.92	1.05	0.68	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.94 kvar		
Cub_2	/Lne	LT_MARIA_1	A	-12.98	-5.70	-0.92	1.05	0.66	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.05 kvar	L:	0.09 km
			B	-12.98	-5.70	-0.92	1.05	0.66	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.05 kvar		
			C	-12.98	-5.70	-0.92	1.05	0.66	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.05 kvar		

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima				Annex:	G.L.H.		/ 18	
rated Voltage [kV] [p.u.] Bus-voltage [kV] [deg] Active Power [kW] Reactive Power [kvar] Power Factor [-] Current [A ] Loading [%]									Additional Data					
N-LT_SENSA_2														
22.90		1.02	13.50	146.59										
		1.02	13.50	26.59										
		1.02	13.50	-93.41										
Cub_1	/Lne	LT_SENSA_2	A	4.61	1.73	0.94	0.36	0.24	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.55 kvar	L:	0.91 km
			B	4.61	1.73	0.94	0.36	0.24	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.55 kvar		
			C	4.61	1.73	0.94	0.36	0.24	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.55 kvar		
Cub_2	/Lne	LT_SENSA_1	A	-4.61	-1.73	-0.94	0.36	0.23	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.02 kvar	L:	0.04 km
			B	-4.61	-1.73	-0.94	0.36	0.23	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.02 kvar		
			C	-4.61	-1.73	-0.94	0.36	0.23	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.02 kvar		
-----														
22.90		1.02	13.53	146.64										
		1.02	13.53	26.64										
		1.02	13.53	-93.36										
Cub_2	/Lne	LT_Nuv.Luz 2-	A	82.79	15.08	0.98	6.22	3.22	Pv:	0.14 kW	cLod:	3.44 kvar	L:	5.52 km
			B	82.79	15.08	0.98	6.22	3.22	Pv:	0.14 kW	cLod:	3.44 kvar		
			C	82.79	15.08	0.98	6.22	3.22	Pv:	0.14 kW	cLod:	3.44 kvar		
Cub_3	/Lne	LT_Nuv.Luz 2-	A	-82.78	-15.08	-0.98	6.22	3.19	Pv:	0.09 kW	cLod:	2.29 kvar	L:	3.67 km
			B	-82.78	-15.08	-0.98	6.22	3.19	Pv:	0.09 kW	cLod:	2.29 kvar		
			C	-82.78	-15.08	-0.98	6.22	3.19	Pv:	0.09 kW	cLod:	2.29 kvar		

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo							Study Case: Demanda Mixima					Annex:		G.L.H.		/ 19	
<div>rated Voltage [kV] [p.u.]</div> <div>Bus-voltage [kV] [deg]</div> <div>Active Power [kW]</div> <div>Reactive Power [kvar]</div> <div>Power Factor [-]</div> <div>Current [A ]</div> <div>Loading [%]</div>										Additional Data							
NUEVA LUZ 2_22.9kV 22.90      1.02   13.54   146.67 1.02   13.54   26.67 1.02   13.54   -93.33																	
Cub_2	/Lne	LT_Nuv.Luz 1_	A	8.33	3.60	0.92	0.67	0.43	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.55 kvar	L:	0.90 km			
			B	8.33	3.60	0.92	0.67	0.43	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.55 kvar					
			C	8.33	3.60	0.92	0.67	0.43	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.55 kvar					
Cub_3	/Tr2	TF2_NUEVA LUZ	A	8.32	4.15	0.89	0.69	54.46	Tap:	-1.00	Min:	-5	Max:	5			
			B	8.32	4.15	0.89	0.69	54.46									
			C	8.32	4.15	0.89	0.69	54.46									
Cub_4	/Lne	LT_Nuv.Luz 2.	A	-16.65	-7.75	-0.91	1.36	0.85	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.21 kvar	L:	0.34 km			
			B	-16.65	-7.75	-0.91	1.36	0.85	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.21 kvar					
			C	-16.65	-7.75	-0.91	1.36	0.85	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.21 kvar					
----- 22.90 -----      1.02   13.54   146.67 1.02   13.54   26.67 1.02   13.54   -93.33																	
Cub_1	/Lne	LT_Nuv.Luz 2.	A	-16.65	-7.54	-0.91	1.35	0.84	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.10 kvar	L:	0.16 km			
			B	-16.65	-7.54	-0.91	1.35	0.84	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.10 kvar					
			C	-16.65	-7.54	-0.91	1.35	0.84	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.10 kvar					
Cub_2	/Lne	LT_Nuv.Luz 2.	A	16.66	7.54	0.91	1.35	0.85	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.21 kvar	L:	0.34 km			
			B	16.66	7.54	0.91	1.35	0.85	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.21 kvar					
			C	16.66	7.54	0.91	1.35	0.85	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.21 kvar					

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo					Study Case: Demanda Mixima					Annex:	G.L.H.	/ 20
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.] [kV]		Active Power [deg]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A]	Loading [%]	Additional Data		
NUEVA LUZ 2_0.38kV		0.38		1.04 0.23 - 3.85								
				1.04 0.23 -123.85								
				1.04 0.23 116.15								
Cub_2	/Lod	Load NUEVA LU		A						P10:	0.00 kW	Q10: 0.00 kvar
				B						P10:	0.00 kW	Q10: 0.00 kvar
				C						P10:	0.00 kW	Q10: 0.00 kvar
Cub_3	/Lod	NUEVA LUZ 2		A	8.25	4.00	0.90	40.31		P10:	0.00 kW	Q10: 0.00 kvar
				B	8.25	4.00	0.90	40.31		P10:	0.00 kW	Q10: 0.00 kvar
				C	8.25	4.00	0.90	40.31		P10:	0.00 kW	Q10: 0.00 kvar
Cub_1	/Tr2	TF2_NUEVA LUZ		A	-8.24	-3.99	-0.90	40.28	54.46	Tap:	-1.00	Min: -5 Max: 5
				B	-8.24	-3.99	-0.90	40.28	54.46			
				C	-8.24	-3.99	-0.90	40.28	54.46			
--- -- -- -- 22.90				1.03 13.59 146.77								
				1.03 13.59 26.77								
				1.03 13.59 -93.23								
Cub_1	/Lne	LT_Nuv.Vida_1		A	-4.65	-1.50	-0.95	0.36	0.22	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.05 kvar L: 0.08 km
				B	-4.65	-1.50	-0.95	0.36	0.22	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.05 kvar
				C	-4.65	-1.50	-0.95	0.36	0.22	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.05 kvar
Cub_2	/Lne	LT_Nuv.Vida_2		A	4.65	1.50	0.95	0.36	0.24	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.79 kvar L: 1.28 km
				B	4.65	1.50	0.95	0.36	0.24	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.79 kvar
				C	4.65	1.50	0.95	0.36	0.24	Pv:	0.00 kW	cLod: 0.79 kvar



Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima				Annex:		G.L.H.		/ 21	
<div>rated Voltage [kV]   [p.u.]   Bus-voltage [kV]   [deg]   Active Power [kW]   Reactive Power [kvar]   Power Factor [-]   Current [A ]   Loading [%]</div>										Additional Data					
N-LT_Nuv. Mundo1-Nuv.Vida_2 22.90   1.03   13.60   146.78 1.03   13.60   26.78 1.03   13.60   -93.22															
Cub_3	/Lne	LT_Nuv. Mundo	A	104.55	15.78	0.99	7.78	3.99	Pv:	0.03 kW	cLod:	0.49 kvar	L:	0.77 km	
			B	104.55	15.78	0.99	7.78	3.99	Pv:	0.03 kW	cLod:	0.49 kvar			
			C	104.55	15.78	0.99	7.78	3.99	Pv:	0.03 kW	cLod:	0.49 kvar			
Cub_2	/Lne	LT_Nuv. Mundo	A	-104.55	-15.78	-0.99	7.78	3.99	Pv:	0.16 kW	cLod:	2.58 kvar	L:	4.09 km	
			B	-104.55	-15.78	-0.99	7.78	3.99	Pv:	0.16 kW	cLod:	2.58 kvar			
			C	-104.55	-15.78	-0.99	7.78	3.99	Pv:	0.16 kW	cLod:	2.58 kvar			
----- 22.90 ----- 1.03   13.62   146.83 1.03   13.62   26.83 1.03   13.62   -93.17															
Cub_4	/Lne	LT_Nuv. Mundo	A	-16.65	-8.07	-0.90	1.36	0.85	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.45 kvar	L:	0.74 km	
			B	-16.65	-8.07	-0.90	1.36	0.85	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.45 kvar			
			C	-16.65	-8.07	-0.90	1.36	0.85	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.45 kvar			
Cub_2	/Lne	LT_Nuv. Mundo	A	8.33	3.92	0.90	0.68	0.43	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.22 kvar	L:	0.36 km	
			B	8.33	3.92	0.90	0.68	0.43	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.22 kvar			
			C	8.33	3.92	0.90	0.68	0.43	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.22 kvar			
Cub_3	/Tr2	TF2_NUEVO MUN	A	8.32	4.15	0.89	0.68	54.15	Tap:	-1.00	Min:	-5	Max:	5	
			B	8.32	4.15	0.89	0.68	54.15							
			C	8.32	4.15	0.89	0.68	54.15							

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima				Annex: G.L.H.		/ 22		
rated Voltage [kV] [p.u.]		Bus-voltage [kV] [deg]		Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A ]	Loading [%]	Additional Data					
N-LT_Nuv. Mundo1.2_2 22.90 1.03 13.62 146.83 1.03 13.62 26.83 1.03 13.62 -93.17														
Cub_1	/Lne	LT_Nuv. Mundo	A	16.66	7.62	0.91	1.34	0.85	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.45 kvar	L:	0.74 km
			B	16.66	7.62	0.91	1.34	0.85	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.45 kvar		
			C	16.66	7.62	0.91	1.34	0.85	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.45 kvar		
Cub_2	/Lne	LT_Nuv. Mundo	A	-16.65	-7.62	-0.91	1.34	0.69	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.41 kvar	L:	0.65 km
			B	-16.65	-7.62	-0.91	1.34	0.69	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.41 kvar		
			C	-16.65	-7.62	-0.91	1.34	0.69	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.41 kvar		
----- 0.38 ----- 1.04 0.23 -3.69 1.04 0.23 -123.69 1.04 0.23 116.31														
Cub_2	/Lod	NUEVO MUNDO 1	A	8.25	4.00	0.90	40.08		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
			B	8.25	4.00	0.90	40.08		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
			C	8.25	4.00	0.90	40.08		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
Cub_1	/Tr2	TF2_NUEVO MUN	A	-8.24	-3.99	-0.90	40.05	54.15	Tap:	-1.00	Min:	-5	Max:	5
			B	-8.24	-3.99	-0.90	40.05	54.15						
			C	-8.24	-3.99	-0.90	40.05	54.15						
----- 22.90 ----- 1.03 13.64 146.86 1.03 13.64 26.86 1.03 13.64 -93.14														
Cub_2	/Lne	LT_KIRIGUETI	A	11.15	5.61	0.89	0.92	0.58	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.15 kvar	L:	0.24 km
			B	11.15	5.61	0.89	0.92	0.58	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.15 kvar		
			C	11.15	5.61	0.89	0.92	0.58	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.15 kvar		
Cub_3	/Lne	LT_KIRIGUETI	A	-11.15	-5.61	-0.89	0.92	0.57	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.29 kvar	L:	0.48 km
			B	-11.15	-5.61	-0.89	0.92	0.57	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.29 kvar		
			C	-11.15	-5.61	-0.89	0.92	0.57	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.29 kvar		

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima				Annex:		G.L.H.		/ 23	
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.]		Active Power [deg]		Reactive Power [kW]		Power Factor [kvar]		Current Loading [-]		Additional Data			
N-LT_MALV-KIRI_4															
22.90		1.04	13.76	147.11											
		1.04	13.76	27.11											
		1.04	13.76	-92.89											
Cub_1	/Lne	LT_MALV-KIRI_	A	142.19	17.73	0.99	10.42	5.38	Pv:	0.82 kW	cLod:	7.25 kvar	L:	11.31 km	
			B	142.19	17.73	0.99	10.42	5.38	Pv:	0.82 kW	cLod:	7.25 kvar			
			C	142.19	17.73	0.99	10.42	5.38	Pv:	0.82 kW	cLod:	7.25 kvar			
Cub_2	/Lne	LT_MALV-KIRI_	A	-142.18	-17.73	-0.99	10.42	5.34	Pv:	0.99 kW	cLod:	9.00 kvar	L:	13.85 km	
			B	-142.18	-17.73	-0.99	10.42	5.34	Pv:	0.99 kW	cLod:	9.00 kvar			
			C	-142.18	-17.73	-0.99	10.42	5.34	Pv:	0.99 kW	cLod:	9.00 kvar			
----- 22.90 ^															
22.90		1.05	13.86	147.35											
		1.05	13.86	27.35											
		1.05	13.86	-92.65											
Cub_3	/Lne	LT_MALV-KIRI_	A	143.17	9.42	1.00	10.35	5.34	Pv:	0.99 kW	cLod:	9.00 kvar	L:	13.85 km	
			B	143.17	9.42	1.00	10.35	5.34	Pv:	0.99 kW	cLod:	9.00 kvar			
			C	143.17	9.42	1.00	10.35	5.34	Pv:	0.99 kW	cLod:	9.00 kvar			
Cub_2	/Lne	LT_MALV-KIRI_	A	-143.17	-9.42	-1.00	10.35	5.31	Pv:	0.61 kW	cLod:	5.63 kvar	L:	8.56 km	
			B	-143.17	-9.42	-1.00	10.35	5.31	Pv:	0.61 kW	cLod:	5.63 kvar			
			C	-143.17	-9.42	-1.00	10.35	5.31	Pv:	0.61 kW	cLod:	5.63 kvar			
----- 22.90															
22.90		1.05	13.91	147.45											
		1.05	13.91	27.45											
		1.05	13.91	-92.55											
Cub_2	/Lne	LT_MALV-CH_2	A	-31.26	24.06	-0.79	2.84	1.86	Pv:	0.04 kW	cLod:	3.20 kvar	L:	4.97 km	
			B	-31.26	24.06	-0.79	2.84	1.86	Pv:	0.04 kW	cLod:	3.20 kvar			
			C	-31.26	24.06	-0.79	2.84	1.86	Pv:	0.04 kW	cLod:	3.20 kvar			
Cub_3	/Lne	LT_MALV-CH_3	A	31.27	-24.06	0.79	2.84	1.77	Pv:	0.05 kW	cLod:	4.31 kvar	L:	6.72 km	
			B	31.27	-24.06	0.79	2.84	1.77	Pv:	0.05 kW	cLod:	4.31 kvar			
			C	31.27	-24.06	0.79	2.84	1.77	Pv:	0.05 kW	cLod:	4.31 kvar			

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima				Annex:		G.L.H.		/ 24			
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.]		Active Power [kW]		Reactive Power [kvar]		Power Factor [-]		Current [A ]		Loading [%]		Additional Data			
N-LT_MALV-CH_4																	
22.90		1.05	13.90	147.38													
		1.05	13.90	27.38													
		1.05	13.90	-92.62													
Cub_3	/Lne	LT_MALV-CH_3	A	-31.22	19.77	-0.84	2.66	1.77	Pv:	0.05 kW	cLod:	4.31 kvar	L:	6.72 km			
			B	-31.22	19.77	-0.84	2.66	1.77	Pv:	0.05 kW	cLod:	4.31 kvar					
			C	-31.22	19.77	-0.84	2.66	1.77	Pv:	0.05 kW	cLod:	4.31 kvar					
Cub_2	/Lne	LT_MALV-CH_4	A	31.22	-19.77	0.84	2.66	1.66	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.19 kvar	L:	0.30 km			
			B	31.22	-19.77	0.84	2.66	1.66	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.19 kvar					
			C	31.22	-19.77	0.84	2.66	1.66	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.19 kvar					
----- ^22.90																	
22.90		1.05	13.90	147.31													
		1.05	13.90	27.31													
		1.05	13.90	-92.69													
Cub_1	/Lne	LT_TIMPIA_1	A	-19.18	18.17	-0.73	1.90	1.35	Pv:	0.03 kW	cLod:	4.91 kvar	L:	7.66 km			
			B	-19.18	18.17	-0.73	1.90	1.35	Pv:	0.03 kW	cLod:	4.91 kvar					
			C	-19.18	18.17	-0.73	1.90	1.35	Pv:	0.03 kW	cLod:	4.91 kvar					
Cub_2	/Lne	LT_TIMPIA_2	A	19.18	-18.16	0.73	1.90	1.19	Pv:	0.02 kW	cLod:	4.74 kvar	L:	7.39 km			
			B	19.18	-18.16	0.73	1.90	1.19	Pv:	0.02 kW	cLod:	4.74 kvar					
			C	19.18	-18.16	0.73	1.90	1.19	Pv:	0.02 kW	cLod:	4.74 kvar					
----- ^22.90																	
22.90		1.05	13.89	147.26													
		1.05	13.89	27.26													
		1.05	13.89	-92.74													
Cub_3	/Lne	LT_TIMPIA_2	A	-19.16	13.44	-0.82	1.68	1.19	Pv:	0.02 kW	cLod:	4.74 kvar	L:	7.39 km			
			B	-19.16	13.44	-0.82	1.68	1.19	Pv:	0.02 kW	cLod:	4.74 kvar					
			C	-19.16	13.44	-0.82	1.68	1.19	Pv:	0.02 kW	cLod:	4.74 kvar					
Cub_2	/Lne	LT_TIMPIA_3	A	19.16	-13.44	0.82	1.68	1.05	Pv:	0.02 kW	cLod:	3.93 kvar	L:	6.13 km			
			B	19.16	-13.44	0.82	1.68	1.05	Pv:	0.02 kW	cLod:	3.93 kvar					
			C	19.16	-13.44	0.82	1.68	1.05	Pv:	0.02 kW	cLod:	3.93 kvar					

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima					Annex: G.L.H.		/ 25		
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	deg]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A ]	Loading [%]	Additional Data					
NO-LT_TIMPIA_4															
22.90		1.05	13.89	147.22											
		1.05	13.89	27.22											
		1.05	13.89	-92.78											
Cub_1	/Lne	LT_TIMPIA_3	A	-19.15	9.52	-0.90	1.54	1.05	Pv:	0.02 kW	cLod:	3.93 kvar	L:	6.13 km	
			B	-19.15	9.52	-0.90	1.54	1.05	Pv:	0.02 kW	cLod:	3.93 kvar			
			C	-19.15	9.52	-0.90	1.54	1.05	Pv:	0.02 kW	cLod:	3.93 kvar			
Cub_2	/Lne	LT_TIMPIA_4	A	9.26	4.53	0.90	0.74	0.47	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.10 kvar	L:	0.16 km	
			B	9.26	4.53	0.90	0.74	0.47	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.10 kvar			
			C	9.26	4.53	0.90	0.74	0.47	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.10 kvar			
Cub_3	/Lne	LT_SABABAMTIA	A	9.89	-14.03	0.58	1.24	0.77	Pv:	0.02 kW	cLod:	19.19 kvar	L:	30.00 km	
			B	9.89	-14.03	0.58	1.24	0.77	Pv:	0.02 kW	cLod:	19.19 kvar			
			C	9.89	-14.03	0.58	1.24	0.77	Pv:	0.02 kW	cLod:	19.19 kvar			
-- -- -- 22.90															
		1.05	13.89	147.22											
		1.05	13.89	27.22											
		1.05	13.89	-92.78											
Cub_2	/Lne	LT_TIMPIA_4	A	-9.26	-4.63	-0.89	0.75	0.47	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.10 kvar	L:	0.16 km	
			B	-9.26	-4.63	-0.89	0.75	0.47	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.10 kvar			
			C	-9.26	-4.63	-0.89	0.75	0.47	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.10 kvar			
Cub_4	/Tr2	TF2_TIMPIA_50	A	9.26	4.63	0.89	0.75	59.15	Tap:	0.00	Min:	-5	Max:	5	
			B	9.26	4.63	0.89	0.75	59.15							
			C	9.26	4.63	0.89	0.75	59.15							

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo					Study Case: Demanda Mixima				Annex:		G.L.H.		/ 26	
rated		Active Power			Reactive Power									
Voltage		Bus-voltage		Power [kW]	Power	Factor	Current	Loading	Additional Data					
MALVINAS	4.16kV_2													
	4.16	1.00	2.40	0.00										
		1.00	2.40	-120.00										
		1.00	2.40	120.00										
Cub_3	/Lod	Load-1	A	2133.29	1281.00	0.86	1036.04		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
			B	2133.29	1281.00	0.86	1036.04		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
			C	2133.29	1281.00	0.86	1036.04		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
Cub_5	/Sym	TG_2	A	907.67	532.00	0.86	438.04	78.91	Typ:	PQ				
			B	907.67	532.00	0.86	438.04	78.91						
			C	907.67	532.00	0.86	438.04	78.91						
Cub_6	/Sym	TG_1	A	820.56	418.54	0.89	383.52	69.09	Typ:	SL				
			B	820.56	418.54	0.89	383.52	69.09						
			C	820.56	418.54	0.89	383.52	69.09						
Cub_1	/Coup	S2	A	1410.27	733.54	0.89	661.86	0.00						
			B	1410.27	733.54	0.89	661.86	0.00						
			C	1410.27	733.54	0.89	661.86	0.00						
Cub_2	/Coup	S1	A	-1815.33	-1064.00	-0.86	876.09	0.00						
			B	-1815.33	-1064.00	-0.86	876.09	0.00						
			C	-1815.33	-1064.00	-0.86	876.09	0.00						
Total Generation:				5184.67	2851.62									

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo					Study Case: Demanda Mixima				Annex: G.L.H.		/ 27	
rated		Active Power			Reactive Power							
Voltage	Bus-voltage		Power [kW]	Power	Factor	Current	Loading	Additional Data				
MALVINAS 4.16kV_1	4.16	1.00	2.40	0.00								
		1.00	2.40	-120.00								
		1.00	2.40	120.00								
Cub_4	/Sym	TG_4	A	907.67	532.00	0.86	438.04	78.91	Typ:	SL		
			B	907.67	532.00	0.86	438.04	78.91				
			C	907.67	532.00	0.86	438.04	78.91				
Cub_5	/Sym	TG_5	A	907.67	532.00	0.86	438.04	78.91	Typ:	PQ		
			B	907.67	532.00	0.86	438.04	78.91				
			C	907.67	532.00	0.86	438.04	78.91				
Cub_1	/Coup	S1	A	1815.33	1064.00	0.86	876.09	0.00				
			B	1815.33	1064.00	0.86	876.09	0.00				
			C	1815.33	1064.00	0.86	876.09	0.00				
		Total Generation:		5446.00	3192.00							
MALVINAS 4.16kV_4	4.16	1.00	2.40	0.00								
		1.00	2.40	-120.00								
		1.00	2.40	120.00								
Cub_4	/Lod	Load-2	A	2133.29	1281.00	0.86	1036.04		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar
			B	2133.29	1281.00	0.86	1036.04		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar
			C	2133.29	1281.00	0.86	1036.04		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar
Cub_5	/Sym	TG_6	A						Typ:	PQ		
			B									
			C									
Cub_6	/Sym	TG_7	A						Typ:	PQ		
			B									
			C									
Cub_1	/Coup	S3	A	-2133.29	-1281.00	-0.86	1036.04	0.00				
			B	-2133.29	-1281.00	-0.86	1036.04	0.00				
			C	-2133.29	-1281.00	-0.86	1036.04	0.00				

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima				Annex: G.L.H.		/ 28			
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.] [kV]		Active Power [deg] [kW]		Reactive Power [kvar]		Power Factor [-]		Current Loading [A ] [%]		Additional Data			
BU-1_22.9kV															
22.90		1.05	13.92	147.51											
		1.05	13.92	27.51											
		1.05	13.92	-92.49											
Cub_2	/Lne	CMT400SEBU002	A	175.10	-23.55	0.99	12.69	6.68	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.23 kvar	L:	0.03 km	
			B	175.10	-23.55	0.99	12.69	6.68	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.23 kvar			
			C	175.10	-23.55	0.99	12.69	6.68	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.23 kvar			
Cub_3	/Tr2	TF-MALVINAS	A	-174.92	23.65	-0.99	12.68	67.57	Tap:	3.00	Min:	-5	Max:	5	
			B	-174.92	23.65	-0.99	12.68	67.57							
			C	-174.92	23.65	-0.99	12.68	67.57							
----- 0.38															
		1.02	0.22	-3.47											
		1.02	0.22	-123.47											
		1.02	0.22	116.53											
Cub_2	/Lod	Load Maria	A						P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
			B						P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
			C						P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
Cub_3	/Lod	MIARIA	A	12.83	6.22	0.90	63.84		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
			B	12.83	6.22	0.90	63.84		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
			C	12.83	6.22	0.90	63.84		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar			
Cub_1	/Tr2	TF2_MIARIA_10	A	-12.84	-6.21	-0.90	63.85	42.96	Tap:	3.00	Min:	1	Max:	5	
			B	-12.84	-6.21	-0.90	63.85	42.96							
			C	-12.84	-6.21	-0.90	63.85	42.96							



Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima				Annex:	G.L.H.		/ 29	
rated Voltage [kV]		Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A ]	Loading [%]	Additional Data				
MIARIA-22.9kV														
22.90		1.02	13.46	146.53										
		1.02	13.46	26.53										
		1.02	13.46	-93.47										
Cub_1	/Tr2	TF2_MIARIA_10	A	12.98	6.63	0.89	1.08	42.96	Tap:	3.00	Min:	1	Max:	5
			B	12.98	6.63	0.89	1.08	42.96						
			C	12.98	6.63	0.89	1.08	42.96						
Cub_2	/Lne	LT_MARIA_2	A	-12.98	-6.63	-0.89	1.08	0.68	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.94 kvar	L:	1.56 km
			B	-12.98	-6.63	-0.89	1.08	0.68	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.94 kvar		
			C	-12.98	-6.63	-0.89	1.08	0.68	Pv:	0.00 kW	cLod:	0.94 kvar		
-----22.90-----														
		1.05	13.90	147.37										
		1.05	13.90	27.37										
		1.05	13.90	-92.63										
Cub_1	/Lne	LT_TUPAC_AMAR	A	-4.61	-2.29	-0.90	0.37	0.23	Pv:	0.00 kW	cLod:	2.30 kvar	L:	3.58 km
			B	-4.61	-2.29	-0.90	0.37	0.23	Pv:	0.00 kW	cLod:	2.30 kvar		
			C	-4.61	-2.29	-0.90	0.37	0.23	Pv:	0.00 kW	cLod:	2.30 kvar		
Cub_2	/Tr2	TF2_TUPAC AMA	A	4.61	2.29	0.90	0.37	29.36	Tap:	0.00	Min:	-5	Max:	5
			B	4.61	2.29	0.90	0.37	29.36						
			C	4.61	2.29	0.90	0.37	29.36						
-----22.90-----														
		1.05	13.87	147.14										
		1.05	13.87	27.14										
		1.05	13.87	-92.86										
Cub_2	/Tr2	TF2_SABABANTI	A	9.88	5.15	0.89	0.80	31.86	Tap:	3.00	Min:	1	Max:	5
			B	9.88	5.15	0.89	0.80	31.86						
			C	9.88	5.15	0.89	0.80	31.86						
Cub_4	/Lne	LT_SABABAMTIA	A	-9.87	-5.15	-0.89	0.80	0.77	Pv:	0.02 kW	cLod:	19.19 kvar	L:	30.00 km
			B	-9.87	-5.15	-0.89	0.80	0.77	Pv:	0.02 kW	cLod:	19.19 kvar		
			C	-9.87	-5.15	-0.89	0.80	0.77	Pv:	0.02 kW	cLod:	19.19 kvar		

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima			Annex:	G.L.H.		/ 30		
rated Voltage [kV] [p.u.]		Bus-voltage [kV] [deg]		Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A ]	Loading [%]	Additional Data					
Sababamtiari_0.38kV														
0.38		1.05	0.23	- 2.86										
		1.05	0.23	-122.86										
		1.05	0.23	117.14										
Cub_2	/Lod	SABANBANTIARI	A	9.72	4.71	0.90	46.90		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
			B	9.72	4.71	0.90	46.90		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
			C	9.72	4.71	0.90	46.90		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
Cub_3	/Tr2	TF2_SABABANTI	A	-9.72	-4.70	-0.90	46.92	31.86	Tap:	3.00	Min:	1	Max:	5
			B	-9.72	-4.70	-0.90	46.92	31.86						
			C	-9.72	-4.70	-0.90	46.92	31.86						
----- 0.38 -----														
		1.04	0.23	- 2.91										
		1.04	0.23	-122.91										
		1.04	0.23	117.09										
Cub_1	/Lod	TUPAC AMARU	A	4.58	2.22	0.90	22.24		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
			B	4.58	2.22	0.90	22.24		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
			C	4.58	2.22	0.90	22.24		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
Cub_2	/Tr2	TF2_TUPAC AMA	A	-4.59	-2.22	-0.90	22.25	29.36	Tap:	0.00	Min:	-5	Max:	5
			B	-4.59	-2.22	-0.90	22.25	29.36						
			C	-4.59	-2.22	-0.90	22.25	29.36						
----- 22.90 -----														
		1.03	13.67	146.93										
		1.03	13.67	26.93										
		1.03	13.67	-93.07										
Cub_1	/Lne	LT_DERIV-CAMI	A	-8.40	-4.43	-0.88	0.69	0.36	Pv:	0.00 kW	cLod:	1.46 kvar	L:	2.30 km
			B	-8.40	-4.43	-0.88	0.69	0.36	Pv:	0.00 kW	cLod:	1.46 kvar		
			C	-8.40	-4.43	-0.88	0.69	0.36	Pv:	0.00 kW	cLod:	1.46 kvar		
Cub_2	/Tr2	TF2_CAMISEA_1	A	8.40	4.43	0.88	0.69	27.57	Tap:	3.00	Min:	1	Max:	5
			B	8.40	4.43	0.88	0.69	27.57						
			C	8.40	4.43	0.88	0.69	27.57						

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima			Annex:	G.L.H.		/ 31	
rated Voltage [kV] [p.u.] Bus-voltage [kV] [deg] Active Power [kW] Reactive Power [kvar] Power Factor [-] Current [A ] Loading [%]									Additional Data				
CAMISEA_0.38kV													
0.38 1.03 0.23 - 3.07													
1.03 0.23 -123.07													
1.03 0.23 116.93													
Cub_2 /Lod	CC.NN.	CAMISE	A	8.25	4.00	0.90	40.41		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar	
			B	8.25	4.00	0.90	40.41		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar	
			C	8.25	4.00	0.90	40.41		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar	
Cub_1 /Tr2	TF2_CAMISEA_1	A	-8.25	-3.99	-0.90	40.42	27.57	Tap:	3.00	Min:	1	Max:	5
		B	-8.25	-3.99	-0.90	40.42	27.57						
		C	-8.25	-3.99	-0.90	40.42	27.57						
----- ~22.90													
1.02 13.50 146.59													
1.02 13.50 26.59													
1.02 13.50 -93.41													
Cub_1 /Lne	LT_MISHAHUA	A	-8.95	-4.68	-0.89	0.75	0.47	Pv:	0.00 kW	cLod:	3.51 kvar	L:	5.80 km
		B	-8.95	-4.68	-0.89	0.75	0.47	Pv:	0.00 kW	cLod:	3.51 kvar		
		C	-8.95	-4.68	-0.89	0.75	0.47	Pv:	0.00 kW	cLod:	3.51 kvar		
Cub_2 /Tr2	TF2_MISHAHUA_	A	8.95	4.68	0.89	0.75	29.69	Tap:	3.00	Min:	1	Max:	5
		B	8.95	4.68	0.89	0.75	29.69						
		C	8.95	4.68	0.89	0.75	29.69						
----- ~0.38													
1.02 0.22 - 3.41													
1.02 0.22 -123.41													
1.02 0.22 116.59													
Cub_2 /Lod	MISHAHUA	A	8.80	4.26	0.90	43.66		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
		B	8.80	4.26	0.90	43.66		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
		C	8.80	4.26	0.90	43.66		P10:	0.00 kW	Q10:	0.00 kvar		
Cub_1 /Tr2	TF2_MISHAHUA_	A	-8.80	-4.26	-0.90	43.67	29.69	Tap:	3.00	Min:	1	Max:	5
		B	-8.80	-4.26	-0.90	43.67	29.69						
		C	-8.80	-4.26	-0.90	43.67	29.69						

## ANEXO 06 REPORTE DE TENSIONES

Load Flow Calculation		Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC)		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for	
Consider Reactive Power Limits	No	Nodes	1.00 kVA
		Model Equations	0.10 %

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo				Study Case: Demanda Mixima		Annex:	G.L.H.	/ 1
	rtd.V [kV]	Bus - voltage			Voltage - Deviation [%]			
		[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5		+10
SEPAHUA_22.9kV								
PUERTO RICO_22.9kV	22.90	1.014	23.22	1 46.47				
SENSA_22.9kV	22.90	1.018	23.31	1 46.53				
NUEVA LUZ 1_22.9kV	22.90	1.021	23.38	1 46.59				
NUEVA VIDA_22.9kV	22.90	1.024	23.45	1 46.67				
Nuev.Mundo-2_22.9	22.90	1.028	23.54	1 46.77				
KIRIGUETI_22.9kV	22.90	1.030	23.59	1 46.83				
BU-2_ 22.9kV	22.90	1.031	23.62	1 46.86				
CHOCORIARI_22.9kV	22.90	1.053	24.11	1 47.51				
N-DERV._PUERTO RICO	22.90	1.052	24.08	1 47.38				
N-DERV._MARIA	22.90	1.018	23.31	1 46.53				
N-DERV._SENSA	22.90	1.018	23.31	1 46.53				
N-DERV._NUEVA LUZ 2	22.90	1.021	23.38	1 46.59				
	22.90	1.024	23.45	1 46.67				
N-DERV._NUEVA VIDA								
	22.90	1.028	23.54	1 46.77				
	22.90	1.031	23.62	1 46.86				

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo					Study Case: Demanda Mixima			Annex: G.L.H.	/ 2
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%] 0	+5	+10
N-LT_MALV-KIRI_5	22.90	1.034	23.68	146.93					
N-LT_MALV-KIRI_2	22.90	1.053	24.11	147.51					
N-LT_MALV-CH_2	22.90	1.053	24.11	147.51					
N-DERV._CHOCORIARI	22.90	1.052	24.08	147.38					
CHOCORIARI_0.380kV	0.38	1.039	0.39	-3.08					
KIRIGUETI_0.38kV	0.38	1.031	0.39	-3.14					
NUEVO MUNDO 2_0.38kV	0.38	1.042	0.40	-3.69					
SENSA_0.38kV	0.38	1.039	0.39	-3.70					
PUERTO RICO_0.38kV	0.38	1.018	0.39	-3.47					
NUEVA LUZ 1_0.38kV	0.38	1.036	0.39	-3.85					
NUEVA VIDA_0.38kV	0.38	1.029	0.39	-4.14					
BU_4.16kV	4.16	0.992	4.13	-0.25					
MALVINAS 4.16kV_3	4.16	1.000	4.16	0.00					
TIMPIA_0.380kV	0.38	1.035	0.39	-3.36					
N-LT_PTO RICO-SEPAHUA_5	22.90	1.014	23.22	146.47					
N-LT_PTO RICO-SEPAHUA_4	22.90	1.014	23.22	146.47					
N-LT_PTO RICO-SEPAHUA_3	22.90	1.015	23.24	146.48					
N-LT_PTO RICO-SEPAHUA_2	22.90	1.018	23.31	146.53					
N-LT_PTO RICO_2	22.90	1.018	23.31	146.53					
N-LT_MARIA_2	22.90	1.018	23.31	146.53					
N-LT_SENSA_2	22.90	1.021	23.38	146.59					
N-LT_Nuv.Luz 2-SEANSA_2									

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo				Study Case: Demanda Mixima		Annex:	G.L.H.	/ 3	
	rtd.V [kV]	Bus - voltage			Voltage - Deviation [%]				
		[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10
NUEVALUZ 2_22.9kV	22.90	1.023	23.43	146.64					
	22.90	1.024	23.45	146.67					
N-LT_Nuv.Luz 2.1_2									
	0.38	1.036	0.39	-3.85					
N-LT_Nuv.Vida_2									
	22.90	1.028	23.54	146.77					
N-LT_Nuv. Mundo1-Nuv.Vida_2									
	22.90	1.028	23.55	146.78					
NUEVO MUNDO 1_22.9kV									
	22.90	1.030	23.59	146.83					
N-LT_Nuv. Mundo1.2_2									
	0.38	1.042	0.40	-3.69					
N-LT_KIRIGUETI_2									
	22.90	1.031	23.62	146.86					
N-LT_MALV-KIRI_4									
	22.90	1.040	23.83	147.11					
N-LT_MALV-KIRI_3									
	22.90	1.048	24.00	147.35					
N-LT_MALV-CH_3									
	22.90	1.052	24.10	147.45					
N-LT_MALV-CH_4									
	22.90	1.052	24.08	147.38					
N-TIMPIA_2									
	22.90	1.051	24.07	147.31					
N-TIMPIA_3									
	22.90	1.051	24.06	147.26					
NO-LT_TIMPIA_4									
	22.90	1.050	24.05	147.22					
Timpia_22.9kV									
	22.90	1.050	24.05	147.22					
MALVINAS 4.16kV_2									
	4.16	1.000	4.16	0.00					
MALVINAS 4.16kV_1									
	4.16	1.000	4.16	0.00					
MALVINAS 4.16kV_4									
	4.16	1.000	4.16	0.00					
BU-1_22.9kV									
	22.90	1.053	24.11	147.51					
MIARIA-0.38kV									
	0.38	1.018	0.39	-3.47					

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo				Study Case: Demanda Mixima		Annex:	G.L.H.	/ 4
	rtd.V [kV]	Bus - voltage			Voltage - Deviation [%]			
		[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+10
MIARIA-22.9kV								
TUPAC AMARU_22.9kV	22.90	1.018	23.31	1 46.53				
Sababamtiari_22.9kV	22.90	1.052	24.08	1 47.37				
Sababamtiari_0.38kV	22.90	1.049	24.03	1 47.14				
TUPAC AMARUI_0.380kV	0.38	1.049	0.40	-2.86				
CAMISEA_22.9kV	0.38	1.044	0.40	-2.91				
CAMISEA_0.38kV	22.90	1.034	23.68	1 46.93				
MISHAHUA_22.9KV	0.38	1.034	0.39	-3.07				
MISHAHUA_0.38kV	22.90	1.021	23.37	1 46.59				
	0.38	1.021	0.39	-3.41				

	Estudio de Coordinación de Protecciones de Bajo Urubamba Niveles de tensión del proyecto-en VACÍO	DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: Date: 12/28/2023
--	--	-------------------------------------	------------------------------

Load Flow Calculation				Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange			
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC)		Automatic Model Adaptation for Convergence		No			
Automatic Tap Adjust of Transformers		Max. Acceptable Load Flow Error for		Nodes		1.00 kVA	
Consider Reactive Power Limits		Model Equations				0.10 %	

Grid: Proteccion-Bajo Urub System Stage: Proteccion-Bajo						Study Case: Demanda Mixima		Annex:	G.L.H.	/ 5
Volt. Generation Level	Motor Load [kW]/[kvar]	Load [kW]/[kvar]	Compensation [kW]/[kvar]	External Infeed [kW]/[kvar]	Interchange to	Power Interchange [kW]/[kvar]	Total Losses [kW]/[kvar]	Load Losses [kW]/[kvar]	Noload Losses [kW]/[kvar]	
0.38	0.00 0.00	0.00 0.00	507.59 245.85	0.00 0.00	22.90 kV	-507.48 -245.60	0.00	0.00	0.00	
							0.00	0.00	0.00	
							5.09 14.18	2.43 4.94	2.67 9.24	
4.16	13353.67 7639.62	0.00 0.00	12815.12 7690.95	0.00 0.00	22.90 kV	533.91 -49.81	4.65	4.65	0.00	
							-1.50	2.03	-3.54	
							9.13 21.12	9.13 19.93	0.00 1.20	
22.90	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00 0.00	0.38 kV	512.57 259.77	12.58	12.58	0.00	
							-330.21	8.68	-338.89	
							5.09	2.43	2.67	
					4.16 kV	-524.77 70.94	14.18	4.94	9.24	
							9.13 21.12	9.13 19.93	0.00 1.20	
Total:	13353.67 7639.62	0.00 0.00	13322.71 7936.80	0.00 0.00		0.00 0.00	31.45 -296.41	28.79 35.58	2.67 -332.00	



	LKVA INGENIEROS E.I.R.L. Estudio de Coordinación de Protecciones de Bajo Urubamba Niveles de tensión del proyecto-en VACÍO	DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project:  Date: 12/28/2023
--	--	-------------------------------------	----------------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC)		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for	
Consider Reactive Power Limits	No	Nodes	1.00 kVA
		Model Equations	0.10 %

Total System Summary					Study Case: Demanda Mixima		Annex:	G.L.H.	/ 6
Generation	Motor Load	Load	Compensation	External Infeed	Inter Area Flow	Total Losses	Load Losses	Noload Losses	
[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	
\user\Proteccion-BU (ajuste PROPUESTO) \Network Model\Network Data\Proteccion-Bajo Urubamba									
13353.67	0.00	13322.71	0.00	0.00	0.00	31.45	28.79	2.67	
7639.62	0.00	7936.80	0.00	0.00	0.00	-296.41	35.58	-332.00	
Total:									
13353.67	0.00	13322.71	0.00	0.00		31.45	28.79	2.67	
7639.62	0.00	7936.80	0.00	0.00		-296.41	35.58	-332.00	

## ANEXO 07 CURVAS DE COORDINACION DE PROTECCION

