

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

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

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**INCIDENCIA DE LA CONFIABILIDAD EN EL DESARROLLO DEL SISTEMA
ELECTRICO DE COTABAMBAS – APURIMAC 2019**

Presentado por:

Br. RONY BRAYAN VARGAS HUAMANI

Br. ALEX MARTIN LEVITA FRANCO

Para optar al Título Profesional de: Ingeniero Electricista

Asesor:

Ing. MARIO GONZALES VARGAS.

**CUSCO - PERÚ
2023**

INFORME DE ORIGINALIDAD

(Aprobado por Resolución Nro. CU-303-2020-UNSAAC)

El que suscribe, **Asesor** del trabajo de investigación/tesis titulada: INCIDENCIA DE LA CONFIABILIDAD EN EL DESARROLLO DEL SISTEMA ELECTRICO DE COTABAMBAS - APLIZIMAC 2019

presentado por: ALEX MARTIN LEVITA FRANCO con DNI Nro.: 44417839

presentado por: RONY BRAYAN VARGAS HUIAHANI con DNI Nro.: 43975781

para optar el título profesional/grado académico de INGENIERO ELECTRICISTA

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 2 veces, mediante el Software Antiplagio, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso de Sistema Antiplagio de la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 3 %.

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 se considera plagio.	
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las correcciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, quien a su vez eleva el informe a la autoridad académica para que tome las acciones correspondientes. Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y adjunto la primera página del reporte del Sistema Antiplagio.

Cusco, 19 de Julio de 2023

Firma

Post firma Jairo Gonzales Vazquez

Nro. de DNI 23905749

ORCID del Asesor 0000 - 0002 - 3727 - 0259

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema Antiplagio: oid-27259-190549390

NOMBRE DEL TRABAJO

**INCIDENCIA DE LA CONFIABILIDAD EN EL DESARROLLO DEL SISTEMA ELECTRIC
O DE COTABAMBAS - APURIMAC 2019**

AUTOR

BRYAN_ALEX VARGAS_LEVITA

RECuento DE PALABRAS

19182 Words

RECuento DE CARACTERES

97034 Characters

RECuento DE PÁGINAS

103 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

6.2MB

FECHA DE ENTREGA

Dec 19, 2022 8:25 AM GMT-5

FECHA DEL INFORME

Dec 19, 2022 8:26 AM GMT-5**● 3% de similitud general**

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base d 8%

- 2% Base de datos de Internet
- 0% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de Crossref
- Base de datos de contenido publicado de Crossr
- 2% Base de datos de trabajos entregados

● Excluir del Reporte de Similitud

- Material bibliográfico
- Material citado
- Coincidencia baja (menos de 15 palabras)
- Bloques de texto excluidos manualmente

AGRADECIMIENTOS

Este logro se lo debemos primeramente a Dios por guiarnos en cada tramo de nuestros caminos y a no dejarnos caer en cada tropiezo que tenemos en la vida, a nuestros padres por siempre apoyándonos en seguir adelante por ser guías y fortalezas y siempre por sus consejos bien acertados.

Queremos agradecerle a nuestro asesor de tesis, Ing. Mario Gonzales Vargas, por el invaluable conocimiento que nos brindó para llevar a cabo esta tesis.

Agradezco profundamente a todos los ingenieros docentes que nos acompañaron a lo largo de este proceso, quienes nos guiaron y urdieron como unos profesionales íntegros en nuestra área. Agradezco a mis compañeros, quienes compartieron y comparten sus conocimientos y experiencias de la escuela profesional y siempre nos brindaron su apoyo incondicional frente a cada evaluación de la vida.

Estamos profundamente agradecidos con la vida, con el destino, con Dios por brindarnos la oportunidad de vivir para ser felices ejerciendo la profesión que desde niños anhelamos seguir. Nunca me alcanzarán las palabras para expresar esta enorme dicha. Sencillamente gracias.

PRESENTACIÓN

Señor. Decano de la facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Informática y mecánica Con el propósito de optar al título de ingeniero electricista, así mismo, cumpliendo los requerimientos del reglamento de grados y títulos vigentes, presento la siguiente tesis de investigación:

“INCIDENCIA DE LA CONFIABILIDAD EN EL DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE COTABAMBAS – APURIMAC 2019”.

La tesis mencionada es presentada con el fin de aportar una metodología descriptiva, la cual, será aplicada al software NEPLAN con el propósito de poder analizar y controlar los tipos de falla que son frecuentes y que provocan la salida del alimentador CA-01 CACHIMAYO – COTABAMBAS del sistema.

RESUMEN

La presente tesis se presenta a partir de la problemática que posee el sistema eléctrico de Cotabambas – Cachimayo. Más aún porque en los últimos tiempos las compañías del ámbito eléctrico, procuran optimar los procedimientos y asistencia en provecho de la ciudadanía, de tal manera que se ofrezca energía con calidad. De facto, la expresión “*energía eléctrica de calidad*” puntualiza las alteraciones en la frecuencia, tensión y corriente de la compleja red de instalaciones que distribuyen electricidad.

Dado que las cargas son cada día más sensibles a cambios en determinados parámetros de suministro de energía eléctrica, en años recientes las empresas otorgaron envergadura a los procesos para proporcionar energía de calidad.

La razón de esta tesis es suministrar la información necesaria acerca de los motivos por los cuales sale de servicio la red y genera incomodidad en los usuarios y con ello la confiabilidad del sistema. Asimismo, propone un estudio simulado en software NEPLAN para ver y comprender el comportamiento del sistema frente a estas anomalías que hoy se notan en la red de Cotabambas alimentador CA-01.

Palabras Claves: confiabilidad, calidad, eléctrico y alimentador.

GLOSARIO

S.E.P.	:	Sistema eléctrico de potencia
NTCSE	:	Norma técnica de calidad de suministro eléctrico
COES	:	Comité de operaciones económicas del sistema interconectado Nacional
EGEMSA	:	Empresa de Generación Eléctrica de Machupicchu S.A
SEIN	:	Sistema eléctrico interconectado nacional
INCASA	:	Industrias Cachimayo S.A.
C.H.	:	Central Hidroeléctrica
S.E.T.	:	Subestación Eléctrica de transmisión
S.E.D.	:	Subestación Eléctrica de distribución
USD	:	dólar americano
UM	:	unidades monetarias
kV	:	Kilovoltios
MW	:	Mega watts
Hz	:	Hertz
P.U.	:	Valores por unidad

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	1
PRESENTACIÓN	2
RESUMEN	3
GLOSARIO	4
CONTENIDO	5
INDICE DE TABLAS	9
INDICE DE CUADROS	10
INDICE DE FIGURAS	11
INTRODUCCION	13
CAPITULO I	14
I. ASPECTOS GENERALES	15
1.1. IDENTIFICACION DEL PROBLEMA	15
1.1.1. INTRODUCCION	15
1.1.2. LA PROBLEMÁTICA	15
1.1.3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	17
1.1.3.1. PROBLEMA PRINCIPAL	17
1.1.3.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS	17
1.2. JUSTIFICACION E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN	17
1.2.1. JUSTIFICACION	17
1.2.2. IMPORTANCIA	18
1.3. LIMITACIONES Y ALCANCES DE LA INVESTIGACION	18
1.3.1. LIMITACIONES	18
1.3.2. ALCANCES	18
1.4. OBJETIVOS	18
1.4.1. OBJETIVO GENERAL	18
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
1.5. DEFINICIÓN DE VARIABLES	19
1.6. INDICADORES	19
1.7. HIPÓTESIS	20
1.8. MATRIZ DE CONSISTENCIA:	21
1.9. ÁMBITO GEOGRÁFICO	22
CAPITULO II	23
2. MARCO TEÓRICO:	23
2.1. ANTECEDENTES	23
2.2. ASPECTOS TEORICOS	25
2.2.1. TEORÍA DE PROBABILIDADES EN LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD.	25
2.2.2. DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD	26
2.1.2.1. DISTRIBUCIÓN EXPONENCIAL	26

2.3.	CONFIABILIDAD	28
2.3.1.	FUNCIONES.....	29
2.3.2.	FUNCIONES DE CONFIABILIDAD.	30
2.4.	TÉCNICAS BÁSICAS PARA REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN	31
2.4.1.	DATOS NECESARIOS PARA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD	32
2.4.2.	PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD Y DISPONIBILIDAD ...	35
2.5.	CÁLCULO DE CONFIABILIDAD DE CADA TIPO DE CONFIGURACIÓN UNA RED ELÉCTRICA.....	35
2.5.1.	Sistemas en serie	36
2.5.2.	Sistemas en paralelo	39
2.6.	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.....	41
2.6.1.	Indicadores orientados al cliente	42
2.6.2.	Indicadores basados en la carga.....	¡Error! Marcador no definido.
2.6.3.	Desempeño del sistema	45
2.7.	VALORACIÓN DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DESBALANCEADOS	46
2.7.1.	INTRODUCCIÓN.....	46
2.7.2.	CAUSAS DE DESBALANCE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (SD).....	48
2.7.2.1.	COSTO	48
2.7.2.2.	ASIMETRÍA DE LOS COMPONENTES.....	48
2.7.2.3.	COMPONENTES MONOFÁSICOS Y FALLAS MONOFÁSICAS.....	48
2.7.3.	DESBALANCE EN LAS CARGAS.....	49
2.7.3.1.	Modos de falla en los sistemas de distribución.....	49
2.7.3.2.	Consecuencias de una falla monofásica.....	49
2.7.3.3.	Consecuencias de una falla bifásica.....	50
2.7.3.4.	Consecuencias de una falla trifásica.....	50
2.7.3.5.	Aspectos constructivos que afectan la probabilidad de falla	50
2.7.4.	METODOLOGÍA.....	51
2.7.4.1.	Modelo topológico del sistema.....	51
2.7.4.2.	Modelo de confiabilidad de los componentes	51
2.7.5.	MODELAMIENTO DE LA DEMANDA	52
2.7.5.1.	Escenarios y procedimiento general	52
2.7.5.2.	Procedimiento dentro de una iteración.....	54
2.7.5.3.	Cálculo de Índices de confiabilidad.....	55
CAPITULO III.....		59
3.	DIAGNOSTICO DEL SISTEMA ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE COTABAMBAS	60
3.1.	GENERALIDADES.....	60
3.2.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	60
3.2.1.	Subestación de transformación de Cachimayo	60

3.2.2.	SISTEMA DE PROTECCION ACTUAL	62
3.2.3.	Alimentador de CACHIMAYO: CA-01	67
3.3.	COMPORTAMIENTO DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA.....	68
3.4.	ANALISIS CON LOS INDICADORES DEC Y FEC	73
3.4.1.	ANALISIS CON LOS INDICADORES DEC Y FEC SISTEMA RADIAL DEL ALIMENTADOR CA-01	73
CAPÍTULO IV		78
4.	PLANTEAMIENTOS METODOLÓGICOS	79
4.1.	MÉTODO.....	79
4.1.1.	TIPO Y NIVEL DE INVESTIGACIÓN.....	79
4.1.2.	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	79
4.2.	TECNICAS E INSTRUMENTOS DE INVESTIGACION.....	79
4.3.	UNIVERSO POBLACIÓN Y MUESTRA	80
4.4.	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	80
4.4.1.	SISTEMA DE PRUEBA	81
4.4.2.	DATOS DE ENTRADA DEL SISTEMA.....	84
4.4.3.	PROCESO PARA LA PUESTA A PUNTO DEL SISTEMA.....	85
4.4.4.	ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA.....	86
4.5.	RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	86
4.5.1.	INFORMACIÓN HISTÓRICA UTILIZADA	86
4.5.2.	CONCEPTOS PREVIOS A LA ASIGNACION DE DATOS.....	87
4.6.	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.....	88
4.6.1.	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD PARA TRANSFORMADORES	88
4.6.2.	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD PARA LÍNEAS	89
4.6.3.	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD PARA ELEMENTOS SIN ASIGNACIÓN DE DATOS	91
4.7.	METODOLOGÍA APLICADA PARA LA OBTENCIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO COTABAMBAS.	91
4.7.1.	ANÁLISIS PREVIO DE CONFIABILIDAD EN EL NEPLAN	91
4.7.1.1.	MODELOS DE LA RED	91
4.7.1.2.	MODELO PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMADORES	92
4.7.1.3.	INTERRUPCIÓN ESTOCÁSTICA INDEPENDIENTE LARGA	92
4.7.1.4.	INTERRUPCIÓN PLANEADA LARGA	92
4.7.1.5.	MODELO DE PROTECCIÓN DE LOS ELEMENTOS	92
4.7.1.6.	PUESTA A TIERRA DEL SISTEMA	93
4.7.1.7.	MODELO DE LA CARGA.	93
4.7.1.8.	MODELO DEL GENERADOR O EQUIVALENTE DE RED.	93
4.7.2.	SECUENCIA DE OPERACIONES EJECUTADAS DURANTE EL CÁLCULO DE CONFIABILIDAD.....	93
4.8.	GENERACIÓN DE COMBINACIONES DE FALLA	94
4.9.	ANÁLISIS DEL EFECTO DE FALLA	95

4.10.	CÁLCULO DE CONFIABILIDAD CON EL NEPLAN.....	95
4.11.	ASIGNACION DE DATOS DE CONFIABILIDAD A LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA ..	96
4.11.1.	ASIGNACIÓN DE DATOS DE CONFIABILIDAD A LÍNEAS.....	96
4.11.2.	ASIGNACIÓN DE DATOS DE CONFIABILIDAD A NODOS	96
4.11.3.	ASIGNACIÓN DE DATOS DE CONFIABILIDAD A LAS CARGAS	97
4.12.	PARÁMETROS DEL CÁLCULO.....	98
CAPÍTULO V.....		100
5.	ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	101
5.1.	ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	101
5.1.1.	CASO 1: Confiabilidad en el alimentador CA-01 sin protecciones con carga Cotabambas 102	
5.1.2.	CASO 2: Confiabilidad en el alimentador CA-01, en la situacion actual de la red.	104
5.2.	CONTRASTACIÓN Y CONVALIDACIÓN DE LA HIPÓTESIS	106
5.3.	PLANTEAMIENTO DE LA PROPUESTA DE SOLUCIÓN.	107
5.4.	EVALUACIÓN ANTES Y DESPUÉS DE LA PROPUESTA.....	110
CONCLUSIONES		112
RECOMENDACIONES		113
BIBLIOGRAFIA		114
ANEXO		117
	ANEXO A: DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN DE TRANSMISIÓN CACHIMAYO.	117
	ANEXO B: DIAGRAMA UNIFILAR ALIMENTADOR CA-01 COTABAMBAS.....	118
	ANEXO C: CATÁLOGO DE CARACTERÍSTICAS CONDUCTOR AAAC	119
	ANEXO D: estudio de confiabilidad en el alimentador CA-01 Cotabambas con datos 2021.	120
FOTOGRAFIAS E IMAGENES		125

INDICE DE TABLAS

1. Tabla N°1-1: Límites de distorsión armónica.....	17
2. Tabla N°2-1: Frecuencia de ocurrencia de fallas.....	49
3. Tabla N°2-2. Índices de confiabilidad a nivel de sistema.....	57
4. Tabla N°2-3. Frecuencia de falla de los puntos de carga en [fallas/año].....	57
5. Tabla N°4-1: Características de la línea del Alimentador de Cachimayo: CA-01 - Cotabambas	84
6. Tabla N°4-2: Parámetros de la línea de transmisión CA-01 – Cotabambas tomadas de la librería de conductores de NEPLAN.....	84
7. Tabla N°4-3: Características y parámetros del Transformador T3	85
8. Tabla N°4-4: Características para cargas.....	85
9. Tabla N°4-5: cantidad de fallas y mantenimientos por tramo del alimentador CA-01.....	90
10. Tabla N°4-6: tiempos de fallas y mantenimientos por tramo del alimentador CA-01, desglosadas de los cuadros N° 3.20: Interrupción de servicio (horas) y Cuadro N° 3.21: Tiempos de indisponibilidad de servicio (horas/año).	90
11. Tabla N°4-7: Tiempos y cantidad de fallas del alimentador CA-01.....	91
12. Tabla 5-1: índices de confiabilidad del programa NEPLAN	103
13. Tabla N°5-2: índices de confiabilidad de la carga Coyllurqui - COTABAMBAS.....	103
14. Tabla N°5-1: resultado de índices orientados al cliente.....	104
15. Tabla 5-3: índices de confiabilidad del programa NEPLAN	105
16. Tabla N°5-4: índices de confiabilidad de la carga Coyllurqui - COTABAMBAS.....	105
17. Tabla N°5-5: Indicadores orientados al cliente	106
18. Tabla N°5-6: Parámetros de línea de transmisión paralela a la red CA-01 para alimentación a las cargas de COTABAMBAS (valores de resistencias y reactancias tomados de las librerías de NEPLAN). 107	
19. Tabla N°5-7: índices de confiabilidad del programa NEPLAN	109
20. Tabla N°5-8: índices de confiabilidad de la carga Coyllurqui – COTABAMBAS.....	109
21. Tabla N°5-9: Indicadores orientados al cliente	109
22. Tabla N°5-10: comparación de índices de confiabilidad carga Coyllurqui para los casos presentados:.....	110
23. Tabla N°5-11: comparación de Indicadores orientados al cliente.....	110
24. Tabla N°D-2: cantidad de fallas y mantenimientos por tramo del alimentador CA-01	120
25. Tabla N°D-3: índices de confiabilidad de la carga Coyllurqui – COTABAMBAS	123
26. Tabla N°D-4: Indicadores orientados al cliente.....	123
27. Tabla N°D-5: comparación de índices de confiabilidad carga Coyllurqui para los casos presentados incluidos el sistema actual 2021:	124
28. Tabla N°D-6: comparación de Indicadores orientados al cliente incluido el sistema 2021. ...	124

INDICE DE CUADROS

1. Cuadro	N°3.1: Datos del transformador de potencia.....	61
2. Cuadro	N°3.2: Datos del transformador de PAT	62
3. Cuadro	N°3.3: Datos de interruptor de potencia en lado del transformador 24 KV	63
4. Cuadro	N° 3.4: Datos del RECLOSER AUTOMÁTICO	64
5. Cuadro	N° 3.5: Características del seccionador 24 KV	65
6. Cuadro	N° 3.6: Características de los relés.....	65
7. Cuadro	N° 3.7: Características de la línea del Alimentador de CACHIMAYO: CA-01.....	67
8. Cuadro	3.8: Tipos de subestaciones de distribución - alimentador de CACHIMAYO: CA-01....	67
9. Cuadro CA-01	N° 3.9: Potencia de las subestaciones de distribución del alimentador de Cachimayo: 67	67
10. Cuadro	N° 3.10: Subestaciones de Distribución según su potencia.....	68
11. Cuadro	N° 3.11: Causas de desconexión de AMT CA-01 2016	68
12. Cuadro	N° 3.12: Causas de desconexión de AMT CA-01 del 2018	69
13. Cuadro 2016	N° 3.13: Causas de desconexión de SLI del alimentador de CACHIMAYO: CA-01, de 70	70
14. Cuadro	N° 3.14: Causas de desconexión de SLI del alimentador Cachimayo: CA-01, de 2018 72	72
15. Cuadro	N° 3.15. Datos del sistema	74
16. Cuadro	N° 3.16: Matriz de estados, sistema de prueba radial	74
17. Cuadro	N° 3.17: Tasa de fallas	75
18. Cuadro	N° 3.18: Interrupción de servicio (horas).	75
19. Cuadro	N° 3.19: Tiempos de indisponibilidad de servicio (horas/año).	75
20. Cuadro	N° 3.20: Resumen de índices	75
21. Cuadro 2021	N°D-1: Causas de desconexión de SLI del alimentador de CACHIMAYO: CA-01, de 120	120

INDICE DE FIGURAS

1. Figura	1.1: NUMERO DE CLIENTES POR ZONA.....	16
2. Figura	1.2: síntesis de cuadro de operacionalización de variables.....	19
3. Figura	1.3: MAPA PROVINCIAL DE COTABAMBAS.....	22
4. Figura	2.1 Tasa típica de falla de un componente eléctrico en función de su vida útil.....	28
5. Figura	2.2 Curva de densidad de falla y áreas R(t) y Q(t).....	31
6. Figura	2.3 Gráfico de estados promedio con respecto al tiempo.....	34
7. Figura	2.4 Transición de estados de un elemento eléctrico.....	34
8. Figura	2.5 Diagrama de bloques de dos elementos conectados en serie.....	36
9. Figura	2.6 Diagrama de bloques de dos elementos conectados en paralelo.....	39
10. Figura	2.7 Proporción de uso de los índices adicionales.....	44
11. Figura	2.8. Circuito primario de distribución desbalanceado.....	47
12. Figura	2.9. Circuito primario trifásico aéreo.....	50
13. Figura	2.10. Equipos de subestación de un circuito primario típico.....	51
14. Figura	2.11. Modelo de dos estados para los componentes.....	51
15. Figura	2.12. Procedimiento general de la simulación.....	53
16. Figura	2.13. Sistema de prueba RBTS balanceado.....	56
17. Figura	2.14. Sistema de prueba desbalanceado.....	56
18. Figura	3.1 Diagrama de protección y medida SET CACHIMAYO.....	66
19. Figura	3.2: Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2016.....	69
20. Figura	3.3: Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2018.....	70
21. Figura	3.4: Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2016.....	71
22. Figura	3.5 Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2018.....	72
23. Figura	3.6: Sistema radial evaluado.....	73
24. Figura	3.7: Modelo de la red evaluada.....	73
25. Figura	4.1: Diagrama de flujo general.....	81
26. Figura	4.2: Modelo del sistema eléctrico SET CACHIMAYO y parte del alimentador CA-01...82	
27. Figura	4.3: Modelo del sistema eléctrico de alimentado de COTABAMBAS (Cotabambas - Coyllurqui). 83	
28. Figura	4.4: Secuencia de operaciones ejecutadas durante el cálculo.....	94
29. Figura	4.5: Asignación de Datos a la línea L1-Antaantigua.....	96
30. Figura	4.6: Asignación de datos NODO.....	97
31. Figura	4.7: Asignación de datos costos de interrupción.....	98
32. Figura	4.8: Asignación de parámetros de cálculo.....	99
33. Figura	5.1: flujos de potencia alimentador CA-01 con carga Cotabambas - Coyllurqui en COTABAMBAS con datos ELECTROSUR ESTE S.A.A. 2018.....	101
34. Figura	5.2: Análisis confiabilidad alimentador CA-01, sin protecciones disponibles en la carga 103	
35. Figura	5.3: Resultados de confiabilidad en línea CA-01.....	103

36. Figura	5.4: Análisis confiabilidad alimentador CA-01 con datos ELECTROSUR ESTE S.A.A. 2018	105
37. Figura	5.5: Resultados de confiabilidad en línea CA-01	105
38. Figura	5.6: Análisis confiabilidad alimentador CA-01 con Red anillo paralelo al alimentador CA-01 con derivación a Cotabambas	108
39. Figura	5.7: Análisis confiabilidad alimentador CA-01 con Red anillo paralelo al alimentador CA-01 con derivación a Cotabambas	108
40. Figura	D-1: Análisis confiabilidad alimentador CA-01 con datos ELECTROSUR ESTE S.A.A. 2021	122
41. Figura	D-2: Resultados de confiabilidad en línea CA-01 con datos 2021	123

INTRODUCCIÓN

La confiabilidad con enfoque en activos, se denota bajo un plano integral, parte de ahí para describir y analizar tácticas que permitan prevenir y restituir activos en sistemas eléctricos de difusión local y regional.

Básicamente, confiabilidad hace referencia al número de componentes de elementos que conforman un grupo de fallas producidas en determinado tiempo. Aunque, la conceptualización concreta debe ser efectuada en relación a probabilidades de ocurrencia de errores; los sistemas o componentes confiables se asocian a ideas de posibilidades altas de mantenerse en función por largo periodos de tiempo (horas, años) sin presentar fallas.

El término “calidad de energía”, es reconocido por representar la carencia de falla, irrupciones, sobretensión, deformación por situaciones en la red y alteraciones de voltaje en la dispensa de electricidad al cliente. En la actualidad, el resultado de atención sin interrupciones es sinónimo de calidad de energía, escenario que viene desarrollándose con énfasis en el perfeccionamiento de componentes que integran los procesos de generar, distribuir y entregar energía al usuario final.

En los años recientes, se ha proporcionado una atención mejorada como consecuencia del aumento de cargas sensibles presentes en conjuntos eléctricos, que por sí mismos son origen deterioro de la calidad energética.

CAPITULO I
ASPECTOS GENERALES

I. ASPECTOS GENERALES

1.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

1.1.1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo del trabajo, ha tenido como elemento teórico elemental *“la confiabilidad del servicio energético suministrado al cliente”* con base en los temas presentados a continuación:

- Calidad del producto, clase del servicio y usuarios satisfechos.
- Normas técnicas nacionales, Ley 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas y Norma Técnica de Calidad de los servicios Eléctricos” D.S. 020-97-EM, que contemplan la exigencia de mantener un cierto nivel de calidad.

1.1.2. LA PROBLEMÁTICA.

La tecnología avanza a medida que la humanidad lo requiere, el progreso permite la resolución rápida y visible de los problemas. Por tal razón, las compañías del ámbito eléctrico, por su parte, tienden a ofrecer mejores servicios buscando perfeccionar servicios y procedimientos en favor de brindar energía de calidad. En el circuito eléctrico, las variaciones de voltaje, corriente y frecuencia se denominan “calidad de la energía eléctrica”.

Debido a que las cargas se vuelven cada día más sensibles a cambios en algunos parámetros de la distribución de potencia eléctrica, la “calidad de energía” toma un rol importante durante los últimos años. En el pasado, gran parte de la maquinaria ha podido funcionar correctamente bajo condiciones que pueden variar bastante. Pero, en el último siglo fueron agregándose muchos dispositivos nuevos, controlados eléctricamente, que son menos intolerables a variaciones.

La provincia de Cotabambas, fue recientemente conectada al sistema de electricidad de Electro Sur Este S.A.A. (en adelante ELSE), denotando un comportamiento anormal, con relación al requerimiento de energía eléctrica.

(* Clientes

La cantidad de usuarios al culminar el 2018 fue de 6,319 cliente. La recuperación económica post pandemia se vio beneficiado por la puesta en marcha de modernos programas e instalaciones que la empresa desarrolló a manera de incluir clientes.

Número de clientes			
Zona	Cantidad de clientes	Anulados	Total
Cotabambas	1134	62	1072
Coyllurqui	2154	189	1965
Tambobamba	3031	339	2692

1. Figura 1.1: NÚMERO DE CLIENTES POR ZONA.

Fuente: centro de control-Electro sur este S.A.A

En relación a confiabilidad y calidad, la problemática aún persiste y se agrupa en:

- Anomalías en el voltaje.
- Complicaciones con la distorsión armónica.

Adicionalmente, tienen efectos sobre la calidad de energía eléctrica **entregada**, que son reconocidos como:

1. Calentamiento adicional de maquinaria rotativa.

(Las distorsiones de tensión armónica que afectan a los equipos eléctricos en el sector industrial y comercial podrían provocar aumento de temperatura, bullicio y vibraciones.

Fuente: <https://1library.co/article/efectos-arm%C3%B3nicos-modelo-an%C3%A1lisis-arm%C3%B3nicos-sistemas-distribuci%C3%B3n.z3d0vj9y>).

2. Parpadeo que se puede palpar en televisores y en el monitor de computadora.

3. Interferencia de radio del sistema de comunicación.

(Debido a corrientes armónicas, se pueden generar distorsiones en los circuitos de comunicación, causando bullicio, extravió de información y reducción del índice de calidad de transferencia de información. El espectro frecuencial de los armónicos y la sensibilidad del sistema de comunicación determinarán el nivel de interferencia. Fuente:

<https://1library.co/article/efectos-arm%C3%B3nicos-modelo-an%C3%A1lisis-arm%C3%B3nicos-sistemas-distribuci%C3%B3n.z3d0vj9y>)

En otro orden de ideas, la energía tiene un impacto en el progreso sostenible de la zona en estudio (categoría del servicio Energético y la satisfacción del usuario). Se desarrolla con el propósito de calcular la calidad del beneficio que brinda la concesionaria frente a la satisfacción sobre los clientes finales. El “límite de cargabilidad de los alimentadores y subestaciones” debe ser considerado al aplicar este criterio.

1.1.3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.1.3.1. PROBLEMA PRINCIPAL

¿Los niveles de confiabilidad del cliente como parte de la satisfacción eléctrica inciden en el desarrollo del sistema eléctrico de la provincia de Cotabambas?

1.1.3.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS

- ¿Cómo incide la calidad de la distribución de energía eléctrica en la satisfacción del cliente?
- ¿Cómo incide la calidad del abastecimiento en la confiabilidad de la red eléctrica?
- ¿Cómo incide la confiabilidad en el desarrollo del sistema eléctrico?

1.2. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1. JUSTIFICACIÓN.

El análisis en cuestión, es importante porque permitirá dar a conocer las como el grado de credibilidad de los clientes al abastecimiento energético incide en el desarrollo y posterior mejoramiento de la red eléctrica de la provincia de Cotabambas y que conlleva a ver las causas, perturbaciones a fin de mantener la calidad de beneficio y con ello optimar la satisfacción del cliente y los niveles de confiabilidad.

Asimismo, cabe indicar que también la carga produce perturbaciones tales como los transitorios, distorsión armónica, Según la Norma IEEE 519, se establece los parámetros de distorsión armónica como se indica:

1. Tabla N°1-1: límites de distorsión armónica

Límites de Distorsión Armónica en Voltaje en % del voltaje nominal		
Tensión en la Acometida (V_n)	Distorsión armónica individual	Distorsión armónica total THD V_n
$V_n < 69$ kV	3.0%	5.0%
69 kV $< V_n < 161$ kV	1.5%	2.5%
$V_n > 161$ kV	1.0%	1.5%

Los cuales deben mantenerse por debajo de los valores indicados a fin de que los mismos no lleguen al cliente final ocasionando insatisfacción y con ello disminuir los niveles de confiabilidad.

1.2.2. IMPORTANCIA.

La determinación del índice de confiabilidad del sistema eléctrico de Cotabambas, tiene singular importancia para el crecimiento del sistema eléctrico, debido a que este aspecto se tomará en cuenta para prescribir el desarrollo del sistema eléctrico y con ello proponer mejoras y/o brindar mantenimiento correctivo a fin de mejorar el servicio energético estable y continuo.

1.3. LIMITACIONES Y ALCANCES DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1. LIMITACIONES.

El estudio se realizó con base en información del sistema eléctrico y con respecto a la central de datos de usuarios de la provincia de Cotabambas, que fue realizada por la empresa comercializadora de electricidad ELSE, única en realizar dichos estudios.

1.3.2. ALCANCES

Corresponde al estudio de confiabilidad del cliente respecto al sistema eléctrico de Cotabambas, analizar la calidad de la energía y de todos los sucesos que intervienen en la disponibilidad y confiabilidad y que provoca el mejoramiento y desarrollo del sistema eléctrico de Cotabambas.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

Definir como la incidencia de la confiabilidad repercute en el crecimiento del sistema eléctrico de la zona de Cotabambas.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Verificar si los sistemas de protección eléctricos intervienen a mejorar la credibilidad del sistema eléctrico.
- Verificar si la confiabilidad de la red eléctrica repercute en la calidad de servicio eléctrico y la calidad de energía eléctrica.
- Evaluar si la calidad del servicio interviene en el desarrollo del sistema eléctrico de Cotabambas.

1.5. DEFINICIÓN DE VARIABLES

- **Variables independientes.**

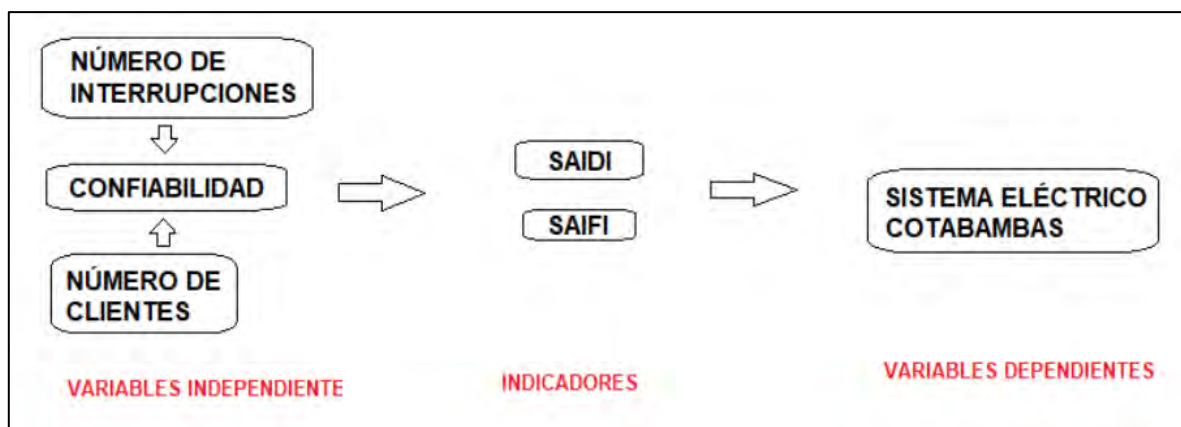
- Confiabilidad
- Número de clientes
- Número de interrupciones

- **Variable dependiente**

- Sistema eléctrico de Cotabambas

1.6. INDICADORES

- SAIDI
- SAIFI



2. Figura 1.2: síntesis de cuadro de operacionalización de variables
Fuente: PROPIA

1.7. HIPÓTESIS

a) General

El desarrollo del sistema eléctrico de la provincia de Cotabambas y por consiguiente la calidad del servicio energético, está determinado por la confiabilidad del sistema.

b) Específicos:

- La falla se define como cualquier ocurrencia que condujo a que un componente del sistema, como un transformador o un conjunto de líneas, produjera una salida inesperada.
- Se considera interrupción de servicio al tiempo que toma reparar el error y al número de clientes que afecta esta interrupción.
- El tiempo total de falla también se considera al desarrollar la base de datos, como el tiempo total de mantenimiento para facilitar la obtención del tiempo de mantenimiento y operación del sistema eléctrico.
- Se consideraron las transiciones operación-falla y operación-mantenimiento para enumerar las fallas y el mantenimiento que afectan la fase de análisis.
- mediante el estudio de transición falla se puede mejorar el sistema eléctrico a fin de reducir las interrupciones a un tiempo cada vez más corto.

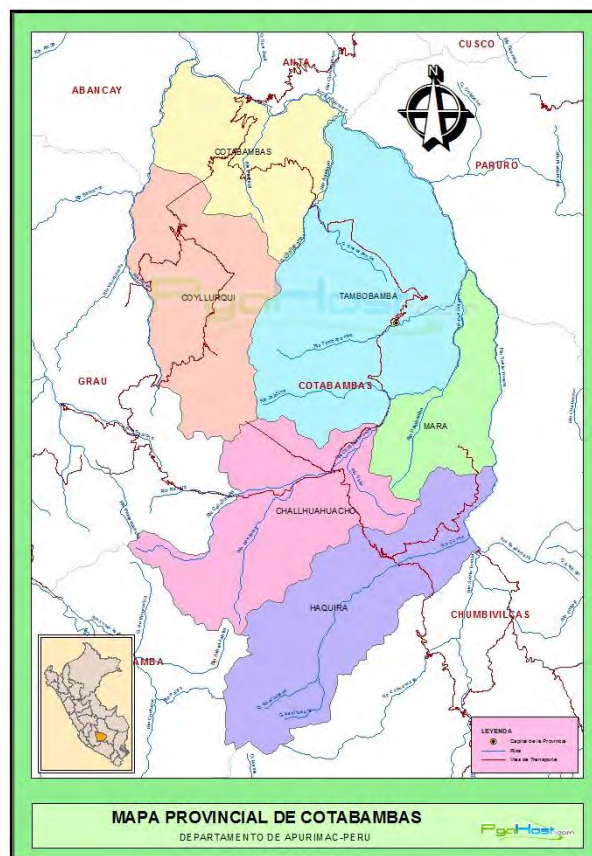
1.8. MATRIZ DE CONSISTENCIA:

INCIDENCIA DE LA CONFIABILIDAD EN EL DESARROLLO DEL SISTEMA ELECTRICO DE COTABAMBAS – APURIMAC 2019.

PROBLEMA	OBJETIVO	MARCO TEÓRICO	HIPÓTESIS	VARIABLES E INDICADORES	METODOLOGIA
<p>PROBLEMA PRINCIPAL</p> <p>¿Los niveles de confiabilidad del cliente como parte de la satisfacción eléctrica inciden en el desarrollo del sistema eléctrico de la provincia de Cotabambas?</p>	<p>OBJETIVO GENERAL</p> <p>Se determinará como la incidencia de la confiabilidad repercute en el desarrollo del sistema eléctrico de la zona de Cotabambas.</p> <p>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</p> <ul style="list-style-type: none"> Se verificará si los sistemas de protección eléctricos intervienen a mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico. Se verificará si la confiabilidad del sistema eléctrico repercute en la calidad de servicio eléctrico y la calidad de energía eléctrica. Se evaluará si la calidad del servicio interviene en el desarrollo del sistema eléctrico de Cotabambas. 	<p>El concepto de 'Confiabilidad' en el sector eléctrico se ha relacionado, por parte del público en general, casi que exclusivamente a la posibilidad de contar con la generación suficiente para poder atender la demanda de energía eléctrica de los usuarios.</p> <p>Por otro lado, la confiabilidad en la atención de las necesidades energéticas de los usuarios, en el mediano y largo plazo, provoca cambios en el desarrollo del sector eléctrico en el futuro inmediato.</p>	<p>HIPÓTESIS</p> <p>a) General</p> <p>El desarrollo del sistema eléctrico de la provincia de Cotabambas así como la calidad del servicio energético, está determinado por la confiabilidad del sistema.</p> <p>b) Específicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> Se considera falla a todo evento que haya provocado la salida inesperada de cualquier elemento del sistema, sean estos: transformadores o líneas. Se considera interrupción de servicio al tiempo que toma reparar la falla y a la cantidad de usuarios que afecta esta interrupción. Para la elaboración de la base de datos se toma en cuenta el tiempo total de falla, así como el tiempo total de mantenimiento, para así facilitar la obtención del tiempo de operación de un sistema eléctrico. Las transiciones operación-falla y operación-mantenimiento fueron tomadas en cuenta para la enumeración de las fallas y mantenimientos que tuvieron efecto en el periodo de análisis. mediante el estudio de transición falla se puede mejorar el sistema eléctrico a fin de reducir las interrupciones a un tiempo cada vez más corto. 	<p>DEFINICIÓN DE VARIABLES</p> <p>VARIABLES independientes.</p> <ul style="list-style-type: none"> Confiabilidad Número de clientes Número de interrupciones <p>Variable dependiente</p> <ul style="list-style-type: none"> Sistema eléctrico de Cotabambas <p>INDICADORES</p> <ul style="list-style-type: none"> SAIDI SAIFI Índice de satisfacción del cliente. 	<p>TECNICAS E INSTRUMENTOS DE INVESTIGACION</p> <p>Se adopta la técnica de observación científica y de análisis de contenido. La técnica de observación se realiza de forma sistemática, tal es que:</p> <ul style="list-style-type: none"> Se ha obtenido la información de la base de datos de la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. Para la verificación y actualización de datos se ha realizado un trabajo de inspección directa obteniendo datos de campo. La selección de la muestra es intencionada, se realiza una estadística de cargas para determinar su naturaleza. Para la obtención del diagnóstico operativo del sistema, se evalúan las alternativas de generación, con la simulación a través de un software NEPLAN O DIGSILENT se elaborará una base de datos adecuada. <p>UNIVERSO POBLACIÓN Y MUESTRA</p> <ul style="list-style-type: none"> Población. Como población de estudio tenemos el ramal de la subestación eléctrica de Cachipayo AMT CA-01 que deriva a la zona de Cotabambas (Cargas de Cotabambas - Coyllurqui). Muestra. La carga de alimentación correspondiente a la población de Cotabambas de suministro eléctrico en baja tensión.

1.9. ÁMBITO GEOGRÁFICO

El ámbito de estudio se encuentra ubicado en el departamento de Apurímac, provincia y distrito de Cotabambas, enmarcado en las coordenadas 13° 45' 4" S, 72° 21' 11" W, con una altitud promedio de 3450 msnm, dentro de la concesión de ELSE. Involucra a los pobladores urbanos y rurales, organizaciones del sector privado y público, comercios que se dedican a actividades productivas de diversa índole y que desarrollan actividades dependientes de energía eléctrica proporcionada por la concesionaria.



3. Figura 1.3: MAPA PROVINCIAL DE COTABAMBAS.

Fuente: <http://comucamapu.blogspot.com/2015/08/comunidad-campesina-sorcco.html>

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2. MARCO TEÓRICO:

En el sector de la electricidad, muchos asocian la definición de "confiabilidad" con la capacidad de producir solo la electricidad suficiente para retribuir las exigencias de los clientes.

Por otro lado, la confiabilidad de complacer las peticiones de energía de los usuarios, en el futuro próximo vienen provocados por la consistencia en la complacencia de las obligaciones energéticas de los clientes a medio y largo plazo.

No obstante, cabe señalar que cualquier sistema, incluidos los sistemas de producción, puede colapsar o fallar debido a su componente más débil. Y esa carencia puede reflejarse en la ausencia del componente o servicio en cuestión o en la dificultad con la que ha podido desarrollarse en la forma necesaria para que el sistema avance.

El transporte de energía es, y siempre ha sido, un componente crucial de la confiabilidad de la industria eléctrica en este contexto. Para garantizar esta evolución de la industria energética y poder proporcionar a los usuarios del servicio la energía que necesitan a precios competitivos, utilizando las fuentes de recursos disponibles en nuestro territorio, su evolución debe acompañar las exigencias del desarrollo de la gran energía convencional.

2.1. ANTECEDENTES

*Cruz y Leonel (2014), indican que el término "confiabilidad" se refiere a la posibilidad de que un procedimiento realice la función prevista durante un período de tiempo predeterminado y en condiciones de operación predeterminadas. En consecuencia, un fallo es una circunstancia que impide continuar con esta operación. El progreso de técnicas complejas y de alta peligrosidad, como la aviación,

militar y nuclear, ha estado ligado al desarrollo de conceptos y tecnología para el análisis de credibilidad de piezas, herramientas y procedimientos.

* Información tomada de la página web:

<https://www.gestiopolis.com/ingenieria-la-confiabilidad-antecedentes-ciclo-vida-costos/>

La industria nuclear comenzó a crecer en la década de 1950, y los conocimientos relacionados con la confiabilidad se utilizaron cada vez más en la creación de centrales nucleares y los mecanismos de seguridad que las rodeaban. Hasta el primer periodo de 1960, los EE. UU. y la URSS dominaron la investigación teórica y aplicada de la confiabilidad.

Escobar et al. (2003) indican que el comienzo de la década de 1970 se dio un cambio en la economía global provocado por la crisis del petróleo, que también marcó el ascenso de Japón como líder en términos de calidad y confiabilidad de sus bienes y servicios.

Cruz y Leonel (2014) ahora durante la realización de sus estudios sobre diferentes naciones y diferentes tecnologías. Se consolida la hipótesis de la Confiabilidad, y también hay un avance significativo en los fundamentos teóricos y definiciones vinculados con la credibilidad. Una teoría matemática de la confiabilidad se reveló por primera vez en este momento. La gama de aplicaciones de la teoría de la confiabilidad crece constantemente. La utilización integrada de las definiciones de esta hipótesis en las fases de planificación, proyecto y procedimiento de todas las áreas de ingeniería, sin importar cuán sencillos o complicados sean, puede ser ventajosa. Los costos suelen aumentar a corto plazo a medida que aumenta la confiabilidad. Sin embargo, una disminución a largo plazo en las ganancias puede compensarse con un aumento en la confiabilidad, lo que también podría significar menos peligros para el medio ambiente, la salud humana y el estilo de vida. Para evitar exagerar o escatimar en medidas de seguridad, ahora se debe compensar el aumento de costos con una reducción del peligro, es decir, se debe constituir una correspondencia suficiente entre el precio y el producto obtenido.

El nivel de especialización y experimentación de los operadores y profesionales de planta ha aumentado como resultado del nuevo paradigma de que "a considerable

nivel de industrialización, mayor posibilidad de que los errores afecten los patrones de calidad". Este período vio el desarrollo de metodologías de mantenimiento que se concentraron en planes basados en condiciones (pronóstico de conservación), estudio de riesgo, estudio de modos y consecuencias de falla (FMEA) y planificación enfocada en la confiabilidad.

Es indispensable producir información de ingeniería en ambas direcciones, en ingeniería de credibilidad y la industria relevante, como resultado de la ampliación de las utilidades de ingeniería de credibilidad a una variedad de industrias. El área de credibilidad se enfoca en la exploración y desenvolvimiento de procedimientos, instrumentos y métodos que ayuden a un elemento, sistema o beneficio a realizar sus responsabilidades de manera segura para brindar el más alto nivel de calidad durante un período de tiempo predeterminado en condiciones operativas que han sido previamente establecido. La aplicación compuesta de la ingeniería de credibilidad en las etapas de organización, diseño y procedimiento puede ser ventajosa para cualquier componente, sistema o producto (Valles, 2014).

El uso de instrumentos de ingeniería de confiabilidad puede ayudar a resolver este problema porque permiten calcular la hipótesis de error o no desempeño del sistema beneficioso de cada proyecto de manera confiable y fundamental. Esto permite establecer una función de ingresos que fuerza la optimización de procesos y la evaluación de la confiabilidad operativa para determinar la rentabilidad real del proyecto o, en su carencia, examinar nuevas innovaciones para alcanzar el nivel de rentabilidad requerido.

2.2. ASPECTOS TEORICOS

2.2.1. TEORÍA DE PROBABILIDADES EN LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD.

Las investigaciones iniciales de credibilidad solo determinaron la posibilidad de que una instalación en particular funcione. La posibilidad de falla, sin embargo, no brinda información asociada con la duración de la falla y no acepta estimar el peligro de

imperfección en un espacio de tiempo corto, así como no es posible estimar la cantidad de pasos a través de varios estados en un intervalo y no rastrea la evolución del estado. Como resultado, la hipótesis de las posibilidades por sí misma no puede ni debe usarse para desprender ningún criterio sobre la credibilidad de un sistema. La hipótesis de las posibilidades es simplemente un instrumento y, como tal, permitirá al ingeniero convertir su comprensión del sistema en una evaluación cuantitativa del comportamiento operativo que el sistema exhibirá en el futuro. Si eso no es posible, solo se puede utilizar para calcular el rango de disponibilidad de las instalaciones. Entonces, cuando un ingeniero está considerando criterios, el tema de posibilidades no debería entrar en juego.

2.2.2. DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD

Numerosas disposiciones de oportunidades están disponibles para su uso en análisis de confiabilidad y evaluaciones de procedimientos de ingeniería. Estos consisten en lo siguiente:

Poisson, Binomial, Normal, Exponential, Weibull, Gamma, Rayleigh, Lognormal y Rectangular son algunos de los términos utilizados. Aunque cada uno de estos tiene una variedad de usos, existen distribuciones que son más beneficiosas para los equipos eléctricos y cuyas soluciones pueden simbolizar la medida de fallas λ (t), que se determina como:

$$\lambda = \frac{\text{número de fallas por unidad de tiempo}}{\text{número de componentes expuestos a fallar}} \quad (2.1)$$

2.1.2.1. DISTRIBUCIÓN EXPONENCIAL

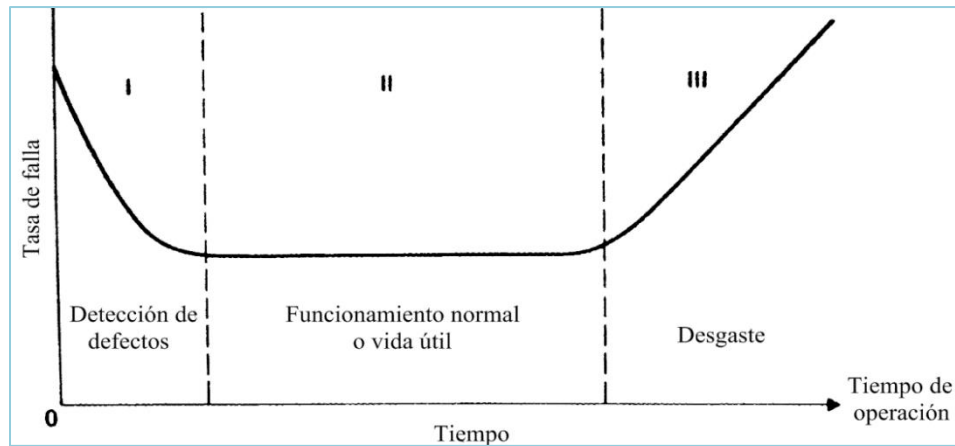
La estructura exponencial o exponencial estricta negativa es quizás la más familiar y se utiliza para evaluar la confiabilidad de los sistemas de energía. El elemento más importante para que esta distribución sea útil es que la tasa de error λ (t) debe ser persistente y autónomo del tiempo para que no caiga en un alto grado de

inseguridad, de lo contrario sería muy difícil de aplicar. Hay dos razones para justificar esto:

1. Sin simplificación, las técnicas analíticas, especialmente para sistemas grandes, son complejas. El uso de disposiciones crecientes y la presunción de tasas de falla constantes en esta situación simplifica enormemente el problema.
2. La evaluación frecuentemente utilizó muy pocos e insuficientes datos para verificar la correcta distribución. Como resultado, se afirma que no es realista utilizar una técnica más compleja de lo que indican los datos.
3. Por esta razón, es crítico adquirir un coste para la tasa de error $\lambda(t)$ que sea lo más preciso posible y que pueda ser perseverante (es decir, que no dependa del tiempo). Para hacer esto, se necesita una base de datos grande y confiable de datos operativos para el sistema. sistemas de interés que, como mínimo, muestren cuándo ocurren las fallas y cuánto tiempo se tarda en reparar los componentes.

En la aplicación de la organización exponencial se supone que un elemento después de estar en estado de error y ser restaurado, recobra todas las propiedades de funcionalidad que tenía antes de que ocurriera el error falla y que, luego de ser arreglado, trabaje con la misma falla que tenía antes del error.

Es frecuentemente utilizado en el estudio de los elementos o métodos restaurables cuyo período de duración está compuesto por ciclos de ejecución normal y periodos de error sin suspensión debido a que su aplicación en el ejercicio permite calcular el tiempo solicitado para la restauración del componente. Sin embargo, para que esta distribución sea confiable, debe usarse junto con las circunstancias operativas típicas del elemento.



4. Figura 2.1 Tasa típica de falla de un componente eléctrico en función de su vida útil.

Fuente: "Confiabilidad de una red de energía eléctrica para un usuario industrial" de Christian Méndez Rodríguez

Como se señala en la Figura 2.1, el ciclo normal de operación de un elemento eléctrico se consigna entre el tiempo exento de defectos de fabricación y después de utilizado únicamente por el grupo actual. Si se quiere reducir el periodo de falla en fábrica, es recomendable exigir a los productores que realicen ensayos más funcionales y especializados que las pruebas tradicionales, para evitar fallas tempranas en la operación del equipo. De manera que el equipo funcione bajo entornos ambientales y nominales, donde estará expuesto.

2.3. CONFIABILIDAD

Proveniente de técnicas alternativas de contraste entre opciones combinadas y factores económicos, con base en estándares técnicos de ingeniería, la confiabilidad es relevante en la estructura de todo sistema. De su desarrollo depende la elaboración de técnicas de estimación que sustenten criterios ingenieriles de cómo y en qué momento fallan los sistemas, así como la causa y efecto de las fallas. De la información de los indicadores, se puede reconocer la calidad que ofrece un determinado dispositivo o sistema. Las evaluaciones basadas en indicativos cuantificables establecen estrategias de compra, y coadyuvan al diseño y conservación de instrumentos técnicos de efectiva y económica a partir de

comparaciones objetivas según niveles y desempeño operacional de los equipos o sistemas.

La credibilidad se representa como la posibilidad de que cada parte, conjunto o sistema funcione sin fallas en un instante dado y se pueda expresar como una actividad en términos de la variable tiempo y el comportamiento potencial de un entorno dado. La confiabilidad es la probabilidad de que las instalaciones operen en condiciones, desempeñándose en ámbitos para los que fueron elaborados y referenciados en las bases de diseño en un cierto intervalo.

La credibilidad del procedimiento es posible de determinarse considerando la integral, que es básicamente el área bajo la curvatura de la función de consistencia de posibilidades desde t hasta el infinito, si, el tiempo t en el que debe operar un sistema y las distribuciones de fallas para cada uno de sus componentes son conocidos.

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(t)dt \quad (2.2)$$

Donde:

La confiabilidad de un sistema se mide por $R(t)$.

La función de densidad de probabilidad es $f(t)$.

Como bono adicional, la posibilidad de error en t , se puede calcular con la fórmula presentada a continuación:

$$Q(t) = \int_0^t f(t)dt \quad (2.3)$$

2.3.1. FUNCIONES.

Es necesario contar con estadísticas de desempeño de los componentes en circunstancias de funcionamiento para las que se diseñó un equipo a fin de conocer su desempeño histórico. Esta podría ser la tarea más ardua de completar porque se debe aguardar hasta que los componentes parezcan estar deteriorándose antes de que las fallas se vuelvan evidentes y conduzcan a la deficiencia; empero, varios

productores de equipos ahora deben realizar evaluaciones estandarizadas a fin de garantizar el producto. Permitiendo analizar el rendimiento histórico del equipo y en el proceso reconociendo ámbitos del sistema que requieren fortalecimiento o reemplazo, plantear tendencias en el tiempo de actividad estable del sistema y comparar entre los resultados esperados a nivel de producción y conocimientos prácticos actuales, lo que brindará una guía de acción para la determinación de futuros indicadores operativos.

Al mismo tiempo, la confiabilidad, juega un papel importante que permite determinar la seguridad del sistema a partir de todos los estudios y análisis realizados con el historial de su efectividad, y evaluar su futura efectividad; el futuro rendimiento del sistema, los pros del diseño optativo, el fortalecimiento y expansión del programa, el impacto de formas alternativas de trabajo y ajustes de política, y la mayor relación costo-beneficio como resultado del enfoque alternativo y otras políticas de operatividad y mantenimiento pueden ser factores que permitan la redefinición.

2.3.2. FUNCIONES DE CONFIABILIDAD.

Por ejemplo, la siguiente ecuación funciona bien para comprender la confiabilidad, como la función de rendimiento

$$R(t) = e^{-\lambda t} \tag{2.4}$$

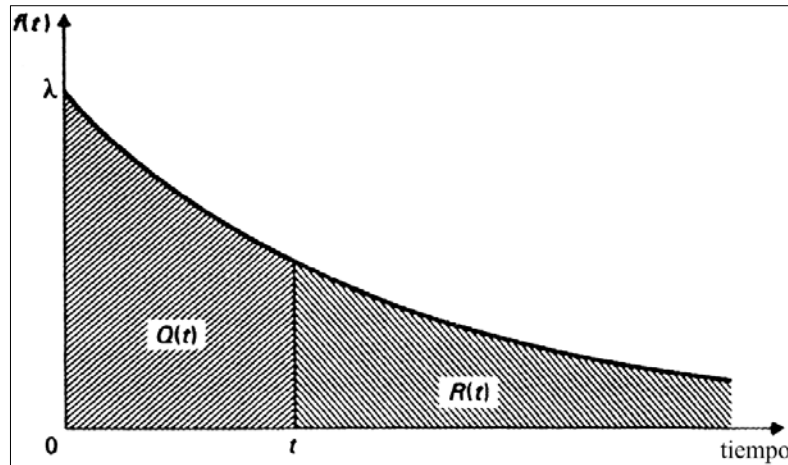
Conforme la ecuación 2.2, la densidad de falla tomo como función:

$$f(t) = \frac{dR(t)}{dt} \tag{2.5}$$

Obteniéndose,

$$f(t) = e^{-\lambda t} \tag{2.6}$$

El diagrama que se muestra en la Figura 2.2 permite tener mejor concepción del comportamiento de densidad de falla.



5. Figura 2.2 Curva de densidad de falla y áreas R(t) y Q(t).

De solo la función anterior, ecuaciones 2.2 y 2.3, se derivan las fórmulas de funcionamiento y de falla.

$$R(t) = \int_t^{\infty} \lambda e^{-\lambda t} dt = R(t) = e^{-\lambda t} \quad (2.7)$$

$$Q(t) = \int_0^t \lambda e^{-\lambda t} dt = 1 - e^{-\lambda t} \quad (2.8)$$

De acuerdo con Billington (1992), es posible identificar la función “confiabilidad” del sistema u objeto; pero cabe resaltar, que el grado de falla es desconocido y se calculará más adelante.

2.4. TÉCNICAS BÁSICAS PARA REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

Por un periodo muy largo, el modelado y confiabilidad de las redes de suministro eléctrico recibieron menos atención, a diferencia de las estructuras de generación. Estos se deben principalmente a la naturaleza intensiva del capital en las centrales eléctricas y los efectos potencialmente desastrosos que el uso inadecuado puede tener en la sociedad y el ecosistema. En tal sentido, se pone gran hincapié en determinar el pensamiento operativo de la zona energética.

El método de entrega es accesible y el producto tiene efectos localizados, por lo que se ha hecho poco esfuerzo para analizar cuantitativamente otros diseños y

validar estos sistemas. Sin embargo, un análisis de las estadísticas de defectos a clientes en muchas empresas de servicios públicos exhibe que las redes de suministro son un contribuyente significativo a las interrupciones de los clientes. Por lo tanto, existe un proceso de implementación de programas para fortalecer, organizar y garantizar el uso de los bienes financieros para lograr un aumento significativo de la confiabilidad y mejora de la energía eléctrica.

Distintos elementos que se deben considerar al evaluar la confiabilidad de un sistema de suministro energético son:

1. Los sistemas mejorados pueden no ser costosos, pero se gasta muchos recursos económicos en las estructuras. Al hacerlo, será fundamental garantizar un equilibrio justo en la confiabilidad de elementos del sistema que incluyen la producción, transferencia y distribución.
2. Debe haber varias posibilidades aptas para los ingenieros de tal manera que logre una confiabilidad razonable con los usuarios, incluida la planificación de contingencia para reemplazos, reservas y políticas de mantenimiento mejoradas.
3. Es imposible hacer una comparación cuantitativa del valor de estas alternativas, ni su efecto unitario monetario invertida, sin el uso de una valorización cuantitativa de la confiabilidad.

2.4.1. DATOS NECESARIOS PARA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD

La cantidad de detalles en el análisis y la naturaleza del complejo bajo estudio influyen en los datos requeridos para valuación cuantitativa de un sistema de confiabilidad. Se recopilan valores generales de rendimiento de los elementos individuales, en conjunto con los tiempos necesarios para repararlos, o periodos necesarios para reemplazarlos, y tiempos de permanencia de los procedimientos de conmutación, resumidos en:

- a) Índices de errores asociados con disímiles tipos de fallas de componentes.
- b) Tiempo estimado para reparar o reemplazar componentes defectuosos.

- c) El porcentaje de piezas para el mantenimiento periódico de los elementos
- d) Lapso estimado de interrupción de energía planificado.

El periodo requerido para la conversión mecánica o manual incluye:

- 1) El tiempo estimado para cerrar y abrir el interruptor.
- 2) El tiempo estimado para aperturar y bloquear el interruptor desenchufado o de transmisión.
- 3) El tiempo estimado para cambiar el fusible.
- 4) Tiempo estimado para efectuar intervenciones de emergencia.

Con base en la experiencia pasada, el juicio de ingeniería experta y la práctica operativa anticipada, se pueden estimar los periodos de conmutación del sistema en estudio. La información debe, en la medida de lo posible, basarse en el desempeño anterior de elementos semejantes que se sometieron a similares circunstancias ambientales y de funcionamiento.

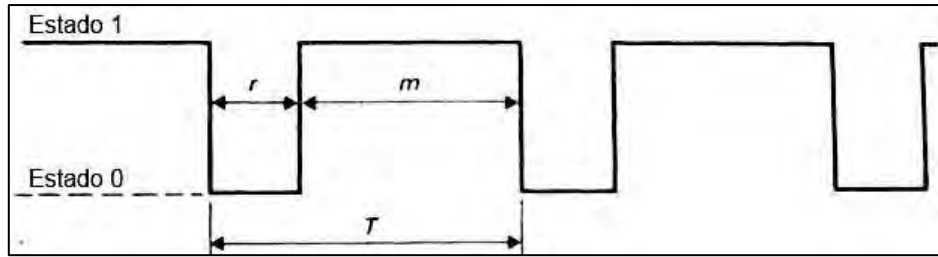
Bastaría con estar al tanto de valores concretos que muestren la evolución de las condiciones de los elementos conectados para ejecutar una valoración de la credibilidad de un sistema eléctrico en el proceso de que solo se necesitara un coste.

De la medición de tiempos de actividad y reparo de los equipos, la Figura 2.3 muestra un croquis progresivo que representa la evolución de un componente. La siguiente es una definición de cada período de tiempo.

T = lapso promedio entre fallas.

m = lapso de actividad promedio del componente.

r = lapso promedio de arreglo del elemento.



6. Figura 2.3 Gráfico de estados promedio con respecto al tiempo.
Fuente: (Billington, 1992)

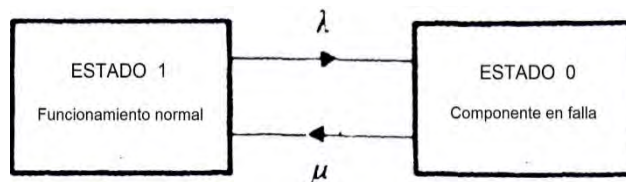
Una vez obtenidos los datos preliminares, es posible la estimación de las variables esenciales para calcular la confiabilidad.

$$\lambda = \frac{1}{m} \tag{2.9}$$

$$\mu = \frac{1}{r} \tag{2.10}$$

$$f = \frac{1}{T} \tag{2.11}$$

La connotación de los valores λ y μ pueden ser también ilustrados mediante un esquema como se percibe en la Figura 2.4. aquí μ corresponde a condiciones normales de operación al estado de falla y se transforma nuevamente a λ .



7. Figura 2.4 Transición de estados de un elemento eléctrico.
Fuente: (Billington, 1992)

Al efectuar una prueba de confiabilidad elemental de una estructura eléctrica de interés usando el método que se muestra a continuación, las unidades para las tres variables anteriores son unidades de tiempo inverso (Billington A. , 1992).

2.4.2. PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD Y DISPONIBILIDAD

El resultado de λr es equivalente al periodo de inacción forzado anualmente y podría considerarse como proporción de indisposición forzosa. La tasa de fallo es una medida de la falta de confiabilidad. Además, el término “restaurabilidad” también puede referirse al tiempo de inactividad típico por falla (r).

De las ecuaciones 2.9, 2.10 y 2.11 es posible derivar tres indicativos que se utilizan con frecuencia en la estimación de la confiabilidad de la red eléctrica. Es posible definir estos indicativos como:

- MTTF = lapso promedio hasta el fallo (mean time to failure).
- MTTR = lapso promedio de reparación (mean time to repair).
- MTBF = lapso promedio entre errores (mean time between failures).

Y su correspondiente numérico se representa así,

$$MTTF=1/\lambda$$

$$MTTR=1/\mu$$

$$MTBF= 1/f$$

Estas fórmulas admiten lo siguiente:

- a) El índice de error del componente se mantiene constante durante su vida útil.
- b) El tiempo después de la falla se distribuye exponencialmente.
- c) Cada error es independiente de otros errores.
- d) El tiempo de estado en actividad es mucho más largo que el tiempo de inactividad.

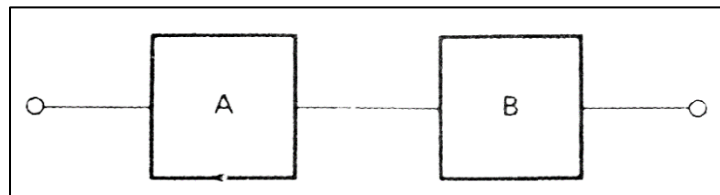
2.5. CÁLCULO DE CONFIABILIDAD DE CADA TIPO DE CONFIGURACIÓN UNA RED ELÉCTRICA

Las redes eléctricas pueden consistir en diversos componentes acoplados en serie o en paralelo de varias maneras, y la conexión de las estructuras de red puede dar

lugar a un número infinito de configuraciones. No obstante, si se pretende lograr una cierta confiabilidad del sistema, es recomendable crear un grupo de subsistemas con la misma topología para facilitar el sistema. Esto permite que los cálculos de confiabilidad posteriores se apliquen a cada grupo por separado, lo que reduce la complejidad de redes eléctricas. Según la configuración establecida a cada subsistema, existe un conjunto de fórmulas matemáticas excepcionales para la valoración de la confiabilidad. Las ecuaciones para estimar el diseño de cada sistema eléctrico se dan a continuación.

2.5.1. Sistemas en serie

Se dice que los sistemas que constan de dos elementos autónomos A y B acoplados en serie, de modo que se realiza un análisis de credibilidad de dos puntos, como se presenta en la Figura 2.5.



8. Figura 2.5 Diagrama de bloques de dos elementos conectados en serie.

Fuente: (Billington, 1992)

Debido a la forma en que se configuran las cosas, ambas tienen que ser funcionales. Sea Q_A y Q_B la posibilidad de que los elementos A y B fallen, y R_A y R_B la probabilidad de que estos componentes funcionen. Debido al hecho de que el éxito y el fracaso se excluyen y se complementan entre sí.

$$R_A + Q_A = 1 \text{ y } R_B + Q_B = 1 \tag{2.12}$$

Después de eso, está la posibilidad de que el procedimiento funcione es de:

$$R_{eq} = R_A \cdot R_B$$

(2.13)

La ecuación 2.13 se aplica de manera general si un sistema consta de múltiples componentes.

$$R_{eq} = \prod_{i=1}^n R_i \quad (2.14)$$

En algunos sistemas, valorar la probabilidad de falla o la carencia de confiabilidad en lugar de la posibilidad de que algo funcione también es una consideración válida que podría ser ventajosa.

$$Q_{eq} = 1 - R_A * R_B \quad (2.15)$$

Además, la ecuación 2.15 se amplía a n elementos:

$$Q_{eq} = 1 - \prod_{i=1}^n R_i \quad (2.16)$$

Además, para dos componentes interrelacionados A y B, efectuar la sumatoria de índices de error de cada componente independiente es suficiente para determinar la tasa de error correspondiente de dos elementos conectados.

$$\lambda_{eq} = \lambda_A + \lambda_B \quad (2.17)$$

Y si hubiera n elementos, corresponde la ecuación 2.17.

$$\lambda_{eq} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (2.18)$$

En el caso de dos elementos conectados en serie, ahora es necesario identificar la valoración del índice restauración equiparable de una red:

$$\mu_{eq} = \frac{\lambda_A \lambda_B}{\frac{\lambda_A}{\mu_A} + \frac{\lambda_B}{\mu_B} + \frac{\lambda_A \lambda_B}{\mu_A \mu_B}} \quad (2.19)$$

Dado que el producto $\lambda_i r_i$ es relativamente pequeño en muchos sistemas, se considera:

$$\frac{\lambda_A \lambda_B}{r_A r_B} \ll \frac{\lambda_A}{r_A} \ll \frac{\lambda_B}{r_B}$$

Por ende, la ecuación 2.19 se convierte en:

$$\lambda_{eq} = \frac{\lambda_A \lambda_B}{\frac{\lambda_A}{\mu_A} + \frac{\lambda_B}{\mu_B}} \quad (2.20)$$

Aunque la ecuación 2.20 equivale a una aproximación, la ecuación general se puede cumplir para μ_{eq} con n elementos relacionado, por lo que las dos ecuaciones de componentes conectados tienen la forma:

$$\mu_{eq} = \frac{\lambda_{eq}}{\sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\mu_i}} \quad (2.21)$$

Entonces, la siguiente fórmula se puede utilizar para determinar la disposición de un elemento en el tiempo "t" o la red eléctrica en estudio.

$$R_0 = \frac{\mu_x}{\lambda_x + \mu_x} \quad (2.22)$$

Y la indisponibilidad en el mismo tiempo "t" va a ser:

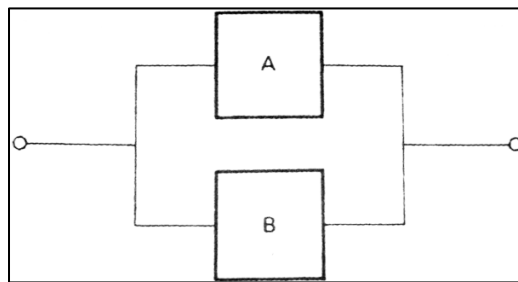
$$Q_0 = \frac{\lambda_x}{\lambda_x + \mu_x} \quad (2.23)$$

Entonces, x es el equiparable de un componente particular o de una red eléctrica.

2.5.2. Sistemas en paralelo

Como se percibe en la Figura 2.6, se puede ejecutar un examen de credibilidad entre dos puntos para un sistema compuesto por dos elementos A y B independientes entre sí, ensamblados en paralelo.

Para un sistema que consta de dos componentes A y B independientes entre sí, cuando se conectan en paralelo, el análisis de credibilidad se puede realizar entre los dos, como es evidente en la Figura 2.6.



9. Figura 2.6 Diagrama de bloques de dos elementos conectados en paralelo.
Fuente: (Billington, 1992)

Cualquiera de los dos componentes de esta disposición podría funcionar para mantener un flujo constante de energía eléctrica. La configuración serial es la misma.

$$R_A + Q_A = 1 \quad y \quad R_B + Q_B = 1 \quad (2.24)$$

Sin embargo, habrá una posibilidad de que la estructura funcione de manera:

$$R_{eq} = 1 - Q_A * Q_B \quad (2.25)$$

La ecuación 2.25 se aplicaría generalmente si el sistema constara de n elementos.

$$R_{eq} = 1 - Q_{eq} \quad (2.26)$$

De donde Q_{eq} va a ser,

$$Q_{eq} = \prod_{i=1}^n Q_i \quad (2.27)$$

Además, se debe realizar el siguiente cálculo para determinar el índice de error equiparable de dos componentes relacionados en serie.

$$\lambda_{eq} = \frac{\lambda_A \lambda_B \left(\frac{1}{\mu_A} + \frac{1}{\mu_B} \right)}{1 + \frac{\lambda_A}{\mu_A} + \frac{\lambda_B}{\mu_B}} \quad (2.28)$$

De donde se puede generalizar a

$$\lambda_{eq} = \frac{\prod_{i=1}^n \lambda_i * \sum_{i=1}^n \frac{1}{\mu_i}}{1 + \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\mu_i}} \quad (2.29)$$

Pero como $\sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\mu_i}$ es un valor aproximado para λ_{eq} porque frecuentemente es mucho menor que la unidad.

$$\lambda_{eq} = \prod_{i=1}^n \lambda_i * \sum_{i=1}^n \frac{1}{\mu_i} \quad (2.30)$$

Adicionalmente, el índice de reparación es semejante a:

$$\mu_{eq} = \mu_A + \mu_B \quad (2.31)$$

y la ecuación 2.31 para n elementos es:

$$\mu_{eq} = \sum_{i=1}^n \mu_i \quad (2.32)$$

Por tanto, la presencia de un objeto o una red eléctrica analizada en el tiempo “t” se puede asignar a un conjunto de estructuras.

$$R_0 = \frac{\lambda_x}{\lambda_x + \mu_x} \quad (2.33)$$

Y la indisponibilidad en el mismo tiempo “t” va a ser,

$$Q_0 = \frac{\mu_x}{\lambda_x + \mu_x} \quad (2.34)$$

Se deben tener en cuenta los siguientes tres puntos cruciales, donde x puede ser un elemento particular o el análogo de redes eléctricas.

- Es necesario confirmar que las ecuaciones antes mencionadas son aplicables al sistema en estudio previa su utilización.
- Los valores o significados de los criterios utilizados en los cálculos son la única información proporcionada por las ecuaciones.
- En caso de no producirse lo anterior, no es posible emplear las ecuaciones precedentes y debe desarrollarse un método diferente que permita determinar la confiabilidad de las redes (Billington A. , 1992).

2.6. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

El propósito de la estimación cuantitativa de la credibilidad es producir indicativos que permitan determinar el nivel de confianza de redes eléctricas, el efecto de la interrupción del servicio por costo de repuesto, el concepto de seguridad, seccionamiento y conservación.

Las definiciones de los términos fundamentales, las discusiones sobre las medidas prácticas de confiabilidad y la información fundamental requerida para el cálculo de los indicadores sirven como base para la estimación cuantitativa de la credibilidad en estructuras de fuerzas implicadas en la proyección y el modelo. Conocer los requerimientos de las cargas que se conectarán a un sistema eléctrico es una

consideración crucial en la estructura de potencia ya que permite atribuir pautas para instaurar los niveles de confiabilidad requeridos.

Los indicadores se pueden usar para conseguir semejantes que ayuden con la planificación y la estructura del sistema de energía. Los tres fundamentales inductivos de la estimación de la confiabilidad de un sistema general se pueden considerar como el lapso promedio de operación, la estimación media de corte o el lapso promedio de recuperación y el lapso promedio entre errores, que se utilizan como indicadores de confiabilidad. Como valoración esperada o promedio de una distribución de probabilidad fundamental, estos valores no son determinísticos y solo simbolizan datos promedios a largo plazo. Se han buscado otros indicadores, para poner en escena y presentar un pensamiento claro del rendimiento del sistema durante un período de tiempo corto. Los indicadores centrados en los clientes y los enfocados en la carga son dos de ellos.

2.6.1. Indicadores orientados al cliente

Las empresas de distribución utilizan principalmente indicadores adicionales, que permiten evaluar la confiabilidad de la red eléctrica a través del servicio de calidad, estos indicadores son:

- “SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) = Medida de frecuencia de interrupción promedio del sistema”.

$$SAIFI = \frac{\text{Número de clientes interrumpidos} * \text{Número de interrupciones}}{\text{Número total de clientes}} \quad (2.35)$$

- “SAIDI (System Average Interruption Duration Index) = Medida promedio de las interrupciones en todo el sistema”.

$$SAIDI = \frac{\Sigma \text{Duración de interrupciones} * \text{Número de clientes interrumpidos}}{\text{Número total de clientes}} \quad (2.36)$$

- “CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index) = Índice de frecuencia media de interrupción al cliente”.

$$CAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones al cliente}}{\text{Número total de clientes afectados}} \quad (2.37)$$

- “CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) = Índice de duración media de interrupción al cliente”.

$$CAIDI = \frac{\Sigma \text{Duración de interrupciones al cliente}}{\text{Número total de interrupciones al cliente}} \quad (2.38)$$

- “ASAI (Average Service Availability Index) = Índice de disponibilidad media del servicio”.

$$ASAI = \frac{\Sigma \text{Horas de disponibilidad de servicio al cliente}}{\text{Horas de servicio demandadas por el cliente}} \quad (2.40)$$

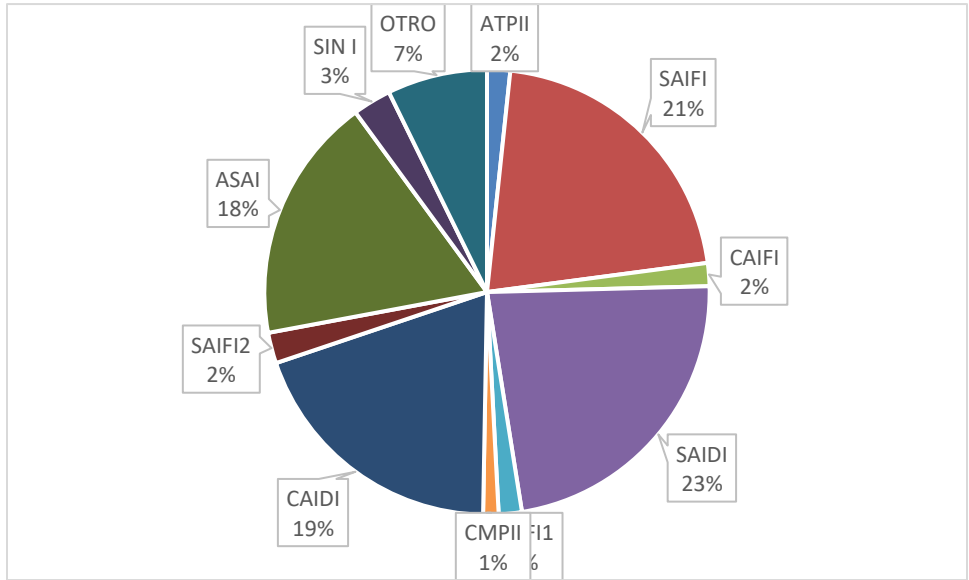
- “ATPII (Average Time Until Power Restore) = Índice medio hasta la restauración de la energía”.

$$ATPII = \frac{\Sigma \text{Duración de interrupciones}}{\text{Número de interrupciones}} \quad (2.41)$$

- “CMPII (Customer Minutes per Interruption) = Minutos por interrupción al cliente”.

$$CMPII = \frac{\Sigma \text{Minutos cliente por interrupción}}{\text{Número total de interrupciones al cliente}} \quad (2.42)$$

Ahora bien, aunque un porcentaje de los índices que se muestran arriba son empleados por la totalidad de distribuidores de electricidad, ya que unos se diferencian de otros por ser útiles y característicos. En la Figura 2.7 se presenta una ilustración, con los porcentajes de diferentes instituciones estadounidenses que brindan servicios públicos (Burke, 1994).



10. Figura 2.7 Uso de los índices adicionales como un porcentaje.
Fuente: propia

2.6.2. Indicadores de carga

Además, hay indicativos que se plantean con base en la carga.

- “ASIDI (Average System Interruption Duration Index) = Medida de las interrupciones promedio del sistema”.

$$ASIDI = \frac{kVA \text{ Minutos interrumpidos}}{Total \text{ kVA conectados}} \quad (2.43)$$

- “ASIFI (Average System Interruption Frequency Index) = Índice de duración media de interrupción del sistema”.

$$ASIFI = \frac{kVA \text{ interrumpidos}}{Total \text{ kVA conectados}} \quad (2.44)$$

- “ACIDI (Average Circuit Interruption Duration Index) = Índice de duración media de interrupción de un circuito”.

$$ACIDI = \frac{kVA \text{ Minutos interrumpidos por circuito}}{Total \text{ kVA conectados}} \quad (2.45)$$

- “ACIFI (Average Circuit Interruption Frequency Index) = Índice de frecuencia media de interrupción de un circuito”.

$$ASIDI = \frac{kVA \text{ interrumpidos por circuito}}{Total \ kVA \ conectados} \quad (2.46)$$

Algunas empresas utilizan estos indicativos adicionales, que tienden a ser menos comunes que los dirigidos a los usuarios, para evaluar la eficacia del servicio.

En resumen, los indicadores de consumo centrados en el cliente y con base en la carga son especialmente convenientes para comparar el consumo anual con el siguiente porque en un año determinado, algunos clientes se verán perjudicados y muchos experimentarán una continuidad integra del suministro. Otros son convenientes cuando se desea comprender las tendencias históricas de la confiabilidad de una estructura de suministro en particular (Burke, 1994).

De tal manera para el caso del presente estudio solo se tomará en cuenta los indicadores orientados a la calidad de servicio SAIDI y SAIFI y los indicadores basados en la carga ASIDI y ASIFI los cuales iremos desarrollando con resultados que emite el software NEPLAN en la simulación de confiabilidad bajo los resultados de indicadores basados en líneas propios del SOFTWARE.

2.6.3. Desempeño del sistema

En la indagación que predice la futura credibilidad, las tasas de orientación al cliente y la carga discutidos en anteriores secciones se usan con frecuencia para evaluar la gravedad de los errores del sistema. También se pueden utilizar como una forma de evaluar el rendimiento histórico de un sistema. Incluso pueden usarse con más frecuencia ahora que para futuras evaluaciones de desempeño. Existen tres factores que hacen de la evaluación del rendimiento de los sistemas sea de útil aplicación.

- Documentación de los cambios de rendimiento del sistema a lo largo del tiempo, lo que facilita la detección de puntos problemáticos y áreas que requieren soporte.
- Cree índices que estén actualmente en uso y que puedan usarse como pauta para valores admisibles en próximas evaluaciones de confiabilidad.
- Hacer posible comparar las predicciones para el futuro con la práctica operativa real.

2.7. VALORACIÓN DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DESBALANCEADOS

2.7.1. INTRODUCCIÓN

La fase final del sistema eléctrico está compuesta por todos aquellos componentes que permiten la conducción de la energía desde la central hasta los usuarios por medio de redes de distribución

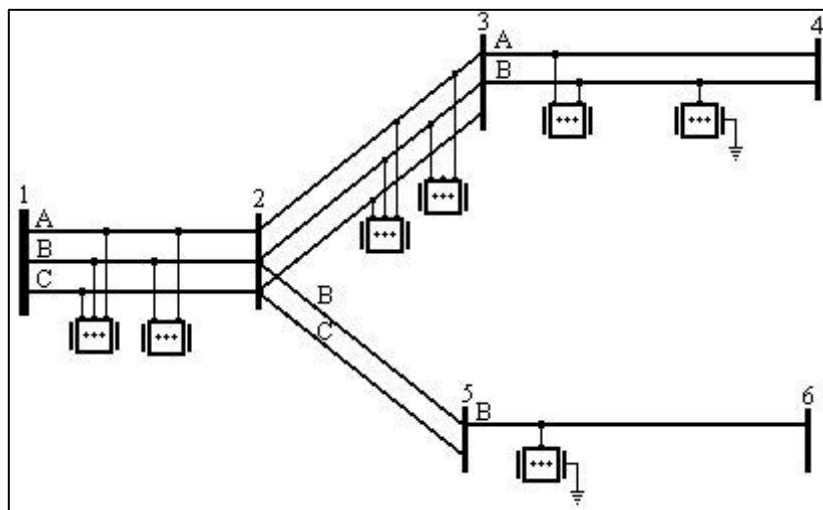
Dada la necesidad de evaluar la seguridad del SD, constantemente se realizan estudios en vista que:

- La electricidad se convierte en un prestación pública necesaria a nivel mundial, cualquier interrupción tiene un impacto significativo en el diario vivir de las personas.
- Además, se ha demostrado que el 90% de todos los incidentes que ocurren en el sistema de potencia provienen del SD (Billington & Allan, 1996; Kjole & Rolfse, 1990).
- En todos los lugares del mundo se establece normativas que el operario del SD debe cumplir en cuanto a los límites que deben mantener los indicadores de confiabilidad, en caso infracción se enfrenta a consecuencias, como tener que devolver el dinero a los usuarios.

Los esquemas de suministro primario (CP) con topología radial se originan de los SE, que conforman los SD. Los diferentes diagnósticos del SD permiten medir sus niveles de fiabilidad en los puntos de recarga de los CPs. Por tanto, es importante

tener en cuenta en los transformadores de distribución su lado secundario, porque es allí, que se suele tener en cuenta como el punto de carga.

Existen métodos de alta confiabilidad que se usan para evaluar los SD, entre ellos están los bloques de frecuencia y duración, que se utilizan con mayor frecuencia (Billington & Allan, 1996; IEEE estándar P493/D4, 1990), y la simulación de Montecarlo (Billington & Allan, 1996; Zapata C. , 2005; Zapata, Piñeros, & Casstaño, 1994) cabe resaltar, que el primer método posee una gran similitud con los circuitos eléctricos, es el más usado y uno de sus beneficios es que no tiene dificultad para su solución.



11. Figura 2.8. Circuito primario de distribución desbalanceado
Fuente: (R & Allan, Reliability Evaluation of engineering Systems, 1983

Pero es importante resaltar que, entre el método anterior y la simulación de Montecarlo, este, es significativamente más potente, porque acepta diferentes tipos de modelo probabilístico de los componentes, así como también, da la posibilidad de unir diferentes estudios, referido a otras evaluaciones de confiabilidad, tales como corrientes de carga, reconstrucciones y perfeccionamiento.

El modelo tradicional utilizado en las dos técnicas de análisis, supone que la SD está en perfecto equilibrio, lo que conlleva que el análisis se realice de manera monofásica. En este sentido, este tipo de modelado indica que las tres fases, en todo el proceso, son iguales en todo momento, además, los dispositivos son

equilibrados y por ende los errores provienen del trifásico, por lo tanto, no tiene que ver con el entorno. La representación que muestra la Figura 2.8, el desequilibrio es obvio.

2.7.2. CAUSAS DE DESBALANCE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (SD)

2.7.2.1. COSTO

Los SD se diseñaron a propósito de forma desnivelada a fin de disminuir los gastos de inversión. Esto se debe a que es menos costoso armar un PC con sección principal trifásica y divisiones conformadas por una o dos fases monofásicas orientadas hacia áreas de cargas pequeñas, así como la utilización de transformadores de suministro y redes secundarias de monofásicos, que crear un sistema enteramente trifásico.

2.7.2.2. ASIMETRÍA DE LOS COMPONENTES

Tomando en cuenta que los CP están desequilibrado, percibido desde el SE, se nota que a pesar que cada área trifásica, bifásica o monofásica está elaborada exactamente con el mismo conductor en cada una de sus etapas, sin embargo, se observa que los lados adyacentes están unidos a cada fase del sector principal y se observa que son de varios tamaños y extensiones.

2.7.2.3. COMPONENTES MONOFÁSICOS Y FALLAS MONOFÁSICAS

La estructura de los elementos como las operaciones que conforman los SD está construido de forma monofásica, tales como circuitos eléctricos, fusibles, interruptores de herramientas y pararrayos. Por lo tanto, en Caso de manejar de forma inadecuada o de falla de los equipos se corre el riesgo que el sistema experimente un desbalance. Asimismo, los seccionadores e interruptores de potencia, son dispositivos fabricados especialmente para operación tripular, pero, aun así, están expuestos a una avería monofásica.

2.7.3. DESBALANCE EN LAS CARGAS

Siempre habrá una carga desnivelada, porque estas, se encuentra conexas a redes secundarias y transformadores de distribución que en ocasiones son trifásicos y otras veces monofásicos. Debido a la naturaleza aleatoria de la demanda de los usuarios, incluso la totalidad de convertidores de suministro y redes de tipo secundario fueran trifásicos, sería imposible asegurar un equilibrio de carga óptimo, en cada una de los ciclos.

2.7.3.1. Modos de falla en los sistemas de distribución.

Las averías en el SP, de acuerdo a registros operacionales, se presentan casi siempre son monofásicas tal como lo indica la Tabla 2.1. Por otra parte, la suposición de que todos los errores son trifásicos es completamente falso, lo que destaca la necesidad de examinar a fondo el impacto de otros tipos de fallas en detalle:

2. Tabla N°2-1: Frecuencia de ocurrencia de fallas

TIPO DE FALLA	PORCENTAJE DE OCURRENCIA
Monofásica	70% - 80%
Bifásica a tierra	17% - 10%
Bifásica	10% - 8%
Trifásica	3% - 2%

2.7.3.2. Consecuencias de una falla monofásica

Varían según la sección a la que corresponde el componente que presenta la dificultad y las características de las cargas que se suministran en el área problemática.

- Tramos trifásicos

Durante este escenario se inutilizan las cargas suministradas por los convertidores monofásicos (monofásico o bifásico) perteneciente a etapas defectuosas. En caso, de ser un transformador trifásico conectado en Y, que se usa más comúnmente en los SD, se produce una alteración del voltaje en el secundario, dejando solo un

voltaje monofásico apropiado y los dos voltajes quedaran en valores más bajos al nominal, de manera que quedara activa solamente la carga interconectada entre la fase-neutro y la fase con tensión apropiado.

- **Tramos bifásicos y monofásicos**

La carga sustentada a través de transformadores fase neutro o fase tierra, que esta interconectada a la fase en servicio será satisfecha. Este proceso sucede en los sectores bifásicos, mientras que en los sectores monofásicos no habrá carga alguna, la misma se pierde.

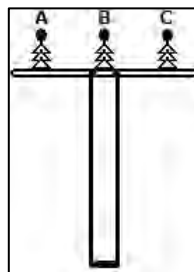
2.7.3.3. Consecuencias de una falla bifásica.

El efecto de un error bifásico, consiste en la suspensión de la energía suministrada por convertidores de bifásico y monofásico relacionados con áreas que presentan dificultad. Sin embargo, los convertidores fase-tierra o fase-neutro seguirán abasteciendo carga en trayectos trifásicos donde una fase sigue activa.

2.7.3.4. Consecuencias de una falla trifásica.

Cuando toda la carga que está unida aguas abajo del sitio de la dificultad disminuye o desaparece, es el resultado de una falla trifásica.

2.7.3.5. Aspectos constructivos que afectan la probabilidad de falla



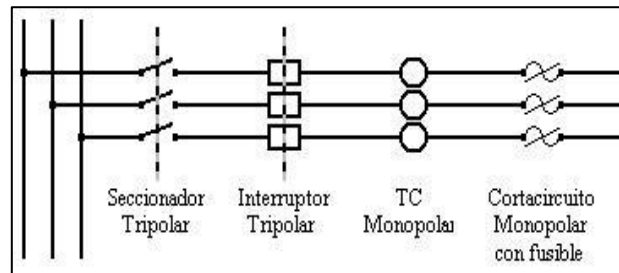
12. Figura 2.9. Circuito primario trifásico aéreo.

Las fases tienen la posibilidad de presentar desperfectos, situación que se puede desarrollar, al estar supeditado de la estructura de los elementos del CP, por lo que es necesario tener en cuenta la evaluación de la confiabilidad. Es muy posible, de

acuerdo a la Figura 2.9 que ocurra una contingencia bifásica AB y BC y presenta más posibilidad de que suceda una falla AC. En caso de un error monofásico las fases A y C, presentan alto nivel de posibilidad de fallar mientras que la fase B es menos probable.

2.7.4. METODOLOGÍA

2.7.4.1. Modelo topológico del sistema

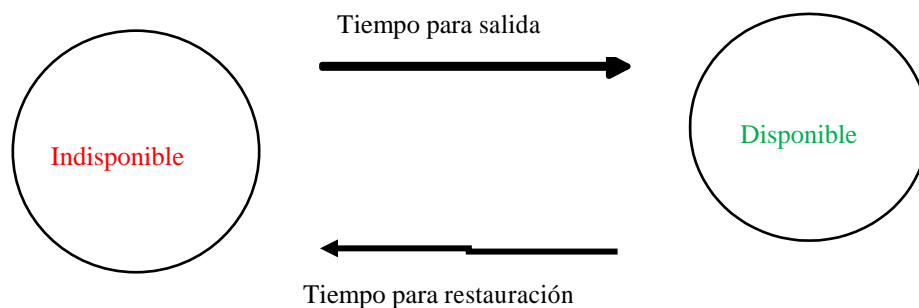


13. Figura 2.10. Equipos de subestación de un circuito primario típico

Desde la S.E se realiza una investigación de confiabilidad a nivel de CP, al lado secundario de los transformadores de suministro, que es la zona de mayor concentración de la carga. Presentes en las figuras 2.8 y 2.10.

Los nodos que explican la topología del CP se utilizan para especificarse. La ubicación de cada nodo se determina por la presencia de equipos de operación y protección, además hay un espacio o brecha entre las partes.

2.7.4.2. Modelo de confiabilidad de los componentes



14. Figura 2.11. Modelo de dos estados para los componentes

El modelo convencional de dos estados representado en la Fig. 2.11 se aplica a la totalidad de elementos de CP. El modelo utilizado es definido por las probabilidades de los periodos para salir y para restaurar.

Ajustando los valores operativos de los periodos de salida y reconstrucción del elemento a una función de posibilidad específica (Gaussiana, Weibull, etc.), se construye el modelo. Para cada componente, se puede utilizar uno de los dos tipos de modelos de dos estados:

- Índice de análisis de usabilidad: Incluye actividades no planificadas (conservación precautoria, control) y actividades no previstas (averías, vandalismo, accidentes, etc.). Entonces, se mencionan las horas de salida y el tiempo de recuperación.
- Índice de análisis de errores: considera solo salidas no planificadas correspondientes a fallas de componentes. En este caso, se señala el tiempo de error y de reparación.

2.7.5. MODELAMIENTO DE LA DEMANDA

Las curvaturas de horario de consumo activo y reactivo durante un período típico de dos días: 'normal' y 'vacaciones' sirven como patrones de consumo en cada punto de recarga del CP. Este arquetipo de modelo es muy utilizado (Sankarakrishnan, R., Billington, & R., 1995).

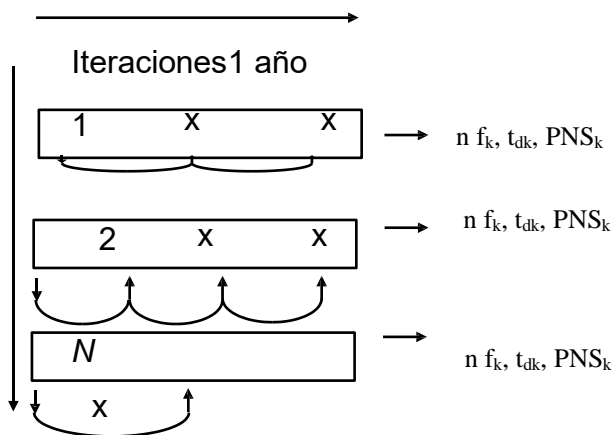
2.7.5.1. Escenarios y procedimiento general

El estudio de credibilidad de CP implica determinar su idoneidad para varios "escenarios" en un futuro año de beneficio, que se definen por:

- El arreglo topológico sugerido.
- Modelos para la confiabilidad de los componentes.
- Probabilidad de que ocurran salidas en los sistemas monofásicos, bifásicos y trifásicos.
- Técnicas de reconfiguración.

- Índice de demanda: previsión del nivel más alto de demanda activa y patrón de comportamiento.

Como se ve en la Fig. 2.12, una simulación involucra la realización de N iteraciones para cada escenario. Los periodos de partida de los elementos (indicados con x) y los señalados arreglos se generan durante cada iteración por el transcurso de un año. Suponiendo que la totalidad de elementos se encuentran funcionamiento con normalidad al comienzo de cada iteración. Solo por breves momentos de la salida del componente (denominado "next event approach") se evalúa el desempeño del CP.



15. Figura 2.12. Procedimiento general de la simulación
Fuente: propia.

Dado que la demanda se modela cada hora, el método de simulación empleado fue "completamente secuencial" y también "asincrónico", ya que periodo de simulacro al interior de cada una de las iteraciones presenta diferentes incrementos por cada error en un componente. Al finalizar cada iteración, se enumeran las variables de interés por cada punto de carga k : número de fallas ($n f_k$), periodo de indisponibilidad (t_{dk}), potencia no servida (PNS_k), etcétera.

Cuando una de las constantes de interés adquiere el coeficiente de variación particular o el número predeterminado de iteraciones, la simulación finaliza.

Al final del simulacro, se obtiene N muestras de valores para cada variable de interés, por lo que se calculan medidas de confianza, estadística descriptiva y ajustar distribuciones de probabilidad.

2.7.5.2. Procedimiento dentro de una iteración

1. Generar un número al azar y convertir en periodos de salida para cada componente en función con las distribuciones de probabilidad correspondientes.
2. En esta iteración, no hay pérdida de componentes si el tiempo de salida más corto generado para la totalidad de elementos es mayor o igual a un año. Y se efectúa otra iteración.
3. El elemento x con el tiempo de salida más rápido se considera como indisponible.
4. Seleccionar un número al azar y luego emplear la distribución correspondiente del componente x para convertirlo en periodo para restaurar.
5. Analizar el impacto de los errores o partidas de los componentes.
 - Daños en el seccionador de tres polos o en el interruptor tripolar: todas las estaciones de carga posteriores dejarán de funcionar.
 - Error del transformador del flujo eléctrico: cuando una etapa del CP es aislada y el sistema opera desbalanceado.
 - Fallo del circuito primario o aislador unipolar: la etapa del CP está aislada y el sistema funciona desequilibrado.
 - Falla parcial de CP: Errores de tipo (monofásico, bifásico o trifásico) deben determinarse de acuerdo a la probabilidad de suceso.

El tipo de falla se identifica mediante un número aleatorio con una distribución uniforme entre 0 y 1, para posteriormente compararse con las tasas de error monofásico, bifásico y trifásico.

Es necesario identificar la etapa o etapas del tramo con error (A, B o C), dependiendo de si la falta es monofásica o bifásica. Esta etapa o etapas fallidas se identifican de acuerdo con sus posibilidades de error utilizando aleatoriamente un número uniforme que se encuentra entre 0 y 1.

1. Acumulación de la variable de interés en cada uno de los puntos de carga.
2. El tiempo de liberación y reversión del componente no disponible se agrega al periodo de simulacro de la iteración.

3. De ser el periodo de simulación al interior de la iteración, inferior a un año, se reinicia el proceso con el paso 1. De lo contrario, la iteración finaliza.

2.7.5.3. Cálculo de Índices de confiabilidad

Los índices fundamentales de confiabilidad se definen para k , que equivale al punto de carga de **CP**.

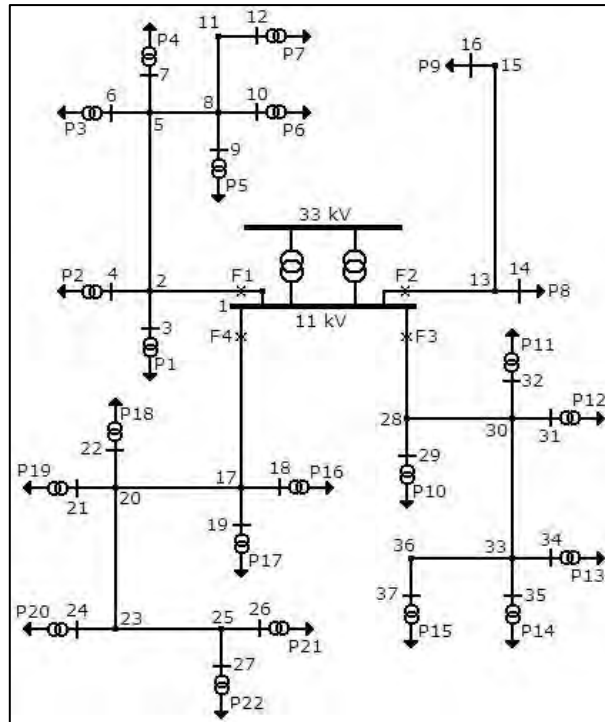
- Índice de **rechazo**.

$$\lambda_k = \sum_{j=1}^N \frac{n_{fkj}}{N} \quad (2.47)$$

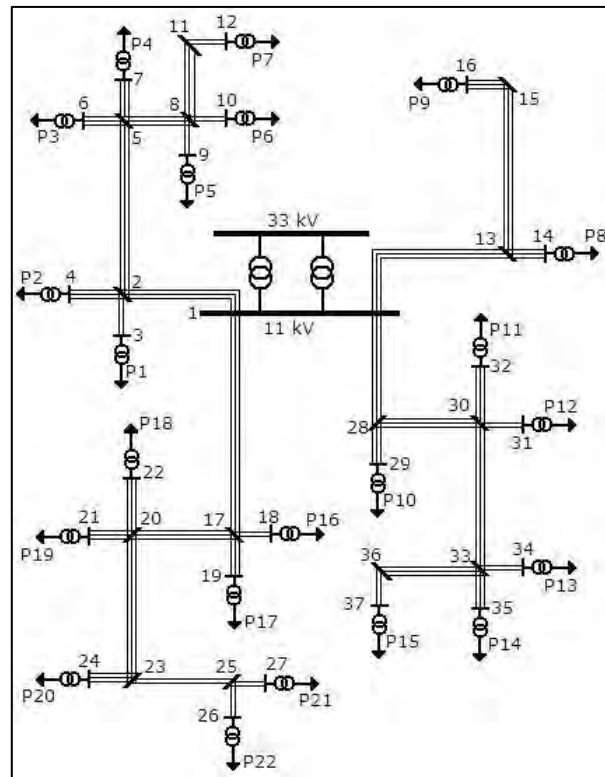
- Tasa de reparación

$$r_k = \frac{\sum_{j=1}^N t_{dkj}}{\sum_{j=1}^N n_{fkj}} \quad (2.48)$$

Los índices adicionales, como DES, FES, SAIFI, SAIDI, CAIFI, CAIDI, etc. utilizan los índices básicos para calcularse. Las tasas en los niveles CP, SE y SD se descubren sumando los índices del punto de carga.



16. Figura 2.13. Sistema de prueba RBTS balanceado
Fuente: RBTS (Roy Billinton Test System)



17. Figura 2.14. Sistema de prueba desbalanceado
RBTS (Roy Billinton Test System)

El sistema de prueba elegido es el Roy Billinton Test System (RBTS). Se corrió una simulación Monte Carlo con un total de 20000 iteraciones para los casos balanceados y no balanceados, presente en la Figura 2.14. El coeficiente de variación para casos balanceados fue 0.02406 y el índice de variación para el caso no balanceado fue 0.02539.

Las tablas 2-2 y 2-3 presentan los índices de confiabilidad que presenta el sistema y las frecuencias de error en los puntos de carga.

3. Tabla N°2-2. Índices de confiabilidad a nivel de sistema

Índice	Caso balanceado	Caso desbalanceado	Variación [%]
Saifi	0.1408	0.1285	8.74
Saidi	0.8998	0.8116	9.80
Caifi	0.0005	0.0005	0.00
Caidi	5.2628	5.2199	0.82
Asai [%]	99.9897	99.9907	0.00
Asifi	0.2018	0.1426	29.34
Asidi	1.4788	1.0278	30.50
Ens	11.0242	8.1638	25.95

4. Tabla N°2-3. Frecuencia de falla de los puntos de carga en [fallas/año]

k	Sistema Balanceado	Sistema Desbalancead	Variación [%]
1	0.0876	0.0781	10.84
2	0.1178	0.1180	0.17
3	0.1638	0.1653	0.92
4	0.1478	0.1231	16.71
5	0.2149	0.1812	15.68
6	0.2134	0.1752	17.90
7	0.2539	0.1468	42.18
8	0.1041	0.1190	14.31
9	0.1434	0.1568	9.34
10	0.1045	0.1024	2.01
11	0.1658	0.1324	20.14
12	0.1694	0.1454	14.17
13	0.2062	0.1776	13.87
14	0.2134	0.2098	1.69
15	0.2487	0.1428	42.58
16	0.1156	0.1071	7.35
17	0.1060	0.1096	3.40
18	0.1615	0.1314	18.64
19	0.1726	0.1701	1.45
20	0.2218	0.2198	0.90
21	0.2522	0.2236	11.34
22	0.2577	0.1593	38.18

Las diferencias en los factores de diseño y la demanda de los usuarios genera que las estructuras de suministro de electricidad sean desiguales, por lo que no existe un apoyo real para la idea de que son iguales o similares, y que las clasificaciones eléctricas deben hacerse de manera monofásica equivalente.

Incluso bajo el estudio convencional en estructuras distribuidas, donde se asume que la totalidad de errores son trifásicas balanceadas, no tiene un soporte real, ya que la estadística operativa a nivel mundial denota que la falla monofásica ocurre con mayor frecuencia y, por el contrario, la falla trifásica es la que ocurre con menos frecuencia.

Los hallazgos mostrados en el ejemplo denotan que la tasa de confiabilidad obtenida para el caso balanceado es peor que para el caso no balanceado, es decir, la evaluación es negativa o más grave. Esto conduce a decisiones erróneas al planificar y operar los sistemas de energía los sistemas de energía, como invertir en exceso o realizar inversiones antes de que se necesiten.

CAPITULO III
**DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE
COTABAMBAS**

3. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE COTABAMBAS

3.1. GENERALIDADES.

En este capítulo se revela la situación actual de los sistemas de electrificación rural del alimentador CA01 de la subestación de transformación Cachimayo 138/60/22.9 KV, posicionado en la esfera distrital del mismo nombre, provincia de Anta, dicho alimentador suministra energía eléctrica en su gran mayoría a toda la provincia de Chumbivilcas y una parte de Cotabambas.

Se realizó un diagnóstico físico de la SET Cachimayo, el recorrido del alimentador CA-01, el número y tipo de subestaciones, la longitud de la estructura de líneas y puestas a tierra, requirió del Sistema Integrado de Distribución Electro Sur Este Solicitud de referencia a información proporcionada por base de datos GIS de ELSE; además, la base de de control de ELSE examinó los cortes que se registraron en el alimentador investigado.

3.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

3.2.1. Subestación de transformación de Cachimayo

Ubicada en el distrito de Cachimayo entre las coordenadas 13°28'45"S 72°03'57"O a 3423 m.s.n.m., *Por el índice de automatización poseído, la subestación en estado de desatención se posiciona en el km 15 de la carretera Cusco-Urubamba, Cachimayo, Anta, Cusco. Cuenta con dos transformadores y está destinado a abastecer de energía eléctrica a las poblaciones de Urubamba, Valle Sagrado, Pampa de Anta, y zonas de Apurímac.

- i) Pisac, Paucartambo y Urubamba son abastecidas por la línea de transmisión 138/60/22,9 KV, 60 KV, al igual que Cotabambas y Coyllurqui (Apurímac) en 22,9 KV.

* Información tomada de la página web de la empresa EGEMSA:
<https://www.egemsa.com.pe/subestacion-cachimayo>

- ii) No se utiliza el transformador 138/34.5/10.5 del lado de 34.5 KV, desaprovechando el nivel de voltaje de 6/3/3 MVA existente; en el lado de 10,5 KV suministra a Pampa de Anta, Cachimayo y Chincheros.

La subestación cuenta con tres compartimentos para líneas de transmisión.

- i) SE Serie L-1001. Machu Picchu
- ii) La ruta L-1003 SE. Dolorespata
- iii) Línea L-1007 (parte de REP) para suministrar energía a la región Apurímac. Proporciona equipos para subestaciones: interruptores eléctricos, disyuntores, relés de protección, pararrayos, transformadores de medida.

PATIO DE LLAVES - BAHIA DE 24 KV (EXTERIOR)

- o Transformador de potencia 15/15/7 MVA, 138/66/24 kV
- o 01 seccionadora salida del transformador lado 24 kV, 400 A 38 kV
- o 01 interruptor de potencia tipo exterior bahía del transformador lado 24kV, 1000 A 36 KV.
- o 01 seccionador de entrada barra 24 kV, 630 A 36 kV
- o 01 seccionador de salida de barra 24 kV, 400 A 38 kV
- o Interruptor automático de recierre (recloser) 38 kV, 630 A.
- o 03 pararrayos de 21 (24) Kv 10 KA de óxido de Zinc con contador.
- o Transformador de PAT 24 KV máx. 1980 A Z0 21 Ohm

EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

1. Cuadro N°3.1: Datos del transformador de potencia

TRANSFORMADOR REDUCTOR	
MARCA	ALSTHOM ATLANTIQUE
POTENCIA	15/5/7 MVA
RELACION	138±3*2.5%/66/24KV
REFRIGERACION	ONAN
TENSION DE CORTO CIRCUITO	6/10.2/3.2%
GRUPO VECTORIAL	YN/yn0/d11
NUMERO DE TAP	7 operación sin tensión
POSICION DE TAP	4
AÑO	1989

Fuente: REP

Este transformador de potencia de la SET Cachimayo, no tiene un conmutador automático bajo carga. Por lo que la operación se hace estrictamente desenergizado.

TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA

2. Cuadro N°3.2: Datos del transformador de PAT

EQUIPO: TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA	
CODIGO:	COM-TR4
FABRICANTE:	ALSTHOM-ATLANTIQUE
N° DE SERIE:	G 67 790-01
AÑO:	1984
TENSION DE SERVICIO MAXIMO:	24 KV
INTENSIDAD NOMINAL EN EL NEUTRO:	1980 A
GRUPO DE CONEXIÓN:	ZN
REFRIGERACION:	ONAN
PESO TOTAL:	2770 Kg
IMPEDANCIA SECUENCA HOMOPOLAR (Xo):	10.5 Ohm por fase
TENSION SOPORTADA A FREC. INDUSTRIAL:	50 KV
TENSION SOPORTADA A IMPULSO TIPO RAYO:	150 KV

Fuente: REP

El transformador de puesta a tierra, implementado para mejorar la protección contra fallas y estabilidad del sistema.

3.2.2. SISTEMA DE PROTECCION ACTUAL

El relé de sobre corriente de fases y de tierra (51, 51N) y el relé diferencial de tierra (87T), instalado en la bahía 24 KV, comandan al interruptor de potencia de la bahía 24 KV y protege fundamentalmente el transformador de potencia.

Mientras que el alimentador CA-01, exclusivamente es protegido solo por el recloser automático. Por lo que es insuficiente esta protección, siendo necesaria implementar con relés de sobrecorriente a la salida del alimentador CA-01.

Las redes primarias son protegidas mediante seccionadores Cut-Outs con fusibles tipo K y en algunas derivaciones con seccionadores Cut-Outs con tres etapas, ubicados al inicio de las derivaciones de la red primaria y en llegada a las SED.

3. Cuadro N°3.3: Datos de interruptor de potencia en lado del transformador 24 KV

INTERRUPTOR DE POTENCIA EN 24 KV	
CODIGO	52-COM-2TR1
UBICACION	Bahía transformador 24KV
FABRICANTE	ALSTHOM-ATLANTIQUE
MODELO	HPGE 7 9E
TIPO DE APERTURA	Tripolar
MEDIO DE EXTINCION	Aceite
TENSION MAXIMA NOMINAL	20/36 KV
INTENSIDAD PERMANENTE NOMINAL	1000 A
TENSION SOPORTADA A FREC. INDUSTRIAL	75 KV
TENSION SOPORTADA A IMPULSO TIPO RAYO	170 KV
FRECUENCIA	60 Hz
CAPACIDAD DE RUPTURA	13,1 KA simétrico
MECANISMO DE OPERACIÓN	Resorte
PODER DE CORTE EN CORTOCIRCUITO	
VALOR EFICAZ DE LA COMPONENTE PERIODICA	13.1
CORRIENTE DE CIERRE EN CORTOCIRCUITO	33
TIEMPO DE APERTURA	40
TIEMPO DE CORTE	60
TIEMPO DE CIERRE	70 ms

Fuente: REP

Este es el único disyuntor operando en 24 KV, su función es de maniobrar la salida del transformador a la barra en 24 KV de los cinco alimentadores.

4. Cuadro N° 3.4: Datos del RECLOSER AUTOMÁTICO

RECLOSER AUTOMATICO AISLADO EN GAS SF6 TYPE: EVR-3 CELDA: CL-233	
RATED VOLTAGE	38KV
RATED CURRENT	630A
RATED BREAKING CURRENT	12.5KA (RMS.SYMM)
RATED POWER-FRECUENCY WITHSTAND VOLTAGE(DRY)	70KV/1min
RATED IMPULSE WITHSTAND VOLTAGE:	170KV (BIL)
RATED FRECUENCY	50/60 HZ
RATED SF6 GAS PRESSURE	1.5 BAR (ABS)
MINIMUM BREAKING TIME	5 CYCLE
MINIMUM CLOSING TIME	18 CYCLE
APLICACION	ANSI C37.60
BCT SPECIFICATION	
CURRENT RATIO	400/1
RATED BURDEN	2.5VA
WEIGHT	
WITHOUT BRACKET	217KG
WITH BRACKET	312KG
SERIAL N°	E04120004
DATE	2004-12
MARCA	ENTEC
CONTROLLER EVRC-3	
OPERATING VOLTAGE	220V
WEIGHT	95KG
SERIAL N°	E04120004
DATE.	2004-12
MARCA	ENTEC
OPERATING CHARACTER	
MINIMUM TRIP CURRENT	
PHASE	X CT (0.04-3.20)
GROUND	X CT (0.02-3.20)
S.E.F	X CT (0.005-0.160)

Fuente: REP

Puede sustituir un interruptor de potencia averiado, pero no especifica el tipo de falta y la localización exacta de la falla, solo hace una apertura y/o cierre cuando hay alguna falla. Se está usando recloser independientes para cada alimentador.

5. Cuadro N° 3.5: Características del seccionador 24 KV

SECCIONADOR DE SALIDA DE BARRA 24KV	
EQUIPO	SECCIONADOR
CODIGO	89.1-COM-2TR3
TIPO DE CONEXION	Barra
UBICACIÓN	Bahía Trafo ,salida barra 24 KV
FABRICANTE	ALSTHOM
AÑO	1985
TIPO DE APERTURA	Rotación Central
TENSION SOPORTADA A FREC. INDUSTRIAL	90 KV
TENSION SOPORTADA A IMPULSO TIPO RAYO	205 KVA
FRECUENCIA	60 Hz
CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA	No
MECANISMO DE OPERACION	Manual Eléctrico

Fuente: REP

6. Cuadro N° 3.6: Características de los relés

DATOS DEL RELE EN TRANSFORMADOR DE POTENCIA				
MARCA	TIPO	DENOMINACION LITERAL	FASES	ANSI
ALSTHOM ATLANTIQUE	TMAS 311	Sobrecorriente de fases	RST	50/51
	TMAS 111-2a	Sobrecorriente a tierra	N	50N/51N

Fuente: REP

Estos relés han sido implementados todavía con el proyecto original en 1989, los cuales serán cambiados con relés multifuncionales SIEMENS 141.

3.2.3. Alimentador de CACHIMAYO: CA-01

7. Cuadro N° 3.7: Características de la línea del Alimentador de CACHIMAYO: CA-01

DESCRIPCIÓN	DATOS
Nivel de tensión	22.9KV
N° de ternas	1
Longitud	667.12Km
Sistema	3Ø,2Ø, 1Ø
Sección	10,16,25,35,70,90,95mm2
Conductores	AAAC Y COBRE

Fuente: Sistema Integrado de Distribución (ArcGIS)-Electro Sur Este S.A.A

8. Cuadro 3.8: Tipos de subestaciones de distribución - alimentador de CACHIMAYO: CA-01

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Monoposte	368
Biposte	53
Caseta	1
Triposte	0

Fuente: Sistema Integrado de Distribución (ArcGIS)-Electro Sur Este S.A.A

9. Cuadro N° 3.9: Potencia de las subestaciones de distribución del alimentador de Cachimayo: CA-01

Potencia	Cantidad
100kVA	16
10kVA	100
125kVA	1
15kVA	111
160kVA	1
200kVA	1
250kVA	3
25kVA	58
30kVA	1
37.5kVA	8
400kVA	1
40kVA	9
460kVA	1
50kVA	27
5kVA	75
75kVA	8
Total	420

Fuente: Sistema Integrado de Distribución (ArcGIS)-Electro Sur Este S.A.A

10. Cuadro N° 3.10: Subestaciones de Distribución según su potencia

POTENCIA	MONOFÁSICO	TRIFÁSICO	CANTIDAD
5kVA	75	0	75
10kVA	96	4	100
15kVA	81	30	111
25kVA	28	31	59
30kVA	1	0	1
37.5kVA	6	2	8
40kVA	9	0	9
50kVA	3	24	27
75kVA	2	6	8
100kVA	0	16	16
125kVA	1	0	1
160kVA	0	1	1
200kVA	0	1	1
250kVA	1	0	1
400kVA	0	1	1
460kVA	0	1	1
TOTAL	303	117	420

Fuente: Sistema Integrado de Distribución (ArcGIS)-Electro Sur Este S.A.A

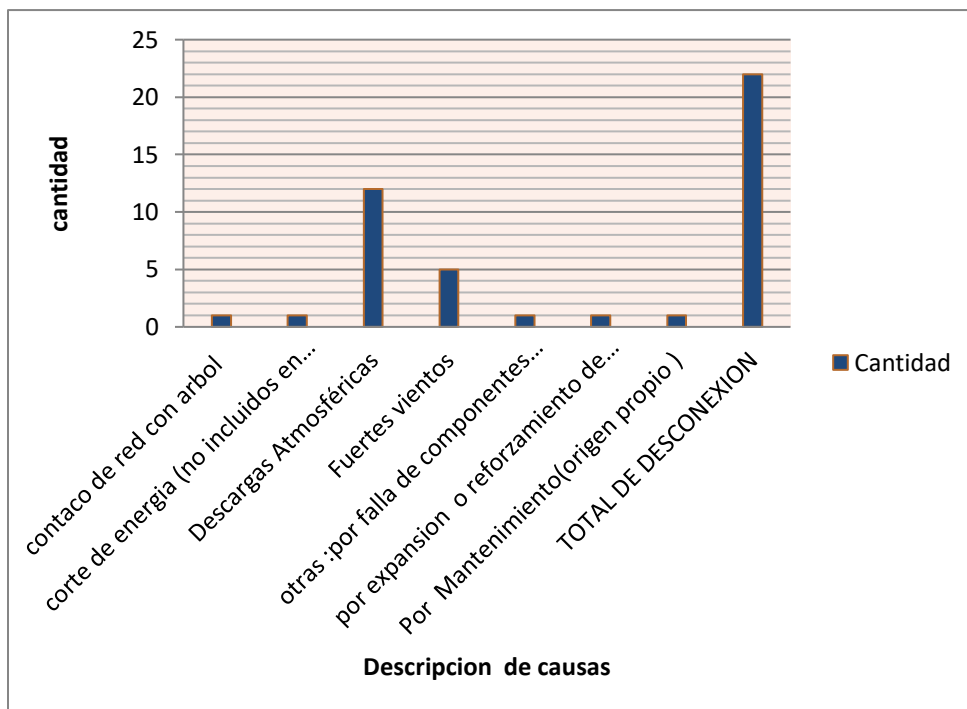
3.3. COMPORTAMIENTO DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA.

El periodo de estudio es año 2016, periodo en el cual se presentaron 37 cortes en el suministro de energía del alimentador CA-01, presentándose las siguientes estadísticas:

11. Cuadro N° 3.11: Causas de desconexión de AMT CA-01 2016

DESCRIPCIÓN DE CAUSA	CANTIDAD
Contacto entre conductores	03
Corte de energía (No incluido en PM y PE)	01
Descargas Atmosféricas	21
Fuertes Vientos	07
Por expansión o reforzamiento de redes (propio)	04
Por Mantenimiento (origen propio)	01
TOTAL, DE DESCONEXIÓN	37

Fuente: Centro De Control-Electro Sur Este S.A.A

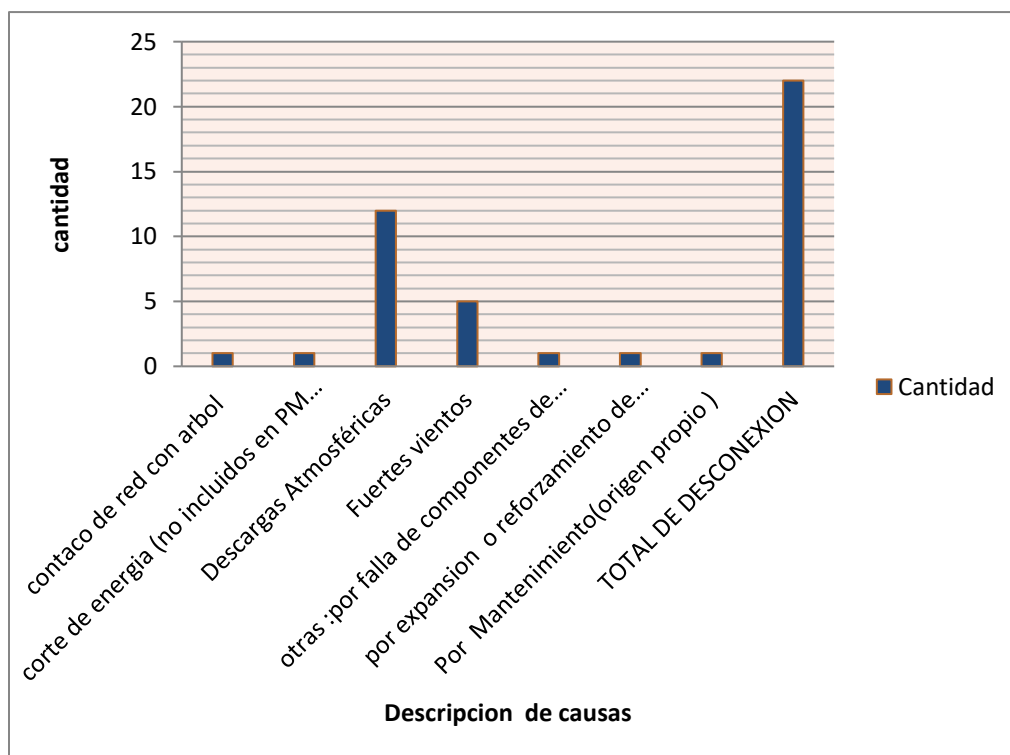


19. Figura 3.2: Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2016
 Fuente: centro de control-Electro sur este S.A.A

12. Cuadro N° 3.12: Causas de desconexión de AMT CA-01 del 2018

Descripción de causa	Cantidad
Bajo nivel de aislamiento (aislador roto inadecuado)	01
Caída de árbol	01
Caída de conductor de red	12
Caída de red con árbol	05
Contacto de red con edificio	01
Corte de energía (no incluidos en pm y pe)	01
Descargas atmosféricas	01
TOTAL, DE DESCONEXION	22

Fuente: centro de control-Electro sur este S.A.A



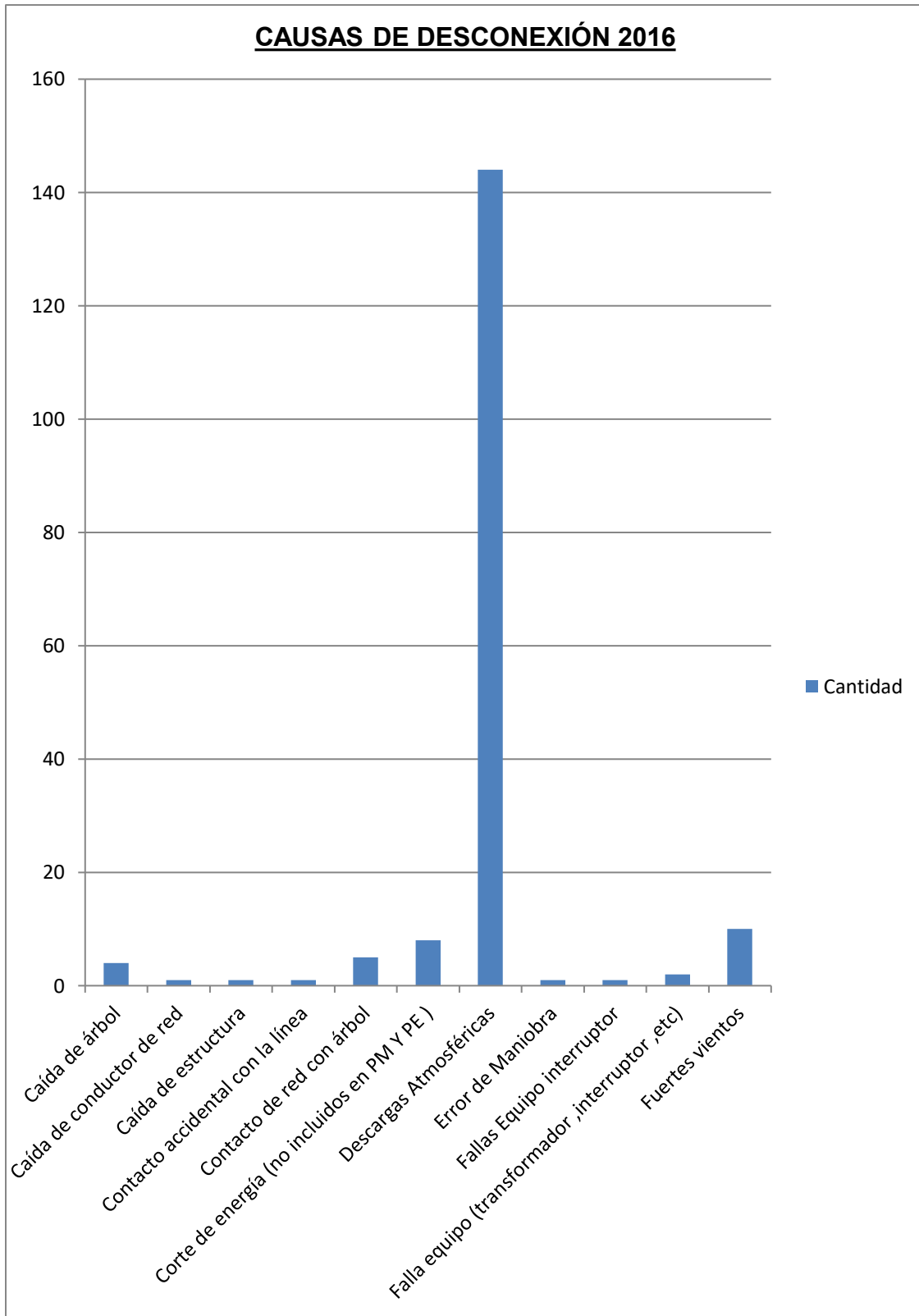
20. Figura 3.3: Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2018
Fuente: centro de control-Electro sur este S.A.A

A continuación, se presentan todos los tramos de línea cortados del final del alimentador Cachimayo: CA-01.

13. Cuadro N° 3.13: Causas de desconexión de SLI del alimentador de CACHIMAYO: CA-01, de 2016

DESCRIPCIÓN DE CAUSA	CANTIDAD
Bajo nivel de aislamiento (aislador roto inadecuado)	02
Caída de árbol	01
Caída de conductor de red	02
Caída de red con árbol	01
Contacto de red con edificio	01
Corte de energía (no incluidos en PM Y PE)	08
Descargas Atmosféricas	07
Error de Maniobra	01
Fallas de equipo (transformador, interruptor, etc.)	01
Fuertes vientos	07
Otras por falla en componentes sistema potencia -Aislador	01
Otras causados por terceros	01
Por expansión o reforzamiento de redes (propio)	20
Por Mantenimiento (origen propio)	08
TOTAL, DE DESCONEXIÓN	61

Fuente: centro de control-Electro sur este S.A.A

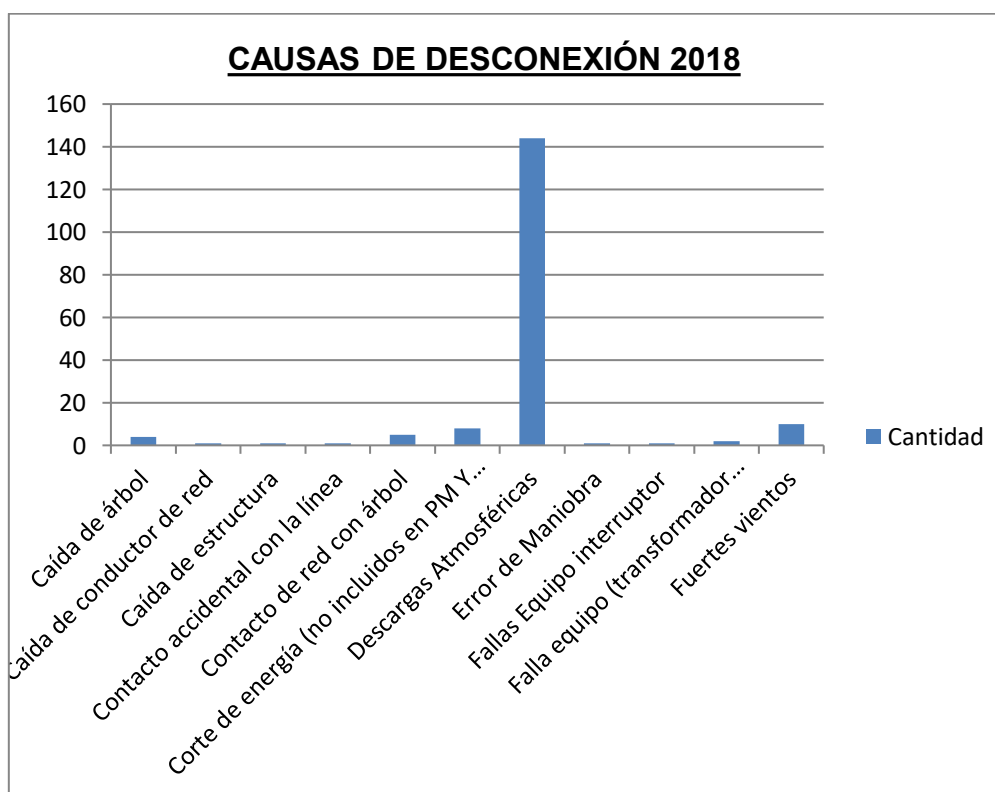


21. Figura 3.4: Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2016
Fuente: centro de control-Electro sur este S.A.A

14. Cuadro N° 3.14: Causas de desconexión de SLI del alimentador Cachimayo: CA-01, de 2018

DESCRIPCIÓN DE CAUSA	CANTIDAD	# MANT	# DE FALLAS
Caída de árbol	004		4
Caída de conductor de red	001		1
Caída de estructura	001		1
Contacto accidental con la línea	001		1
Contacto de red con árbol	005		5
Corte de energía (no incluidos en PM Y PE)	008		8
Descargas Atmosféricas	144		144
Error de Maniobra	001		1
Fallas Equipo interruptor	001		1
Falla equipo (transformador, interruptor, etc.)	002		2
Fuertes vientos	010		10
Otras, por falla en componentes sistema potencia	003	3	
Otras por falla de componentes sistema potencia-pararrayos	001		1
Otros fenómenos naturales o Ambientales	003		3
Otras, causados por terceros	001		1
Por expansión o reforzamiento de redes (propio)	002		2
Por Mantenimiento (origen propio)	010	10	
TOTAL, DE DESCONEXIÓN	198		

Fuente: Centro de Control-Electro sur este S.A.A



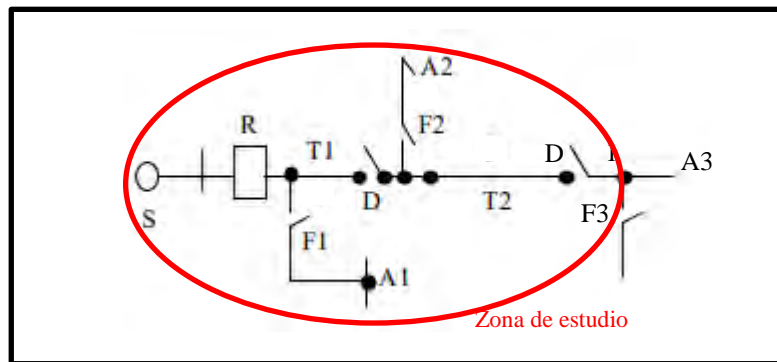
22. Figura 3.5 Causas de desconexión del AMT CA-01 de 2018
Fuente: centro de control-Electro sur este S.A.A

3.4. ANÁLISIS CON LOS INDICADORES DEC Y FEC

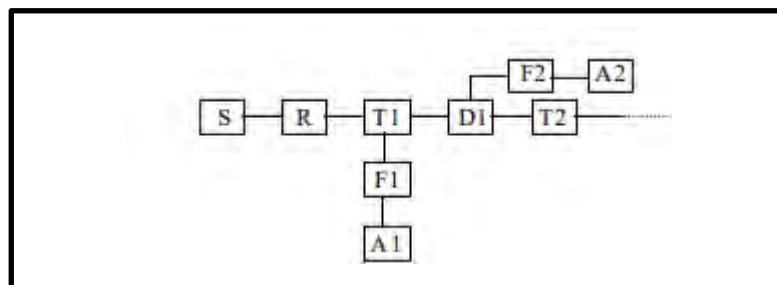
3.4.1. ANÁLISIS CON LOS INDICADORES DEC Y FEC SISTEMA RADIAL DEL ALIMENTADOR CA-01

La primera etapa del algoritmo propuesto corresponde al modelado de la red, el cual solo muestra cómo los componentes están conectados entre sí y quiénes son (ver figura 3.9). Seguidamente se efectúa el reconocimiento de los elementos:

- S/E : Conexión a la subestación de conversión
- I : El interruptor primario del alimentador
- A1-A2 : Secciones del cuerpo principal del alimentador
- A-B-C : Secciones laterales del alimentador
- D1-D2 : Desconectadores
- F1-F2-F3 : Fusible de los tramos A, B y C.



23. Figura 3.6: Sistema radial evaluado



24. Figura 3.7: Modelo de la red evaluada

Los componentes de resguardo y maniobra de este sistema se han considerado de total fiabilidad, encontrándose fallos únicamente en los distintos tramos de alimentación. Se tienen en cuenta estos datos de fallo:

15. Cuadro N° 3.15. Datos del sistema

Troncal	1	2
1	0.15	0.15
T. Interrupción	0	3
Long.	12	15
Ramales	A	B
1	0.3	0.3
T. Interrupción	1.5	1.5
Long.	10	8
T. Óp.	0.5	0.5
T. Rep.	2.5	2.5
T. total	3	3

Este modelo tiene en cuenta los errores de los componentes de protección. En este caso, aunque no se consideren numéricamente, aún se puede evaluar su influencia en la fijación del estado de la totalidad de componentes de la red.

Dado que generalmente se dan lugares de discontinuidad, se sugiere la siguiente subdivisión:

- Tiempo de conocimiento + Tiempo de preparación + Tiempo de localización = 0.5 a 1.0 horas.
- Tiempo de reparación = 2.50 horas.

En la Tabla 3.18 que se evidencia a continuación, se presenta la matriz de estados que considera todos los componentes del sistema propuesto, considerando partes mayores y menores, elementos de guarda y maniobra, en el siguiente orden:

16. Cuadro N° 3.16: Matriz de estados, sistema de prueba radial

	T1	T2	A1	A2
T1	I	I	I	I
T2	R	I	R	I
A	N	N	I	N
A2	N	N	N	I

I : NO RECUPERABLE
R : RECUPERABLE
N : NO AFECTADO

De acuerdo con los valores otorgados, se presenta la siguiente tabla con la tasa de error y el tiempo de inactividad.

17. Cuadro N° 3.17: Tasa de fallas

	T1	T2	A1	A2
T1	1.80	1.80	1.80	1.80
T2	2.25	2.25	2.25	2.25
A1	0	0	3	0
A2	0	0	0	2.40
Total	4.05	4.05	7.05	6.45

18. Cuadro N° 3.18: Interrupción de servicio (horas).

	T1	T2	A1	A2
T1	3	3	3	3
T2	0.5	3	0.5	3
A1	0	0	1.5	0
A2	0	0	0	1.5

19. Cuadro N° 3.19: Tiempos de indisponibilidad de servicio (horas/año).

	T1	T2	A1	A2
T1	5.4	5.4	5.4	5.4
T2	1.125	6.75	1.125	6.75
A1	0	0	4.5	0
A2	0	0	0	3.6
Total	6.525	12.15	11.025	15.75

20. Cuadro N° 3.20: Resumen de índices

	l	r	U
T1	4.05	1.611111111	6.525
T2	4.05	3	12.15
A1	7.05	1.56382979	11.025
A2	6.45	2.44186047	15.75

Los clientes individuales asociados a diferentes tramos de la estructura de alimentación energética experimentan mismos índices. Las métricas totales para el sistema son el período de equivalencia por consumidor (DEC) y la frecuencia de equivalencia por consumidor (FEC). En este sistema, se consideró el siguiente número de clientes:

Tramo A: 250

Tramo B: 100

Tramo C: 25 no relevante

Entonces el índice global es:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^m C_j} = 1.814$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^m C_j} = 6.878$$

Los periodos equivalentes de los usuarios muestran que cada usuario de esta red, pierde el servicio de energía una media de 1.814 horas al año, con una periodicidad de 6.878 veces al año. Los resultados de la observación de este caso revelan dos cosas importantes:

El primero se vincula con las tarifas de fallas específicas y el tiempo de inactividad individual. La tasa de error para los componentes definidos como asignables aumenta, pero el periodo de discontinuidad disminuye a medida que son atendidos por fuentes alternativas siempre que los elementos defectuosos continúen reparándose. Por presunción, estos cambios están estrechamente relacionados con el tiempo de maniobra y el tiempo de reparación. La desconexión automática elimina el impacto en la tasa de fallas, lo que reduce aún más el periodo de inactividad.

Por otro lado, también hay fluctuaciones en el índice global. El índice FEC incrementa a medida que aumenta la tasa de error del elemento tipo T, pero la durabilidad media (DEC) disminuye y también lo hace la “Energía No Suministrada (ENS)” sea:

$$ENS = \sum_{i=1}^n L_i U_i \text{ (MWh / año)}$$

L= carga por cliente

U= tiempo de interrupción equivalente por cliente

$$\text{ENS}=0.8*250*1.814+0.8*100*1.814 \text{ kW-H}$$

$$\text{ENS}= 508.11 \text{ kw-H}$$

Energía no suministrada por cliente:

$$\text{AENS}=\text{ENS}/\text{N}^{\circ} \text{ Clientes}$$

$$\text{AENS}=1.451 \text{ kW-H}$$

CAPÍTULO IV
PLANTEAMIENTOS METODOLÓGICOS

4. PLANTEAMIENTOS METODOLÓGICOS

4.1. MÉTODO

4.1.1. TIPO Y NIVEL DE INVESTIGACIÓN

- **Tipo de Investigación**

Por el modelo de la información, el presente análisis concentra las restricciones metodológicas de una investigación pura y teórica, en referencia a que se utilizaron conocimientos de sistemas eléctricos de potencias únicamente para establecer una presentación lo más íntegro posible del fenómeno de la confianza en una situación o factor particular, sin buscar sus causas y consecuencias.

- **Nivel de Investigación**

Dependiendo de la calidad de análisis de la investigación, su nivel puede cumplir con las propiedades de un estudio descriptivo (ya que el propósito es investigar relaciones de causa y efecto. Las categorías filosóficas de “causa” y “efecto” se refieren a la relación entre dos fenómenos, que se denomina causa y produce necesariamente otra llamada efecto; esta relación se llama causa y efecto (o causa y efecto) y se llama explicación y correlación.

4.1.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación, fue un estudio por objetivo y propósito a consecuencia.

4.2. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE INVESTIGACION

Se aplican técnicas científicas de observación y análisis de contenido para obtener la información necesaria. En el modelo y diseño actual de investigaciones, la aplicación de herramientas estadísticas es fundamental para analizar los valores recabados. En este sentido, Tamayo y Tamayo (2007) indican a través de la estadística que los datos conseguidos son descriptivos, organizativos, y permiten analizar e interpretar correctamente los hallazgos.

De esta forma, luego de la recopilación y disposición de los datos en tablas, se procedió a su análisis mediante hoja de cálculo de Excel y estadística descriptiva. Los parámetros de tendencia central y dispersión utilizadas fueron la media y la desviación estándar, respectivamente, para este análisis.

Usando sistemáticamente la técnica de la observación, se logra lo siguiente:

- La información se obtuvo de la central de datos de la compañía concesionaria ELSE.
- Se ha realizado un trabajo de inspección directa para obtener datos de campo con el fin de verificar y actualizar los datos.
- El estudio de contenido y método documental.
- La prueba se elige deliberadamente y su composición se determina mediante un registro de carga.

4.3. UNIVERSO POBLACIÓN Y MUESTRA

- **Población.**

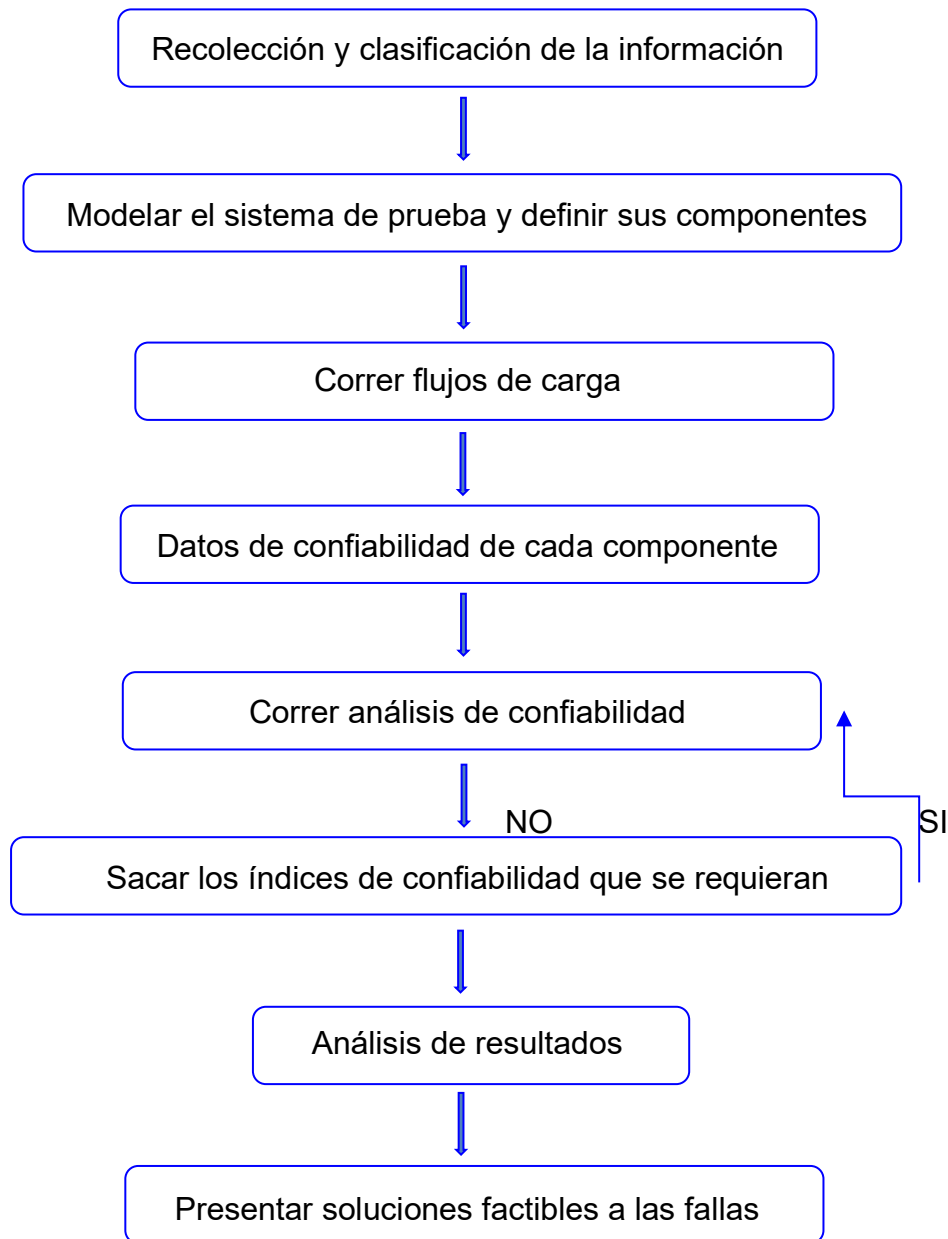
Como universo de investigación se tiene el ramal de la subestación eléctrica de Cachimayo AMT CA-01 que deriva a la zona de Cotabambas (Cargas de Cotabambas - Coyllurqui).

- **Muestra.**

La carga de alimentación correspondiente a la población de Cotabambas de suministro eléctrico en baja tensión.

4.4. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

El procedimiento principal empleado en este estudio es efectuar un profundo análisis de confiabilidad empleando el software NEPLAN se muestra en la Figura 4.1.



25. Figura 4.1: Diagrama de flujo general.
Fuente: propia

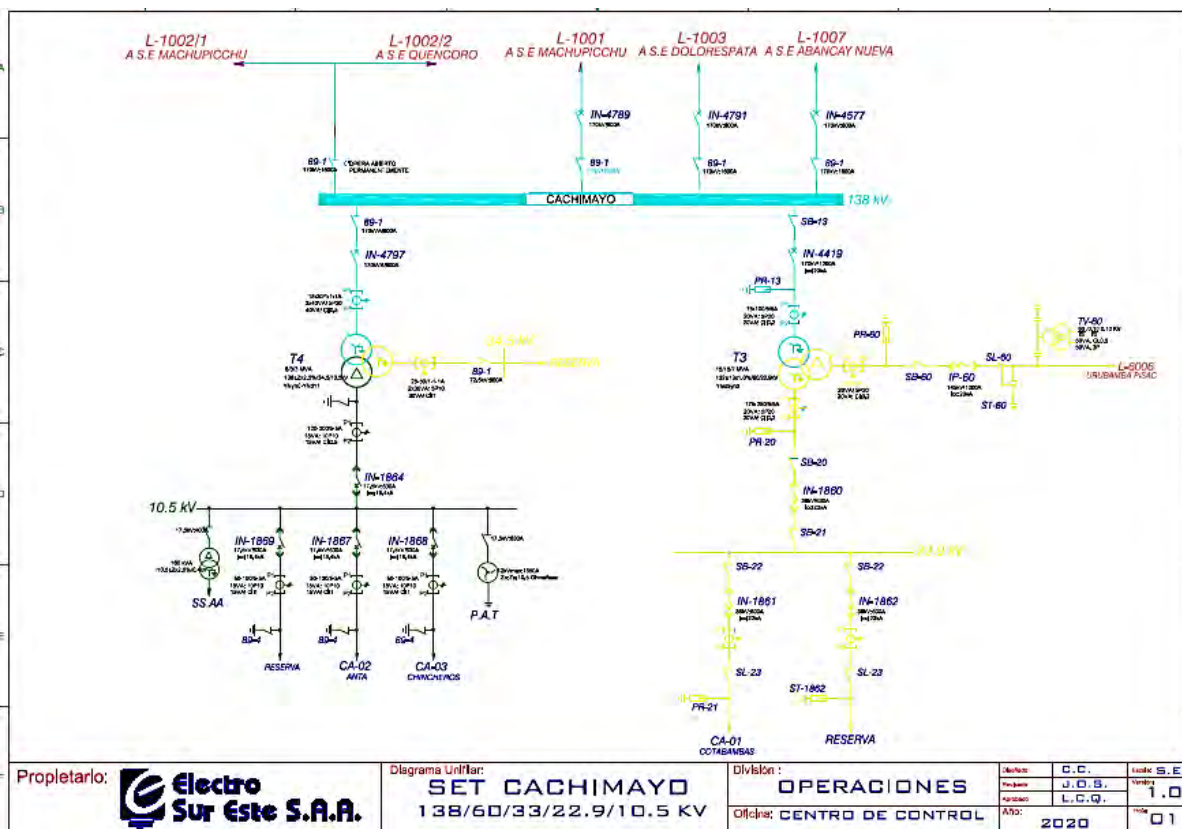
4.4.1. SISTEMA DE PRUEBA

Para el sistema de prueba de nuestro estudio tenemos la Subestación de CACHIMAYO, sus transformadores elevadores y sus respectivas cargas, la cual se adicionará la red CA-01 en la respectiva carga correspondiente, la red CA-01 se

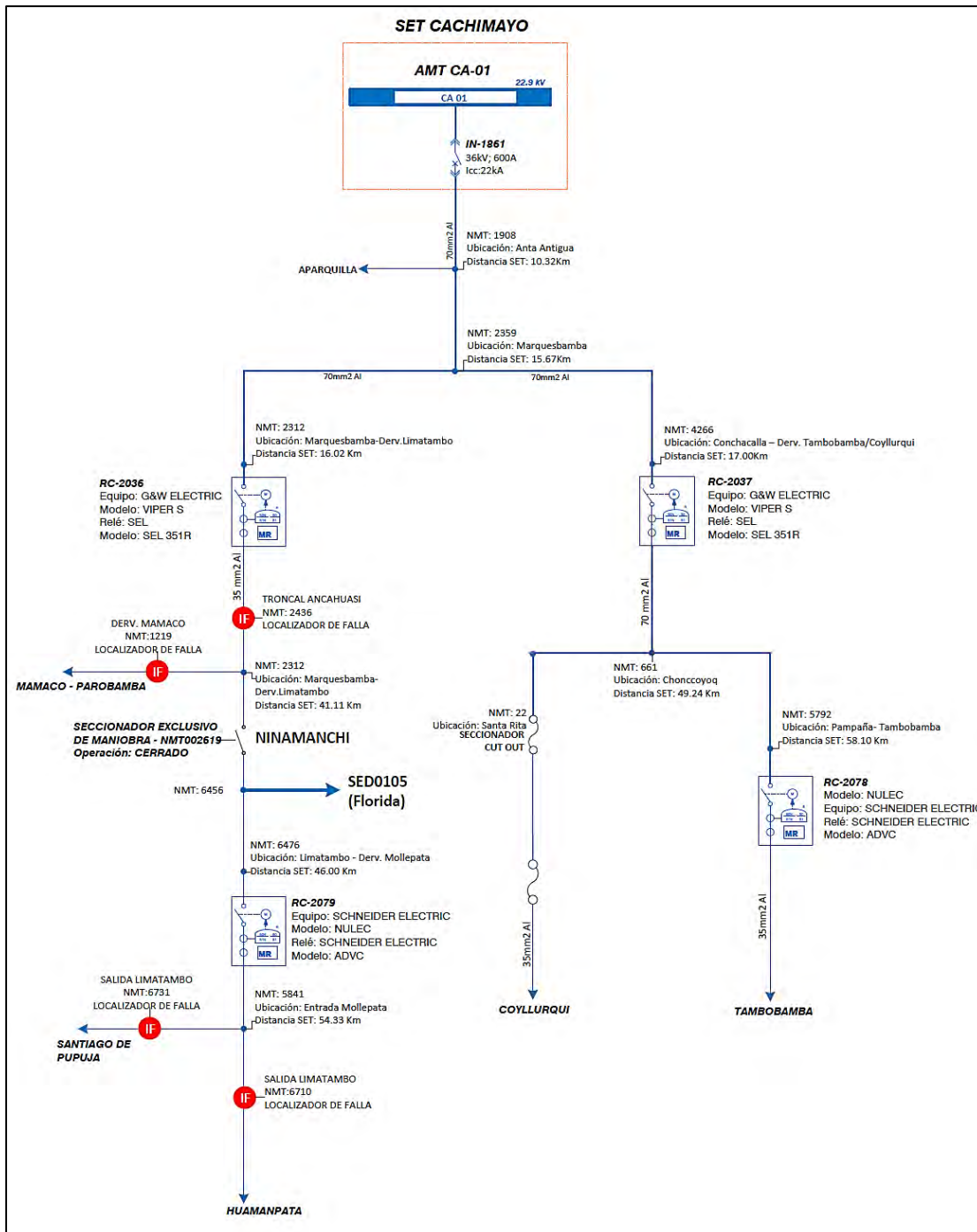
dibujará dentro de este sistema con todas sus características de línea y las características de carga COTABAMBAS. (A partir de aquí se recopilará toda la información necesaria de líneas de transmisión, cargas).

Las incidencias y cuidado realizados durante 2018 se obtuvieron de la base de datos de la empresa ELSE y se recopilará para la simulación y predicción de la confiabilidad del sistema eléctrico de COTABAMBAS.

Cabe indicar que a partir de este capítulo se desarrollarán e incorporarán los datos para la simulación de confiabilidad en programa NEPLAN)



26. Figura 4.2: Modelo del sistema eléctrico SET CACHIMAYO y parte del alimentador CA-01. Fuente: Electro Sur Este S.A.A. división de Operaciones.



27. Figura 4.3: Modelo del sistema eléctrico de alimentación de COTABAMBAS (Cotabambas - Coyllurqui).

Fuente: Electro Sur Este S.A.A. división de Operaciones.

4.4.2. DATOS DE ENTRADA DEL SISTEMA.

Cachimayo CA-01. Propiedades del sistema de energía eléctrica del alimentador.

- LÍNEAS

5. Tabla N°4-1: Características de la línea del Alimentador de Cachimayo: CA-01 - Cotabambas

Línea	Longitud (km)	Voltaje (Kv)	Conductor	Capacidad A (30°C) (75°C en conductor)	R (Ω/Km) 75°C
CA-01 – NMT:1908	10.32	22.9	70mm2 AAAC-19hilos	259	0,582
NMT:1908 - NMT:2359	15.67	22.9	70mm2 AAAC-19hilos	259	0,582
NMT:2359 - NMT:4266	17.00	22.9	70mm2 AAAC-19hilos	259	0,582
NMT:4266 - NMT:661	49.24	22.9	70mm2 AAAC-19hilos	259	0,582
NMT:661 - NMT:22	10.50	22.9	35mm2 AAAC-07hilos	166	1,173
NMT:661 - NMT:5722	58.10	22.9	35mm2 AAAC-07hilos	166	1,173

Fuente: CABLES DE ALEACIÓN DE ALUMINIO 6201 (AAAC) All Aluminum Alloy Conductors 6201 (AAAC) (ANEXO C)

6. Tabla N°4-2: Parámetros de la línea de transmisión CA-01 – Cotabambas tomadas de la librería de conductores de NEPLAN

Línea	Capacidad A (30°C) (75°C en conductor)	R0 (Ω/Km)	Z0 (Ω/Km)	R1 (Ω/Km)	Z1 (Ω/Km)
CA-01 – NMT:1908	259	0.0837	0.3521	0.0255	0.0824
NMT:1908 - NMT:2359	259	0.1271	0.5346	0.0388	0.1251
NMT:2359 - NMT:4266	259	0.1379	0.5799	0.0421	0.1357
NMT:4266 - NMT:661	259	0.3994	1.6798	0.1218	0.3931
NMT:661 - NMT:22	166	0.3083	1.2963	0.0940	0.3034
NMT:661 - NMT:5722	166	0.9426	3.9641	0.2875	0.9278

Fuente: ArcGis electro sur este S.A.A

- **TRANSFORMADORES**

7. Tabla N°4-3: Características y parámetros del Transformador T3

Subestación	Transformador	Capacidad (MVA)	Voltios (Kv)	X1(12=23)=X2(12=23) (p.u.)	X1(31)=X2(31) (p.u.)	Conexión
CACHIMAYO	T3	37 (15-15-7)	132/60/22.9	0.4355	0.2752	YNd5yn0
				X0(12-23) (p.u.)	X0(31) (p.u.)	
				0,9554	1.9108	

Fuente: ArcGis electro sur este S.A.A

- **CARGAS**

8. Tabla N°4-4: Características para cargas

CARGA	NIVEL DE VOLTAJE (KV)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)
Cotabambas - Coyllurqui	22.6	0.25	0.040

Fuente: ArcGis electro sur este S.A.A

4.4.3. PROCESO PARA LA PUESTA A PUNTO DEL SISTEMA.

Brindamos una explicación sucinta de los procedimientos utilizados para poner el sistema en un estado apropiado para el desarrollo de este estudio. Las ideas fundamentales del modelado de flujo de carga se asumen a lo largo de este documento.

- Todos los datos de los elementos se ingresan en la primera etapa del proceso; mostrados en el plano SUB ESTACION CACHIMAYO (anexo A) y los planos del alimentador CA – Cotabambas (anexo B)
- Después de ingresar los datos, se ajustó a punto el caso base. En este caso, se supone que los convertidores son del nivel de paso 1 al nivel 5. El cambio de tomas del transformador T3 al lugar 4 estabilizó la tensión de barra en 22,9 kV para la alimentación de las cargas de Cotabambas que llegó por la sub estación de CACHIMAYO, aliviando tensiones, de modo que se estableciera en 99.7%.
- Para el transformador T2, no se aplicó ningún proceso puesto que teniendo en cuenta que según el moldeamiento no influirá en los cálculos de confiabilidad (solo se tomará en cuenta para cálculos de flujos de potencias).

El desarrollo continúa hasta que las ubicaciones de todos los transformadores estén en la región ideal del sistema, es decir, la posición que minimiza la entrada de potencia reactiva de la estructura de los nodos de contorno y permite que el voltaje del sistema se integre dentro de sí mismo, se permiten restricciones. En esta producción se buscó que el circuito refleje fielmente la operatividad del sistema real (para tener predicciones y buscar soluciones a los problemas).

4.4.4. ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA

De acuerdo con la condición de carga y el plan de la red, la corriente de carga se utiliza para determinar el caudal y simular las restricciones técnicas, como el límite de carga o el voltaje en los nodos, como mostraría la simulación en el comportamiento fiel del sistema real.

CONSIDERACIONES

En el circuito eléctrico se tuvieron las próximas consideraciones:

- La falla se define como cualquier ocurrencia que condujo a que un componente del sistema, como un transformador o un conjunto de líneas, produjera una salida inesperada.
- Dado que hay información sobre el funcionamiento, mal funcionamiento y mantenimiento del sistema, se consideran como factores negativos y se calcula la cantidad de datos para el mal funcionamiento. tomados de la central de datos de ELSE, alimentador CA-01 Cotabambas.

4.5. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

4.5.1. INFORMACIÓN HISTÓRICA UTILIZADA

Se consideró, anotó y organizó de esta manera un análisis detallado de todas las publicaciones de partes de todo el sistema, toda la información se almacena en la base de datos y la disponibilidad de información en el momento de la recopilación. El resto de eventos en la descripción del sistema estudiado.

Los acontecimientos relevantes son aquellos que tienen un impacto en la accesibilidad del sistema, es decir, que el sistema no pueda satisfacer la demanda de energía de los usuarios.

CONSIDERACIONES PARTICULARES

Los componentes de las cantidades de generación y del sistema de distribución se pueden encontrar en tres estados, los cuales se han tomado en consideración al momento de determinar la base de datos.

- Procedimiento
- Defecto
- Sosténimiento

4.5.2. CONCEPTOS PREVIOS A LA ASIGNACION DE DATOS.

DISPONIBILIDAD: el período de tiempo durante el cual una unidad o componente está operativo (en horas, días, meses o años) durante un intervalo de tiempo t .

FUERA DE SERVICIO: periodo estimado en horas, días, meses y años de no funcionamiento de la unidad o componente como resultado de un desperfecto, en el transcurso del tiempo t .

MANTENIMIENTO: cantidad de horas, meses o años que una unidad o componente, no opera por conservación, durante un espacio de tiempo t .

CANTIDAD DE FALLAS: cantidad de veces que una unidad o componente ha salido por desperfecto.

CANTIDAD DE MANTENIMIENTOS: cantidad de veces que una unidad o componente ha salido por conservación.

4.6. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.

Los indicadores confiables son calculados después de tomar estadísticas o historial de cada parte de la estructura, a saber:

- Frecuencia de fallas (cantidad promedio de errores anualmente)
- Tiempo de inactividad promedio (es decir, tiempo de reparación)
- Disponibilidad de energía (cantidad de tiempo que se mantuvo en operación).

4.6.1. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD PARA TRANSFORMADORES

La siguiente fórmula se puede utilizar para calcular la frecuencia de incidencia (número promedio de ocurrencias por año):

$$\text{Frecuencia de falla} = \frac{\text{Numero fallas}}{\text{Periodo de análisis}}$$

Para la duración promedio de la falla (tiempo medio de reparación), se obtiene con la siguiente expresión:

$$\text{Tiempo medio de reparación} = \frac{\text{Fuera de servicio}}{\text{Numero Fallas}}$$

La intensidad de mantenimiento (cantidad de mantenimiento promedio anual) se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Frecuencia de mantenimientos} = \frac{\text{Numero mantenimientos}}{\text{Periodo de análisis}}$$

Para el tiempo medio de mantenimiento (tiempo medio de reparación) se presenta:

$$\text{Tiempo medio de reparación} = \frac{\text{Fuera de servicio}}{\text{Numero Mantenimientos}}$$

La disponibilidad de elementos (cuántas horas permanece activo y en operación el artículo), se calcula mediante:

$$\text{Disponibilidad} = \text{HT} - \text{HF} - \text{HM}$$

HT	:	Tiempo total del período
HF	:	número de horas de tiempo de inactividad debido a problemas
HM	:	Horas de inactividad por mantenimiento

4.6.2. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD PARA LÍNEAS

La forma de cómo obtener el índice de fila requerido, requiere de:

- La frecuencia de errores (cantidad media de errores por año) se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Frecuencia de falla} = \frac{\text{Numero fallas}}{\text{Periodo de análisis}}$$

$$\text{Frecuencia de falla} = \text{Numero fallas} = 17/1 = 17 \text{ [1/año]}$$

- La frecuencia de incidentes (promedio de incidentes por año.Km) se calcula de acuerdo la fórmula:

$$\text{Frecuencia de falla (trayecto)} = \frac{\text{Numero fallas}}{\text{Periodo de análisis} \times \text{Longitud}}$$

- El tiempo medio de duración del error (tiempo medio para reparar una falla) se calcula usando la siguiente fórmula:

$$\text{Tiempo medio de reparación} = \frac{\text{HF}}{\text{Numero Fallas}}$$

- La frecuencia de mantenimiento (regularidad de mantenimiento promedio por año) se calcula con la fórmula de:

$$\text{Frecuencia de mantenimientos} = \frac{\text{Numero mantenimientos}}{\text{Periodo de análisis}}$$

- Para el tiempo medio de mantenimiento (HMRM tiempo promedio de reparación), se emplea la formula:

$$\text{Tiempo medio de reparación HMRM} = \frac{\text{Fuera de servicio por mant. HM}}{\text{Numero Mantenimientos}}$$

La fórmula se utiliza para determinar la disposición de un componente o cuántas horas se mantiene operativo:

$$\text{Disponibilidad} = \text{HT-HF-HM}$$

HT: Las horas totales para el período de tiempo

HF: horas fuera de servicio relacionadas con fallas

HM: horas previstas para el mantenimiento.

9. Tabla N°4-5: cantidad de fallas y mantenimientos por tramo del alimentador CA-01

ELEMENTO	LONG.	# MANT	# DE FALLAS	FREC.MANT	FREC.FALLAS
Línea					
CA-01 – NMT:661 – NMT:5722	10.32	1	12	1	1.1628
NMT:1908 - NMT:2359	15.67	2	1	2	0.0638
NMT:2359 - NMT:4266	17	3	13	3	0.7647
NMT:4266 - NMT:661	49.24	3	4	3	0.0812
NMT:661 - NMT:22	10.5	2	144	2	13.7143
NMT:661 – NMT:5792	58.1	2	1	2	0.0172
Subestación					
CACHIMAYO T3		8	2	8	2.0000

Fuente: Propia

Teniendo como nodo de estudio los nodos NMT:661 – NMT:22 que sería la red que alimenta la zona de Cotabambas y el nodo NMT:22 el nodo final que ingresa a las cargas de Cotabambas (el nodo NMT:661 – NMT:5792 no se considera en el estudio por tratarse de otra carga).

10. Tabla N°4-6: tiempos de fallas y mantenimientos por tramo del alimentador CA-01, desglosadas de los cuadros N° 3.20: Interrupción de servicio (horas) y Cuadro N° 3.21: Tiempos de indisponibilidad de servicio (horas/año).

ELEMENTO	HF (Horas Fuera de Servicio por Falla) (HORAS)	HM (Horas Fuera de Servicio por mantenimiento) (HORAS)	TMRF (Horas)	HMRM (Horas)
Línea				
CA-01 – NMT:1908	5.4	3	1.8	3
NMT:1908 - NMT:2359	5.4	3	1.8	1.5
NMT:2359 - NMT:4266	4.5	1.5	3	0.5
NMT:4266 - NMT:661	1.125	0.5	2.25	0.16666667
NMT:661 - NMT:22	0.75	0.25	3	0.125
NMT:661 – NMT:5792	0.75	0.25	3	0.125
Subestación				
CACHIMAYO T3	1.5	4.5	0.33333333	0.5625

Fuente: Propia

4.6.3. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD PARA ELEMENTOS SIN ASIGNACIÓN DE DATOS

Elementos, como barras, para los que no se han estimado datos de fiabilidad, se asumen como ideales o tomando parámetros internacionales esto es:

11. Tabla N°4-7: Tiempos y cantidad de fallas del alimentador CA-01

COMPONENTE	FRECUENCIA DE FALLAS (FALLAS/AÑO)	TIEMPO DE REPARACIÓN (HORAS)
Interruptores	0.005	8
Transformadores	0.2	5
Barras	0.015	6

Fuente: Índices internacionales

Los cálculos necesarios para NEPLAN se tomarán de los cálculos que se muestran arriba.

4.7. TÉCNICA UTILIZADA PARA LA OBTENCIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO COTABAMBAS.

4.7.1. ANÁLISIS PREVIO DE CONFIABILIDAD EN EL NEPLAN

El programa NEPLAN requiere las siguientes acciones para efectuar el estudio de credibilidad y estimar las tasas de confianza:

- Diseño de la red.
- Diseño de transformadores y líneas de transmisión.
- Diseño ideal o implementado de protección de elementos.
- Diseño del generador o de una red equivalente.

4.7.1.1. MODELOS DE LA RED

Los siguientes detalles deben agregarse al modelo de flujo de carga para crear una simulación detallada de la red para el análisis de confiabilidad:

- La reiteración de errores y el tiempo promedio de respuesta para las reparaciones de los componentes de la red.
- Estructura de red
- Modelización del precio de la interrupción.

En el contexto actual, gran parte de la información consignada en párrafos anteriores, será explicado a profundidad posteriormente.

4.7.1.2. MODELO PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMADORES

La siguiente información debe ser ingresada para el modelado de estos elementos:

- Suspensión por mantenimiento.
- Aislamiento manual (ideal o asignada).
- Defecto a tierra (ideal o asignada).

La coincidencia de datos proviene de la base de datos estadística que se creó previamente.

- Suspensión estocástica independiente larga.
- Intermisión planeada larga.

4.7.1.3. INTERRUPCIÓN ESTOCÁSTICA INDEPENDIENTE LARGA

Dado que no hay diferencia de serie al agregar efectos, se supone en el estudio de caso actual que todas las interrupciones de todos los componentes del sistema son interrupciones estocásticas independientes largas basadas en una serie de estudios llevados a cabo en otras estructuras similares de corto o largo.

4.7.1.4. INTERRUPCIÓN PLANEADA LARGA

Debido a que el mantenimiento programado implica tiempos variables, se asume, como en el caso anterior, que las interrupciones de la totalidad de componentes se programan con anticipación.

4.7.1.5. MODELO DE PROTECCIÓN DE LOS ELEMENTOS

Dado que no se dispone de información estadística sobre los nodos en este estudio de caso, los índices internacionales típicos pueden tomarse como dados o como componentes ideales.

4.7.1.6. PUESTA A TIERRA DEL SISTEMA

El planteamiento requiere de información relacionada con la puesta a tierra del sistema. Estos están definidos por un campo Z (0) / Z (1) Max inferior a 10 en la pestaña Puesta a tierra del cuadro de diálogo Transformador. El sistema se puede considerar sólidamente conectado a tierra, sin conexión a tierra (aislado) o balanceado.

4.7.1.7. MODELO DE LA CARGA.

Los diversos modelos de carga y generación son críticos al momento de analizar escenarios de falla para análisis de confiabilidad en redes eléctricas. En una red, una falla en un momento de carga máxima indudablemente tendrá efectos más severos que una falla en un momento de carga baja. Teóricamente, hay un número infinito de modelos de carga que se pueden crear modelando las curvas de carga y generación. El número de estados a examinar debe ser restringido para reducir el tiempo de cálculo. Para ilustraciones teóricas, la división en dos estados suele ser suficiente.

4.7.1.8. MODELO DEL GENERADOR O EQUIVALENTE DE RED.

El programa requiere que se ingrese la definición de los siguientes datos para modelar este elemento:

- Detención estocástica independiente larga.
- Detención planeada larga (si es necesario).
- Inclinación de potencia.

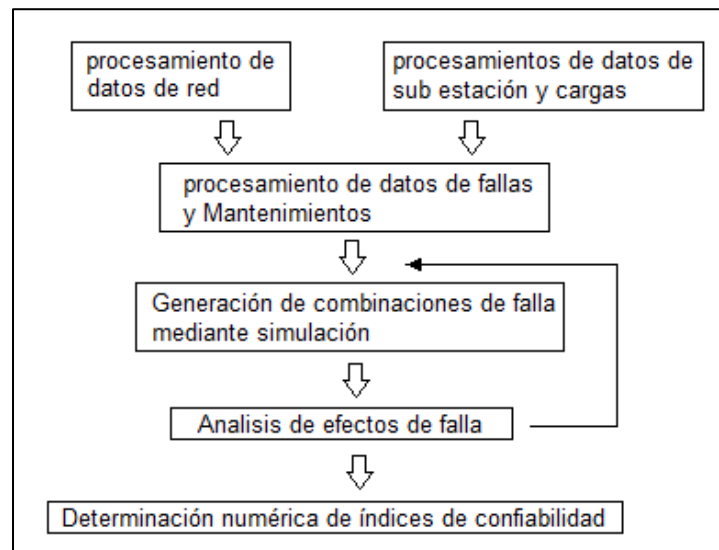
Con la excepción del gradiente de potencia, que está disponible en algunos casos, pero no en todos, todos los datos mencionados anteriormente se ingresan para el estudio actual.

4.7.2. SECUENCIA DE OPERACIONES EJECUTADAS DURANTE EL CÁLCULO DE CONFIABILIDAD

Las combinaciones de fallas son las causas principales de los problemas en el cálculo de la confiabilidad. Estas combinaciones de fallas se refieren a partes que están simultáneamente fuera de servicio como resultado de una superposición

estocástica (causada por una falla) o una superposición planificada (causada por una actividad de mantenimiento). La estimación de la credibilidad tiene como objetivo determinar cuántos errores tiene el efecto más significativo (y por lo tanto más significativas) hacen a la interrupción del suministro de los nodos de carga.

Una combinación de errores es la causa principal de los problemas de cálculo de confiabilidad. Estas combinaciones de fallas se refieren a componentes que no funcionan juntos debido a superposiciones aleatorias (debido a fallas) o superposiciones planificadas (debido a actividades de mantenimiento). El propósito del cálculo de confiabilidad es conocer y cuantificar la contribución de la combinación de fallas que el diseñador considera más relevante (y por lo tanto más importante) para apagar un componente.



28. Figura 4.4: Secuencia de operaciones ejecutadas durante el cálculo
Fuente: Propia

4.8. GENERACIÓN DE COMBINACIONES DE FALLA

La creación de conjunciones de fallas hasta un deseado específico orden, incluso la cantidad de elementos que fallan simultáneamente, es un componente esencial de estas operaciones secuenciales. El programa identifica los diferentes eventos que dan como resultado, en cada combinación.

Así, por ejemplo, las funciones de sobreprotección o los errores del operador pueden provocar simples interrupciones del control. La redundancia de unidades duales puede ocurrir a través de fallas de componentes independientes y es poco probable durante el mantenimiento de elementos diferentes.

4.9. ANÁLISIS DEL EFECTO DE FALLA

En cada conjunto de fallas, se realiza el análisis del efecto de falla. El software decide entonces si la distribución de cargas está restringida en este estado. Si este es el caso, el software intenta restablecer la distribución de carga, aunque sea parcialmente.

Después de procesar un conjunto de errores, el valor de su contribución combinada a la característica de confiabilidad finalmente se devuelve como una probabilidad. Las métricas de frecuencia y duración de cortes (no energizados o energizados) se generan para cada nodo de carga. La participación de esta mezcla de errores se suma a las causas previamente reconocidas, por lo que luego de procesar todas las conjunciones de errores relevantes, el gráfico final brinda una imagen detallada de las interrupciones que ocurrieron en cada evento.

4.10. CÁLCULO DE CONFIABILIDAD CON EL NEPLAN

Estos son los pasos típicos en un estudio de confiabilidad:

- Modelización de sistemas topográficos para el cálculo de flujo de carga.
- Categorizar y atribuir datos de confiabilidad a cada elemento.
- Introducir propiedades de carga.
- Identificar grupos de errores.
- Ajuste de los parámetros de cálculo (si es necesario)
- Realizar cálculos.
- Visualice los hallazgos por medio de gráficos y tablas.

4.11. ASIGNACION DE DATOS DE CONFIABILIDAD A LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA

Establecidas las propiedades del sistema y definidos sus datos de confiabilidad, se asignan los valores a los módulos apropiados, lo que permite la presentación de un modelo por componente.

4.11.1. ASIGNACIÓN DE DATOS DE CONFIABILIDAD A LÍNEAS

Para hacer esto, primero se seleccionan las filas de valores, posteriormente se abre la ventana de flujo, seleccione confiabilidad y asigne datos desde el menú, seguidamente se abre la ventana tipo de datos de confianza, se busca el tipo correspondiente, se hace clic en Aceptar y por último se ingresan los datos seleccionados.

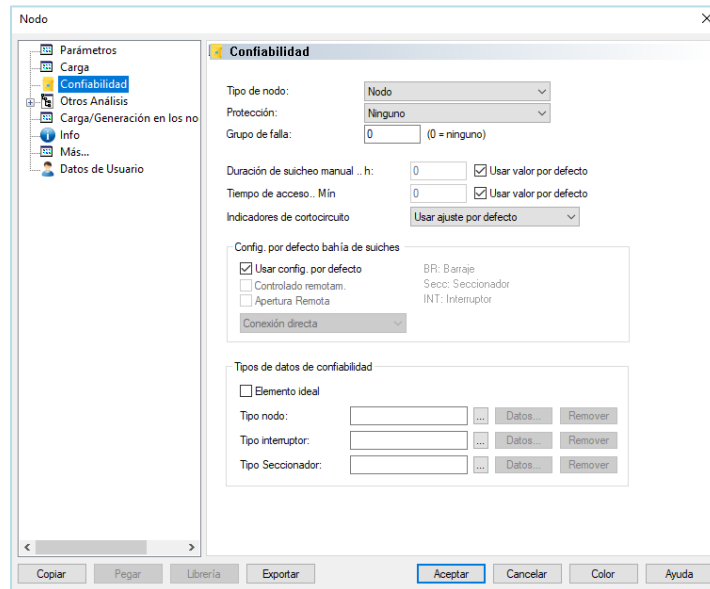
	F 1/año	F 1 / (año km)	Prob -	Prob 1/km	T h	T h/km
Intemp. estocást. Indep. corta:	0	0			0	
Intemp. estocást. Indep. larga:	0	1.1628			5.4	
Intemp. planeada, corta:	0				0	0
Intemp. por mantenimiento, corta:					0	
Intemp. planeada, larga:	1				3	0
Intemp. por mantenimiento, larga:					0	
Desconexión manual, retardada:	0	0			0	
Desconexión manual, inmediata:	0	0			0	
Falla a tierra (aislad./comp.):	0	0	0	0	0	

29. Figura 4.5: Asignación de Datos a la línea L1-Antaantigua.
Fuente: Propia

4.11.2. ASIGNACIÓN DE DATOS DE CONFIABILIDAD A NODOS

Para esto, vaya a la selección de nodos, abra la ventana de nodos, seleccione Confiabilidad y asigne datos desde el menú. Abra la ventana Tipo de datos de confianza, busque el tipo correspondiente y haga clic en Aceptar para seleccionar

el tipo de datos. A todos los botones se les asigna una configuración predeterminada. En la Figura 4.6 puede ver lo que se describe.



30. Figura 4.6: Asignación de datos NODO.
Fuente: Propia

El programa asume que los elementos sin estadísticas de operación, falla o mantenimiento son elementos ideales, lo que significa que no tienen fallas, al calcular los valores de confiabilidad para esos elementos.

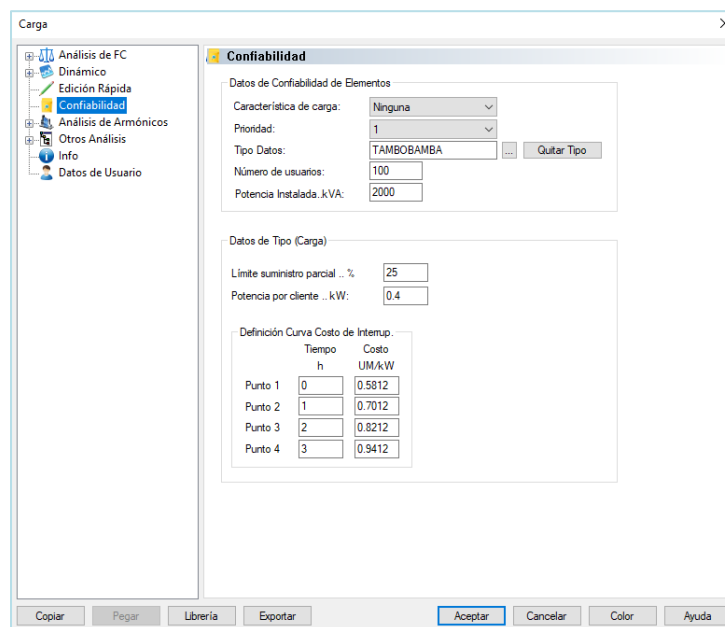
4.11.3. ASIGNACIÓN DE DATOS DE CONFIABILIDAD A LAS CARGAS

Al establecer los datos de confiabilidad, seleccione las propiedades de carga y opte por escoger el tipo 1. Esto aparecerá más tarde en el tipo de datos seleccionado y la configuración de confiabilidad de carga correspondiente.

Con la intención de permitir el suministro parcial de energía en las cargas, se ingresa un valor de 25% para la opción de límite de suministro parcial. Ingrese la cantidad de usuarios en la opción "número de clientes" de acuerdo con el número que figura en la Empresa ELSE, por cada carga.

Para recopilar datos sobre costos de suspensión o interrupción, se lleva a cabo un levantamiento de datos de costos de energía que no estaba disponible en Colombia. La investigación realizada da un ejemplo teórico; por lo cual se procede a conocer el importe de la energía suministrada por la empresa en S/. kW.h, que puede variar conforme el empleo de nivel de voltaje del usuario.

Para el presente estudio, se aplicó una tarifa plana de 0,5812 nuevos/kw.h (US\$ 0,1449 kW.h) a todo cliente que se encontrara en el sistema. El dato ingresa como valor retenido por 1 hora sin interrupción, se incrementa si el corte es de 1 a 2 horas, también se presenta un aumento cuando existe interrupción entre 2 horas a 3 horas. Finalmente, el costo máximo de S/. 0,9412 kW.h, estará mantenida incluso si la falla de energía dura más de 3 horas, como se muestra en la Figura 4.7.

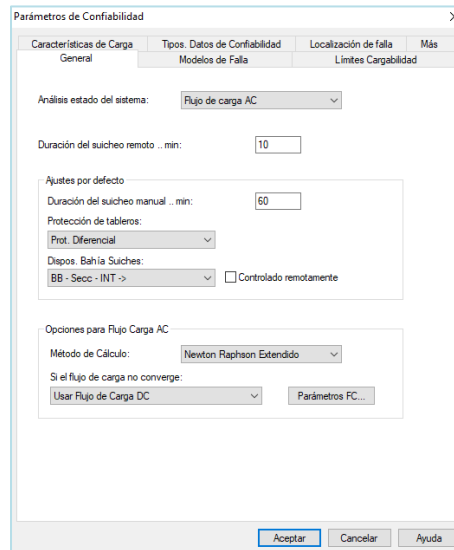


31. Figura 4.7: Asignación de datos costos de interrupción.
Fuente: Propia

4.12. PARÁMETROS DEL CÁLCULO

Para cambiar los lineamientos de cálculo, seleccione la opción de menú Análisis - Confiabilidad - Parámetros. Posteriormente surge un cuadro de diálogo de configuración. Este cuadro de diálogo contiene las pestañas General, Modelo de error, Límite de carga, Características de carga y Tipo de datos de confiabilidad,

que se completan con los datos correspondientes, como es evidente en la Figura 4.8.



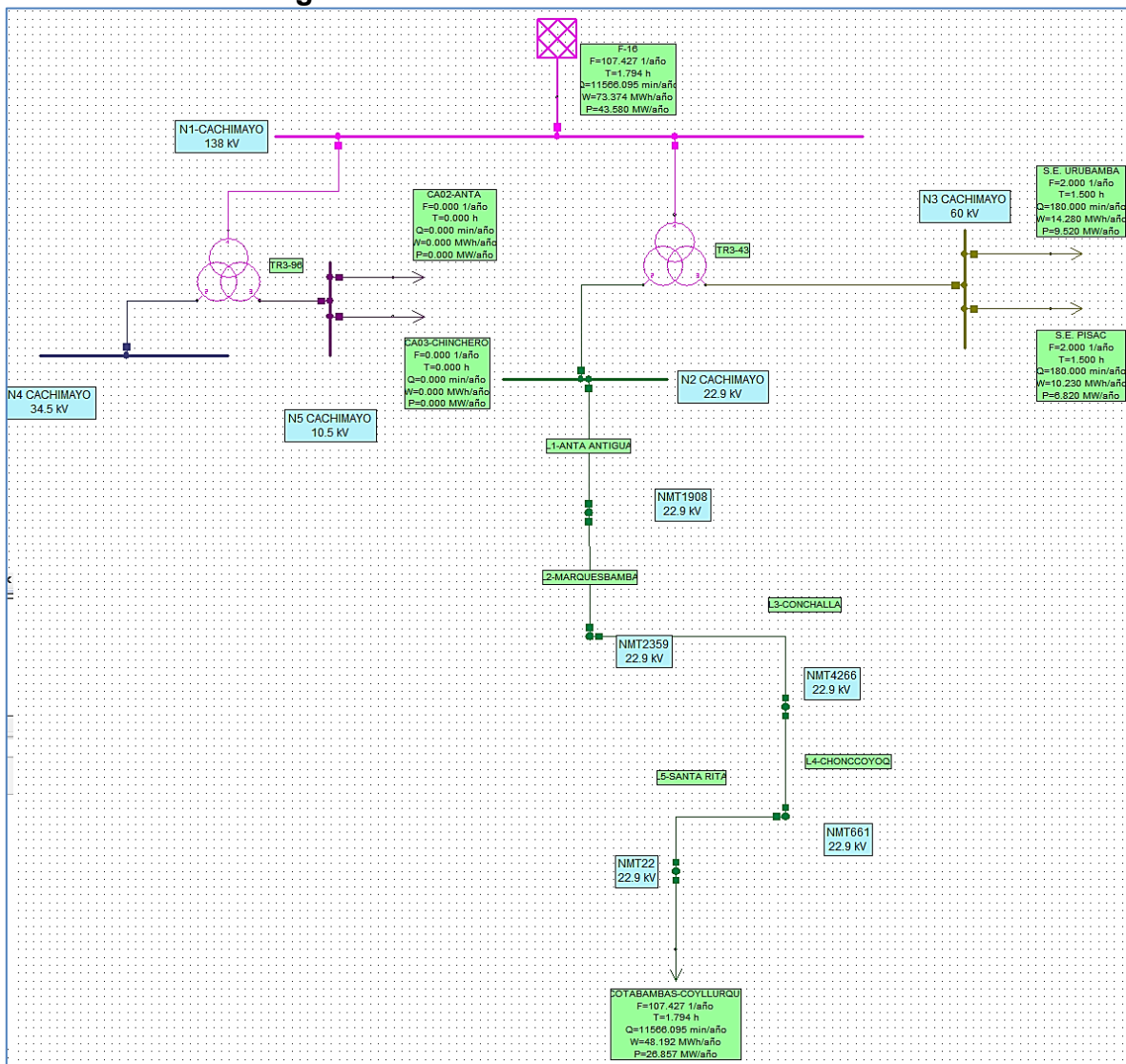
32. Figura 4.8: Asignación de parámetros de cálculo.
Fuente: propia

CAPÍTULO V
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Seguidamente se procede a realizar la simulación de confiabilidad del sistema, ya con los datos de interrupciones tomados de tablas del capítulo IV, se procederá a realizar 2 casos de confiabilidad del sistema:

1. CASO 1: Confiabilidad en el alimentador CA-01 sin protecciones con carga Cotabambas
2. CASO 2: Confiabilidad en el alimentador CA-01, en la situación actual de la red.

5.1.1. CASO 1: Confiabilidad en el alimentador CA-01 sin protecciones con carga Cotabambas



34. Figura 5.2: Análisis confiabilidad alimentador CA-01, sin protecciones disponibles en la carga
Fuente: propia

	Nombre Elemento	ID	F (1/año)	T (h)	Prob (min/año)	P (MW/año)	W (MWh/año)	W (%)	C (UM/año)
1	*** Total ***		107.427	1.794	11566.095	1141.946	2049.127		19871.160
2	CA02-ANTA	118	107.427	1.794	11566.095	147.175	264.093	2.201	0.000
3	CA03-CHINCHERO	127	107.427	1.794	11566.095	90.238	161.925	2.201	0.000
4	COTABAMBAS-COYLLURQ	190	107.427	1.794	11566.095	26.857	48.192	2.201	19871.160
5	S.E. PISAC	73	107.427	1.794	11566.095	366.325	657.340	2.201	0.000
6	S.E. URUBAMBA	64	107.427	1.794	11566.095	511.351	917.577	2.201	0.000

35. Figura 5.3: Resultados de confiabilidad en línea CA-01
Fuente: propia

LOS INDICES DE CONFIABILIDAD DE NEPLAN SON LOS SIGUIENTES:

A continuación, se muestran los índices de confiabilidad de los cuales se procederá a calcular sus respectivos valores numéricos.

12. Tabla 5-1: índices de confiabilidad del programa NEPLAN

Índice	Unidad	Descripción
N	-	Número de clientes atendidos en la carga
F	1/Año	Frecuencia esperada de la interrupción de suministro por año.
T	H	Duración promedio de interrupciones
Q	Min/año	No disponibilidad de servicio
P	MW/Año	Potencia interrumpida.
W	MWh/Año	Energía de carga no suministrada
C	UM/año	Costos de interrupción del suministro de energía.

Fuente: NEPLAN

De los cuales para la zona de COTABAMBAS tenemos:

13. Tabla N°5-2: índices de confiabilidad de la carga Coyllurqui - COTABAMBAS

Índice	Unidad	Carga
N	-	190
F	1/Año	107.427
T	H	1.794
Q	Min/año	11566.095
P	MW/Año	26.857
W	MWh/Año	48.192
C	UM/año	S/. 19871.16

Fuente: propia

CÁLCULO DE LOS INDICADORES ORIENTADOS AL CLIENTE:

A continuación, se calculan los indicadores SAIDI y SAIFI

DATOS:

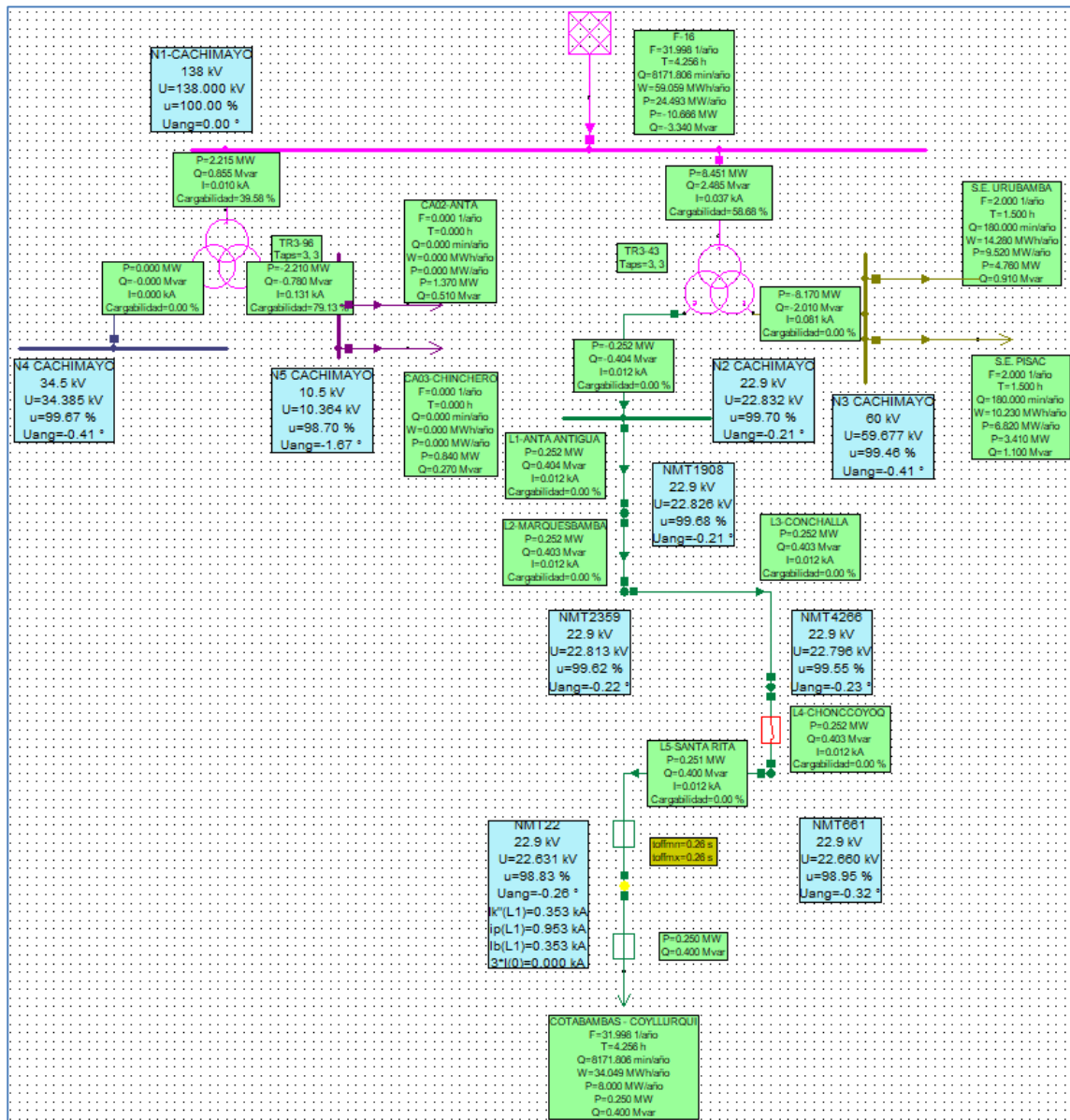
Cientes desatendidos : 190 (NEPLAN)
 Número total de clientes Cotabambas 2018 : 6586 (ELSE memoria anual 2018)
 Numero de interrupciones : 107.427 (tabla N°4-5)
 Duración total de las interrupciones : 1.794 (tabla N°4-6)

14. Tabla N°5-1: resultado de índices orientados al cliente

SAIFI	SAIDI
3.0992	0.0517

Fuente: propia

5.1.2. CASO 2: Confiabilidad en el alimentador CA-01, en la situación actual de la red.



36. Figura 5.4: Análisis confiabilidad alimentador CA-01 con datos ELECTROSUR ESTE
S.A.A. 2018 Fuente: propia

	Nombre Elemento	ID	F (1/año)	T (h)	Prob (min/año)	P (MW/año)	W (MWh/año)	W (%)	C (UM/año)
1	*** Total ***		31.998	4.256	8171.806	24.340	58.559		7214.233
2	CA02-ANTA	118	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3	CA03-CHINCHERO	127	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	COTABAMBAS - COYLLUR	190	31.998	4.256	8171.806	8.000	34.049	1.555	7214.233
5	S.E. PISAC	73	2.000	1.500	180.000	6.820	10.230	0.034	0.000
6	S.E. URUBAMBA	64	2.000	1.500	180.000	9.520	14.280	0.034	0.000

37. Figura 5.5: Resultados de confiabilidad en línea CA-01
Fuente: propia

LOS INDICES DE CONFIABILIDAD DE NEPLAN SON LOS SIGUIENTES:

A continuación, se muestran los índices de confiabilidad de los cuales se procederá a calcular sus respectivos valores numéricos.

15. Tabla 5-3: índices de confiabilidad del programa NEPLAN

Índice	Unidad	Descripción
N	-	Número de clientes atendidos en la carga
F	1/Año	Frecuencia esperada de la interrupción de suministro por año.
T	H	Duración promedio de interrupciones
Q	Min/año	No disponibilidad de servicio
P	MW/Año	Potencia interrumpida.
W	MWh/Año	Energía de carga no suministrada
C	UM/año	Costos de interrupción del suministro de energía.

Fuente: NEPLAN

De los cuales para la zona de COTABAMBAS tenemos:

- **CARGA COTABAMBAS-COYLLURQUI**

16. Tabla N°5-4: índices de confiabilidad de la carga Coyllurqui - COTABAMBAS

Índice	Unidad	Carga
N	-	190
F	1/Año	31.998
T	H	4.256
Q	Min/año	8171.86
P	MW/Año	8.0
W	MWh/Año	34.049
C	UM/año	S/. 7214.233

Fuente: propia

CÁLCULO DE LOS INDICADORES ORIENTADOS AL CLIENTE:

A continuación, se calculan los indicadores SAIDI y SAIFI

DATOS:

Clientes desatendidos	:	190	(NEPLAN)
Número total de clientes Cotabambas 2018	:	6586	(ELSE memoria anual 2018)
Numero de interrupciones	:	31.998	(NEPLAN)
Duración total de las interrupciones	:	4.256	(NEPLAN)

17. Tabla N°5-5: Indicadores orientados al cliente

SAIFI	SAIDI
0.9231	0.1227

Fuente: propia

5.2. CONTRASTACIÓN Y CONVALIDACIÓN DE LA HIPÓTESIS

Verificando la hipótesis tenemos:

¿El desarrollo del sistema eléctrico de la provincia de COTABAMBAS, está determinado por la confiabilidad del sistema?

Analizando la pregunta de hipótesis y verificando los resultados obtenidos de confiabilidad del sistema COTABAMBAS CA001 se concluye que el sistema eléctrico de una región o zona si está determinada por la confiabilidad del sistema, debido a que los clientes buscan un sistema estable y operativo en la mayoría del tiempo, la confiabilidad determina eso.

Una red no confiable o bajamente confiable provoca una desalentadora pero afirmativa decisión de requerir el servicio posteriormente los clientes en favor de buscar algún sistema más estable buscan otras alternativas que trabajen conjuntamente con su suministro eléctrico, que no dañe sus equipos y más al contrario sirva para poder ser más productivo con sus labores diarias, reduciendo así su consumo de la red.

5.3. PLANTEAMIENTO DE LA PROPUESTA DE SOLUCIÓN.

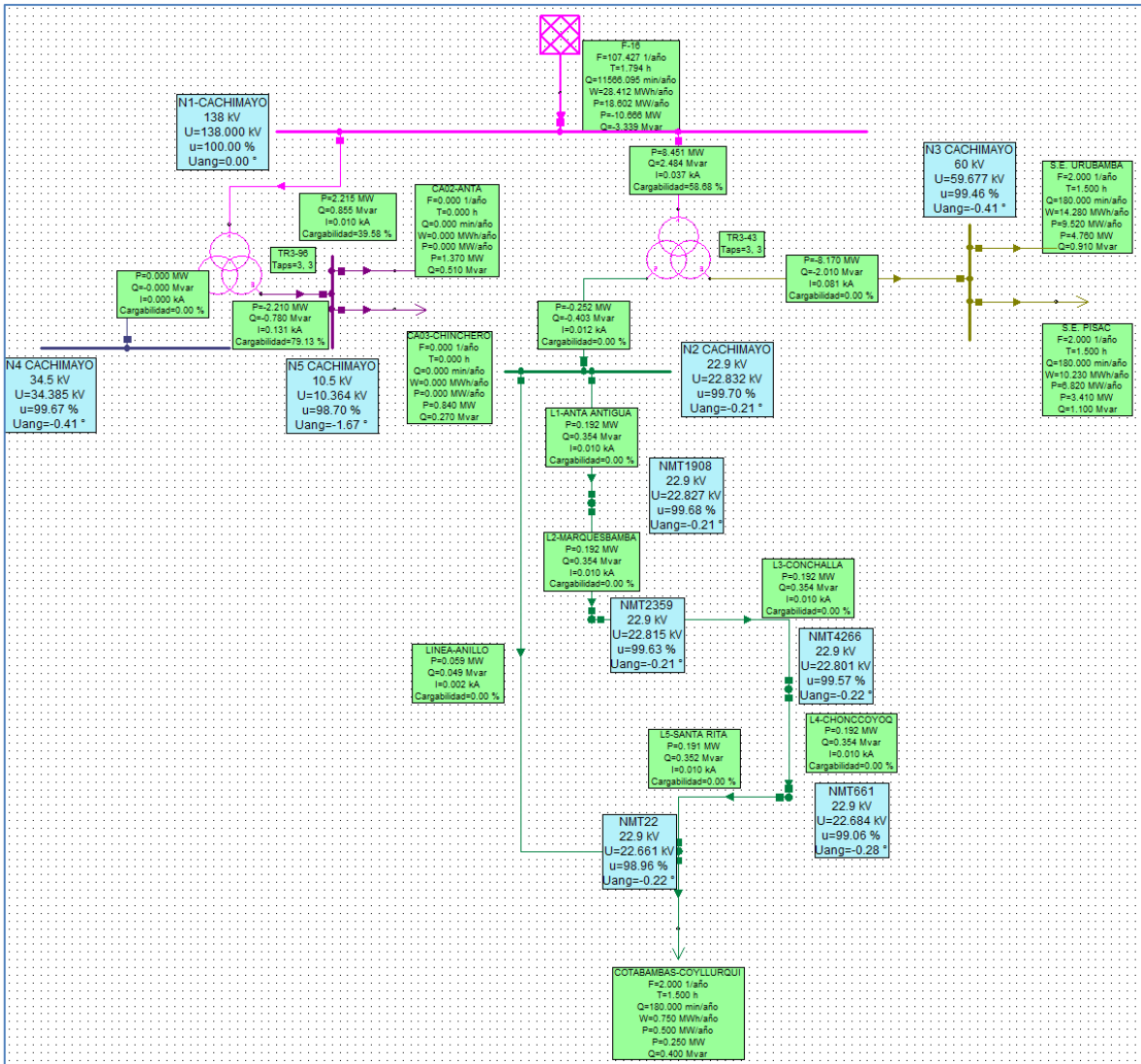
Se procederá a colocar una red nueva paralela al alimentador CA-01, de las mismas características pero sin protecciones eléctricas para poder analizar si existieran o no cambios importantes respecto a los cálculos de confiabilidad obtenidos para la red actual del alimentador CA-01 con carga Cotabambas – Coyllurqui.

La nueva línea tendrá los siguientes datos:

18. Tabla N°5-6: Parámetros de línea de transmisión paralela a la red CA-01 para alimentación a las cargas de COTABAMBAS (valores de resistencias y reactancias tomados de las librerías de NEPLAN).

Nombre	Long.	R0	X0	R1	X1
LINEA - ANILLO	97.73	1.168235	1.039786	1.05645	7.442697

Fuente: propia.



38. Figura 5.6: Análisis confiabilidad alimentador CA-01 con Red anillo paralelo al alimentador CA-01 con derivación a Cotabambas
Fuente: propia

	Nombre Elemento	ID	F (1/año)	T (h)	Prob (min/año)	P (MW/año)	W (MWh/año)	W (%)	C (UM/año)
1	*** Total ***		2.000	1.500	180.000	16.840	25.260		380.600
2	CA02-ANTA	118	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3	CA03-CHINCHERO	127	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	COTABAMBAS-COYLLURQI	190	2.000	1.500	180.000	0.500	0.750	0.034	380.600
5	S.E. PISAC	73	2.000	1.500	180.000	6.820	10.230	0.034	0.000
6	S.E. URUBAMBA	64	2.000	1.500	180.000	9.520	14.280	0.034	0.000

39. Figura 5.7: Análisis confiabilidad alimentador CA-01 con Red anillo paralelo al alimentador CA-01 con derivación a Cotabambas
Fuente: propia

LOS INDICES DE CONFIABILIDAD DE NEPLAN SON LOS SIGUIENTES:

A continuación, se muestran los índices de confiabilidad de los cuales se procederá a calcular sus respectivos valores numéricos.

19. Tabla N°5-7: índices de confiabilidad del programa NEPLAN

Índice	Unidad	Descripción
N	-	Número de clientes atendidos en la carga
F	1/Año	Frecuencia esperada de la interrupción de suministro por año.
T	H	Duración promedio de interrupciones
Q	Min/año	No disponibilidad de servicio
P	MW/Año	Potencia interrumpida.
W	MWh/Año	Energía de carga no suministrada
C	UM/año	Costos de interrupción del suministro de energía.

Fuente: NEPLAN

De los cuales para la zona de COTABAMBAS tenemos:

- **CARGA COTABAMBAS-COYLLURQUI**

20. Tabla N°5-8: índices de confiabilidad de la carga Coyllurqui – COTABAMBAS

Índice	Unidad	Carga
N	-	190
F	1/Año	2.0
T	H	1.5
Q	Min/año	180
P	MW/Año	0.5
W	MWh/Año	0.75
C	UM/año	S/. 0.034

Fuente: propia

CÁLCULO DE LOS INDICADORES ORIENTADOS AL CLIENTE:

A continuación, se calculan los indicadores SAIDI y SAIFI

DATOS:

Cientes desatendidos	:	190	(NEPLAN)
Número total de clientes Cotabambas 2018	:	6586	(ELSE memoria anual 2018)
Numero de interrupciones	:	2.0	(NEPLAN)
Duración total de las interrupciones	:	1.5	(NEPLAN)

21. Tabla N°5-9: Indicadores orientados al cliente

SAIFI	SAIDI
0.0577	0.0433

Fuente: propia

5.4. EVALUACIÓN ANTES Y DESPUÉS DE LA PROPUESTA.

La confiabilidad del sistema de red del sector de Cotabambas para el 2017 presenta mejores índices de confiabilidad que el año 2018 ello debido a que en el año 2018 hubo una mayor frecuencia de descargas atmosféricas en la zona, asimismo no había mucha coordinación entre los sistemas de protección existentes (recloser) es así que centramos nuestros análisis de confiabilidad con datos del año 2018 para ver los posibles escenarios de mejorías de confiabilidad programados y detallados en el programa NEPLAN, obteniendo resultados interesantes.

Una opción interesante que resalta de la simulación y que presenta aun mucha mejor respuesta al problema de desconexión de red y mejorando altamente la confiabilidad es la incorporación de un sistema anillo en la zona, colocando otra red paralela a la existente, sin embargo, los costos de ese proyecto serian elevados, no rentables quizá en corto tiempo debido al lento crecimiento de sus cargas.

a continuación, el cuadro comparativo para los casos mencionados:

- Cotabambas - Coyllurqui

22. Tabla N°5-10: comparación de índices de confiabilidad carga Coyllurqui para los casos presentados:

Índice	Unidad	SIN PROTECCIONES Caso 1	SISTEMA ACTUAL Caso 2	CON RED ANILLO Propuesta
N	-	190	190	190
F	1/Año	107.427	31.998	2.0
T	H	1.794	4.256	1.5
Q	Min/año	11566.095	8171.86	180
P	MW/Año	26.857	8.0	0.5
W	MWh/Año	48.192	34.049	0.75
C	UM/año	S/. 19871.16	S/. 7214.233	S/. 0.034

Fuente: Propia

23. Tabla N°5-11: comparación de Indicadores orientados al cliente

INDICADOR	SIN PROTECCIONES Caso 1	SISTEMA ACTUAL Caso 2	CON RED ANILLO Propuesta
-----------	----------------------------	--------------------------	-----------------------------

SAIFI	3.0992	0.9231	0.0577
SAIDI	0.0517	0.1227	0.0433

Fuente: propia

CONCLUSIONES

- Se ha podido determinar y mostrar en las simulaciones de confiabilidad con el software NEPLAN que cada mejoría en el sistema eléctrico recorta el tiempo de las interrupciones y con ello aumenta la confiabilidad del sistema.
- Se ha podido comprobar que no todo sistema de protección puede producir mejorías a la reducción de fallas y con este al tiempo de interrupción del servicio, los sistemas de protección dependen del tipo de falla a atenuar.
- Se comprobó que la confiabilidad al sistema eléctrico si repercute en su desarrollo debido a que por dar una mejor calidad de servicio y de producto es que en el sistema eléctrico se implementa las mejorías necesarias según fallas comunes y eventuales para aminorarlas o reducir su tiempo de interrupción de servicio accidental.
- La calidad del servicio también repercute en el desarrollo del sistema eléctrico, pero este también es dependiente de la confiabilidad del cliente al sistema eléctrico.

RECOMENDACIONES

- Para Implementar un sistema eléctrico se tiene que tener un estudio de fallas frecuentes naturales que afectan al sistema a fin de optimizar la eficiencia de la red y con ello reducir el tiempo de interrupciones.
- Dar mantenimiento periódico de los sistemas de protección existentes (relés, recloser, puestas a tierra, pararrayos, etc.), también ayuda a mejorar el rendimiento del sistema eléctrico haciendo que estos por ejemplo antes descargas atmosféricas puedan drenar a tierra la descarga y evitar que salten los sistemas de protección.

BIBLIOGRAFIA

- Ricardo Baeza G. José Rodríguez P. Juan L. Hernández S. **EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN DESREGULACIÓN: REVISTA FACULTAD DE INGENIERÍA, U.T.A. (CHILE), VOL. 11 N°1, 2003, pp. 33-39**
- María Cristina Gómez Bedoya. Asdrubal Herney Tobon Arias, **ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELECTRICO DE PEREIRA USANDO EL SOFTWARE NEPLAN APLICANDO LA RESOLUCION CREG 097 DE 2008. UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA FACULTAD DE TECNOLOGIAS PROGRAMA DE TECNOLOGIA ELECTRICA PEREIRA - 2012**
- **CARLOS J. ZAPATA, CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA, Tesis para optar al grado de Maestro en Ingeniería, UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA, COLOMBIA 2011**
- **Vanessa Varela Varela**, Estudiante de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Costa Rica **EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN**
- **LUIS ALONSO CHUSIN CAYO ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**, proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA, 2015.
- **EDWIN LEONIDAS JARA BARRIENTOS, ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LÍNEA EN 138 kV CHARCANI V-YURA O CHARCANI I-YURA; TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA LIMA-PERÚ 2007**

- **ELMER GONZALO SULLCA ZAPATA, ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SAN GABAN – PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES. TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA LIMA-PERÚ 2008**
- **PROPUESTA DE MEJORAMIENTO DE CONFIABILIDAD EN LA RED DE DISTRIBUCION DE MEDIA TENSION EN EL ALIMENTADOR COMBAPATA CO-04 CHUMBIVILCAS DE LA EMPRESA ELECTRO SUR ESTE – CUSCO.**

AUTORES:

Br. JOEL MICHEL SUTTY HUANACO

Br. JAVIER QUISPE HUAMAN,

Tesis para optar al Título profesional de INGENIERO ELECTRICISTA, UNSAAC 2016.

- **MEJORAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA CIUDAD DE PUERTO MALDONADO EN MEDIA TENSIÓN.**

Autores.

Br. NATHALY MARY ESPINOZA SURCO y

Br. JUAN JOSE BELTRÁN PALOMINO

Tesis para optar al título Profesional de Ingeniero Electricista, UNSAAC 2015.

- **Metodología de Evaluación de Costo de Falla por interrupción de suministro de energía eléctrica para los sectores residencial, comercial e industrial.**

AUTORES:

Br. Fredy Raúl Huallpamayta Tamayo.

Br. Jorge Eusebio Miranda Martínez

Este trabajo alcanza a determinar los costos en los que se incurre al interrumpir el suministro a un cliente de forma que se puedan calcular los costos que la empresa concesionaria deberá abonar al cliente por concepto de compensación por penalidades

**Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco – Carrera
Profesional Ingeniería Eléctrica**

Año: Cusco – 2005

Calidad del Servicio Comercial en Electro Sur Este SAA

AUTOR

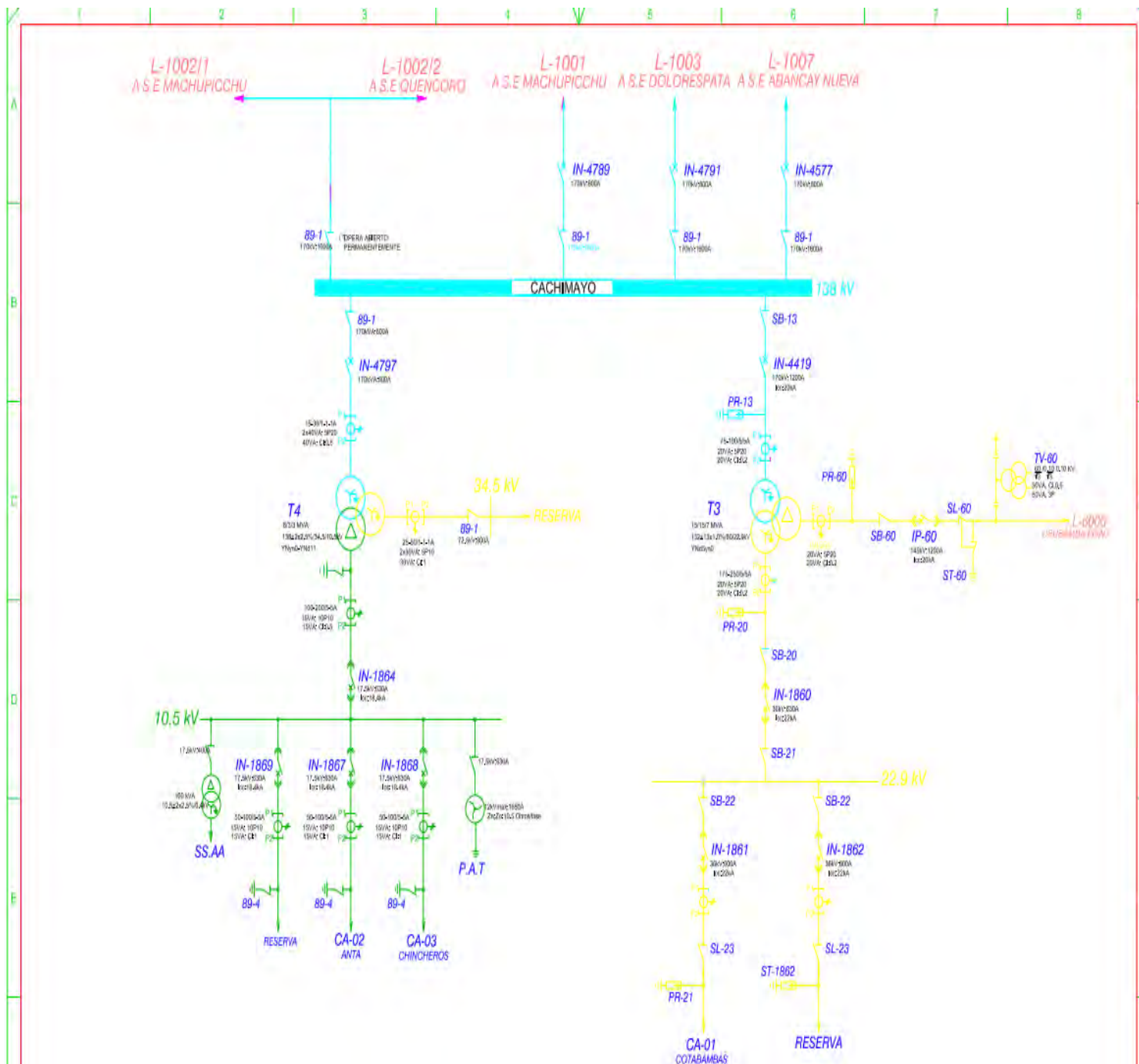
Br. Pedro Javier Pérez Bravo

**Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco – Carrera
Profesional Ingeniería Eléctrica**

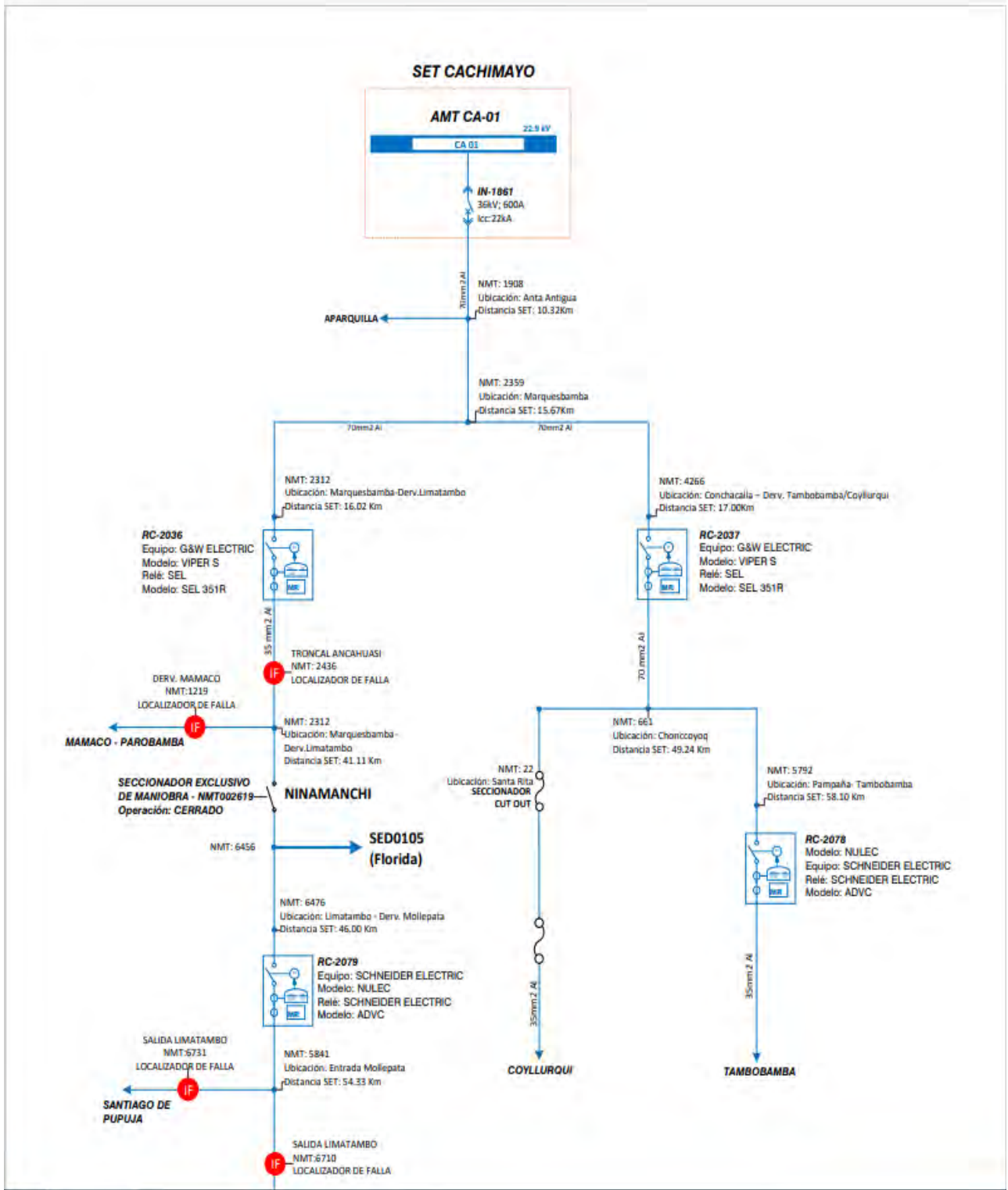
Año: Cusco – 2005

ANEXO

ANEXO A: DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN DE TRANSMISIÓN CACHIMAYO.



ANEXO B: DIAGRAMA UNIFILAR ALIMENTADOR CA-01 COTABAMBAS



ANEXO C: CATÁLOGO DE CARACTERÍSTICAS CONDUCTOR AAAC

ACSR mm²



En líneas aéreas de transmisión.

DESCRIPCIÓN

Aplicación:

En líneas aéreas de transmisión de energía en media y alta tensión.

Construcción:

1. Núcleo: Acero galvanizado.
2. Conductor: Aluminio H19 (EC-1350).

Principales características:

Alta resistencia a la tracción.

Sección:

Desde 25 mm² hasta 240 mm².

Embalaje:

En carretes de madera no retornables.



NORMA

Internacional IEC 60888;
IEC 61089

Nacional NTP 370.258; NTP-
IEC 60888

Desde 25 mm² hasta 240 mm².

Embalaje:

En carretes de madera no retornables.

Normas nacionales

NTP-IEC 60888: Alambre de aleación de acero cubierto con zinc (galvanizado) para conductores cableados.

NTP 370.258: Conductores con alambres redondos de aluminio cableados concéntricamente para líneas aéreas.

Normas internacionales aplicables

IEC 60888: Alambre de aleación de acero cubierto con zinc (galvanizado) para conductores cableados.

IEC 61089: Conductores de alambre redondo cableado concéntricamente para líneas aéreas.

CARACTERÍSTICAS

Características de construcción

Material del conductor

Aluminio / Acero

ANEXO D: estudio de confiabilidad en el alimentador CA-01 Cotabambas con datos 2021.

Teniendo los datos de desconexión de SLI del alimentador de CACHIMAYO: CA-01, de 2021 tomado del centro de control Electro sur este S.A.A, se separa con colores las causas desconexión que afectaron los tramos del alimentador Cachimayo hasta la zona de carga en Cotabambas

21. Cuadro N°D-1: Causas de desconexión de SLI del alimentador de CACHIMAYO: CA-01, de 2021

DESCRIPCIÓN DE CAUSA	CANTIDAD	# MANT	# DE FALLAS
Ajuste inadecuado de la protección -Relé	1		1
Bajo nivel de aislamiento (aislador roto inadecuado)	7		7
Caída de árbol	2		2
Caída de conductor de red	1		1
Caída de red con árbol	9		9
Contacto entre conductores	1		1
Corte de energía (no incluidos en PM Y PE)	6		
Descargas Atmosféricas	34		34
Error de Maniobra	1		1
Fallas de empalme de red	2		2
Fuertes vientos	8		8
Otras, por falla en componentes sistema potencia	2	2	
Otras por falla de componentes sistema potencia-aislador	1		1
Otras por falla de componentes sistema potencia-Cut Out	1		1
Otras, causados por terceros	1		1
Por expansión o reforzamiento de redes (propio)	33		33
Por Mantenimiento (origen propio)	16	16	
	126		
TOTAL, DE DESCONEXIÓN			102
TOTAL, DE MANTENIMIENTOS		18	

Fuente: centro de control-Electro sur este S.A.A

Con el cual desarrollamos la siguiente table en función a los eventos que suceden en el transcurso de la red.

24. Tabla N°D-2: cantidad de fallas y mantenimientos por tramo del alimentador CA-01

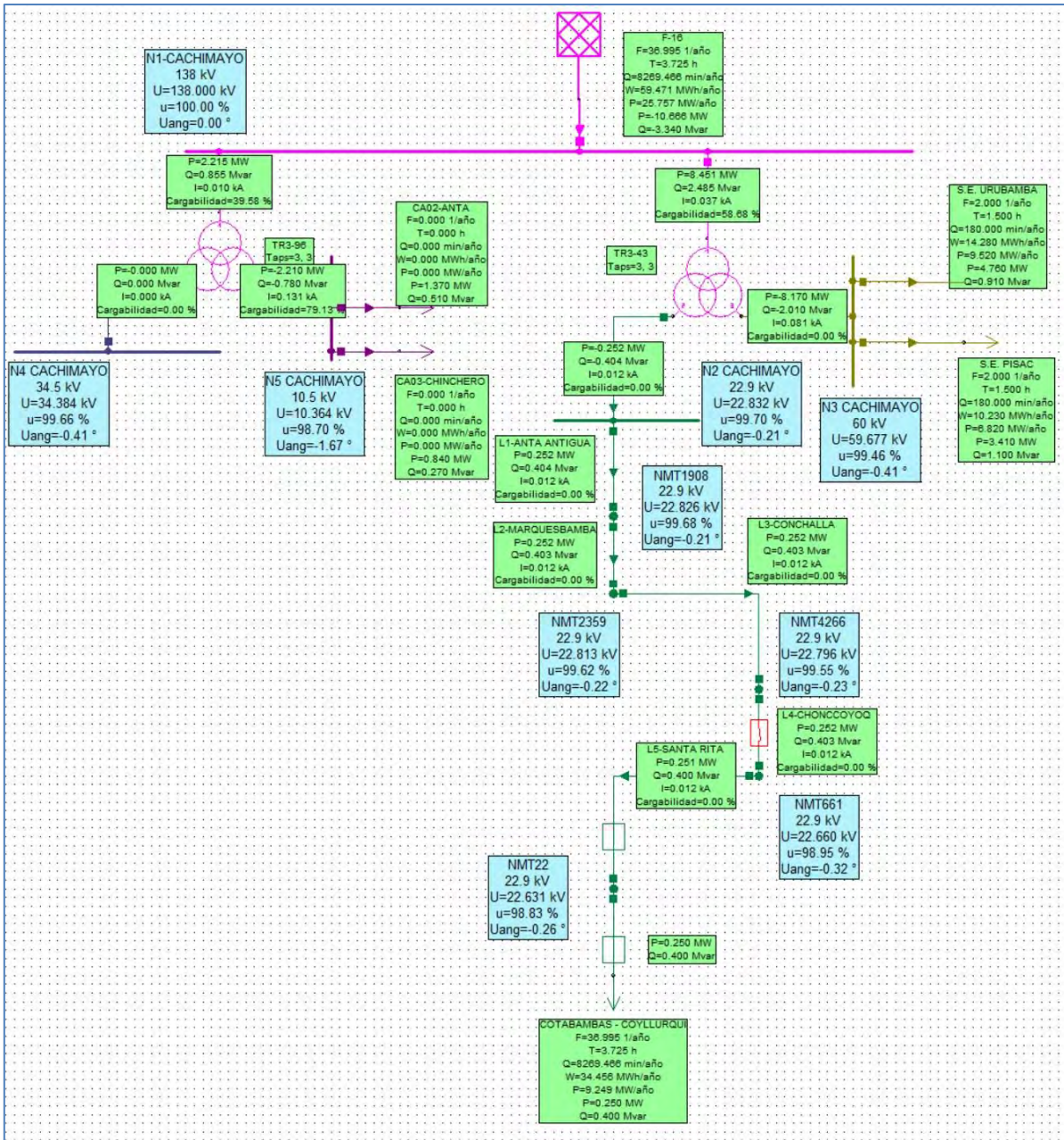
ELEMENTO	LONG.	# MANT	# DE FALLAS	FREC.MANT	FREC.FALLAS
Línea					
CA-01 – NMT:661 – NMT:5722	10.32	4	4	4.000	0.388
NMT:1908 - NMT:2359	15.67	4	12	4.000	0.766
NMT:2359 - NMT:4266	17	3	8	3.000	0.471
NMT:4266 - NMT:661	49.24	2	11	2.000	0.223

NMT:661 - NMT:22	10.5	3	34	3.000	3.238
NMT:661 – NMT:5722	58.1	2	33	2.000	0.568
Subestación					
CACHIMAYO T3		8	2		

Debido a que no se poseen los tiempos de cortes y mantenimientos asumiremos los tiempos obtenidos en la tabla 4-6. Asimismo se evaluarán los resultados en un muestra poblacional de 190 clientes.

ELEMENTO	HF (Horas Fuera de Servicio por Falla) (HORAS)	HM (Horas Fuera de Servicio por mantenimiento) (HORAS)	TMRF (Horas)	HMRM (Horas)
Línea				
CA-01 – NMT:1908	5.4	3	1.800	0.750
NMT:1908 - NMT:2359	5.4	3	1.800	0.750
NMT:2359 - NMT:4266	4.5	1.5	3.000	0.500
NMT:4266 - NMT:661	1.125	0.5	2.250	0.250
NMT:661 - NMT:22	0.75	0.25	3.000	0.083
NMT:661 – NMT:5722	0.75	0.25	3.000	0.125
Subestación				
CACHIMAYO T3	1.5	4.5	0.333	0.563

Con los datos obtenidos en las tablas N°D-2 y 4-6, se ingresan al circuito diseñado en Matlab, para procesar la información de confiabilidad.



40. Figura D-1: Análisis confiabilidad alimentador CA-01 con datos ELECTROSUR ESTE S.A.A. 2021

Fuente: propia

	Nombre Elemento	ID	F (1/año)	T (h)	Prob (min/año)	P (MW/año)	W (MWh/año)	W (%)	C (UM/año)	Descripción
1	*** Total ***		36.995	3.725	8269.466	25.589	58.966		7997.246	
2	CA02-ANTA	118	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
3	CA03-CHINCHERO	127	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
4	COTABAMBAS - COYLLUR	190	36.995	3.725	8269.466	9.249	34.456	1.573	7997.246	
5	S.E. PISAC	73	2.000	1.500	180.000	6.820	10.230	0.034	0.000	
6	S.E. URUBAMBA	64	2.000	1.500	180.000	9.520	14.280	0.034	0.000	

41. Figura D-2: Resultados de confiabilidad en línea CA-01 con datos 2021
Fuente: propia

LOS INDICES DE CONFIABILIDAD DE NEPLAN SON LOS SIGUIENTES:

A continuación, se muestran los índices de confiabilidad de los cuales se procederá a calcular sus respectivos valores numéricos.

- **CARGA COTABAMBAS-COYLLURQUI 2021**

25. Tabla N°D-3: índices de confiabilidad de la carga Coyllurqui – COTABAMBAS

Índice	Unidad	Carga
N	-	190
F	1/Año	36.995
T	H	3.725
Q	Min/año	8269.466
P	MW/Año	9.249
W	MWh/Año	34.456
C	UM/año	S/. 7997.246

Fuente: propia

CÁLCULO DE LOS INDICADORES ORIENTADOS AL CLIENTE:

A continuación, se calculan los indicadores SAIDI y SAIFI

DATOS:

Cientes desatendidos	:	190	(NEPLAN)
Número total de clientes Cotabambas 2021	:	7586	(ELSE memoria anual 2021)
Numero de interrupciones	:	36.995	(NEPLAN)
Duración total de las interrupciones	:	3.725	(NEPLAN)

26. Tabla N°D-4: Indicadores orientados al cliente

SAIFI	SAIDI
0.926	0.093

Fuente: propia

Se procede a realizar un cuadro comparativo de resultados 2018 y 2021

27. Tabla N°D-5: comparación de índices de confiabilidad carga Coyllurqui para los casos presentados incluidos el sistema actual 2021:

Índice	Unidad	SIN PROTECCIONES Caso 1-2019	SISTEMA ACTUAL Caso 2-2019	CON RED ANILLO Propuesta-2019	SISTEMA ACTUAL Caso 2-2021
N	-	190	190	190	190
F	1/Año	107.427	31.998	2.0	36.995
T	H	1.794	4.256	1.5	3.725
Q	Min/año	11566.095	8171.86	180	8269.466
P	MW/Año	26.857	8.0	0.5	9.249
W	MWh/Año	48.192	34.049	0.75	34.456
C	UM/año	S/. 19871.16	S/. 7214.233	S/. 0.034	S/. 7997.246

Fuente: Propia

28. Tabla N°D-6: comparación de Indicadores orientados al cliente incluido el sistema 2021.

INDICADOR	SIN PROTECCIONES Caso 1	SISTEMA ACTUAL Caso 2	CON RED ANILLO Propuesta	SISTEMA ACTUAL Caso 2-2021
SAIFI	3.0992	0.9231	0.0577	0.926
SAIDI	0.0517	0.1227	0.0433	0.093

Fuente: propia

FOTOGRAFIAS E IMAGENES



Fotografía N°1: Subestación de Cachimayo (Fuente: propia).



Fotografía N°2: Subestación de Cachimayo (Fuente: propia).



Fotografía N°3: haciendo seguimiento del alimentador CA01 al centro poblado Cotabambas (Fuente: propia).



Fotografía N°4: haciendo seguimiento del alimentador CA01 al centro poblado Cotabambas (Fuente: propia).



Fotografía N°5: línea de media tensión 22.9kV Tambobamba - Cotabambas (Fuente: propia).



Fotografía N°6: estructura de línea de media tensión 22.9kV Tambobamba - Cotabambas (Fuente: propia).

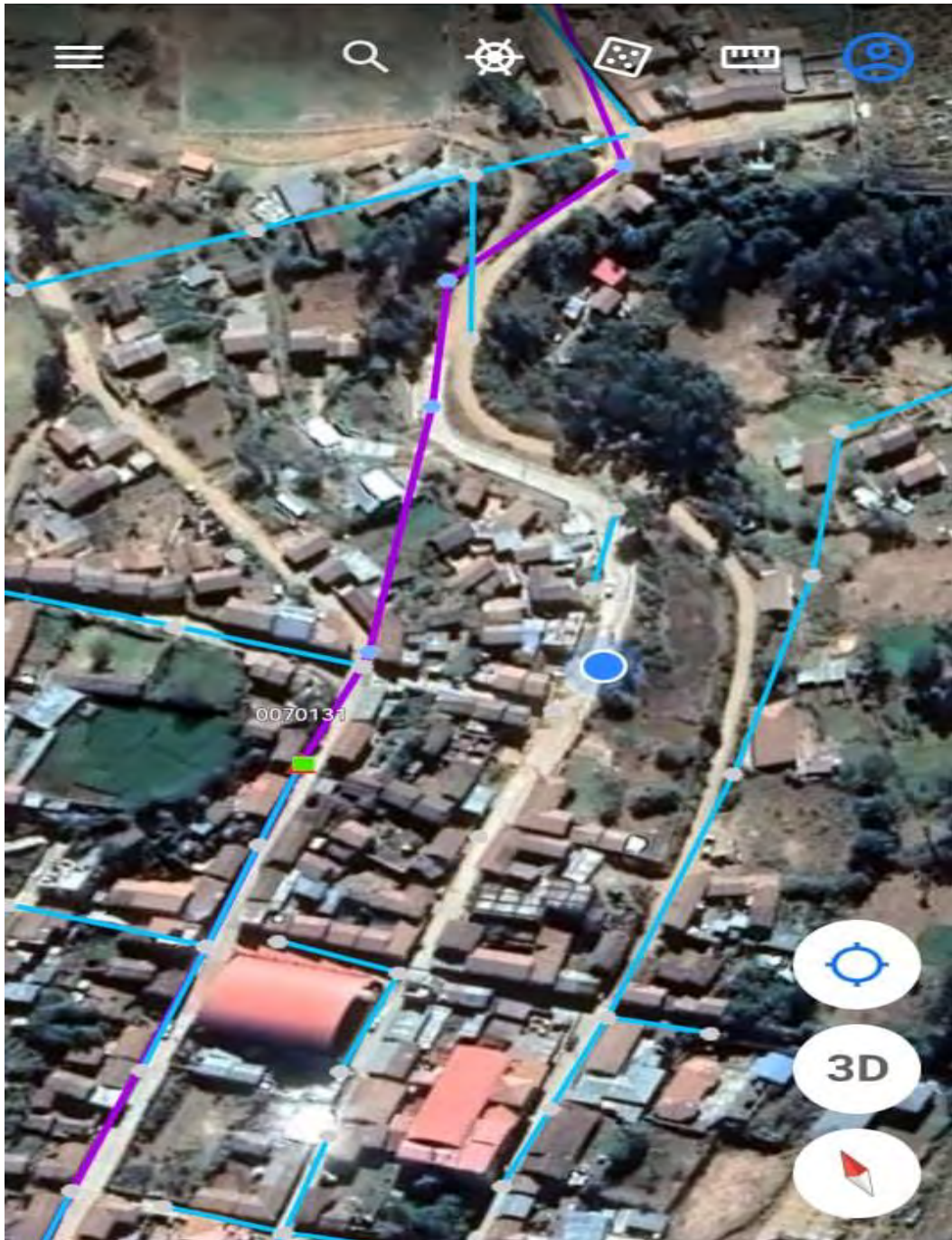


Imagen N°01: SED 0070131, Redes primarias y secundarias en el centro poblado de Cotabambas (Fuente: ArcGIS).

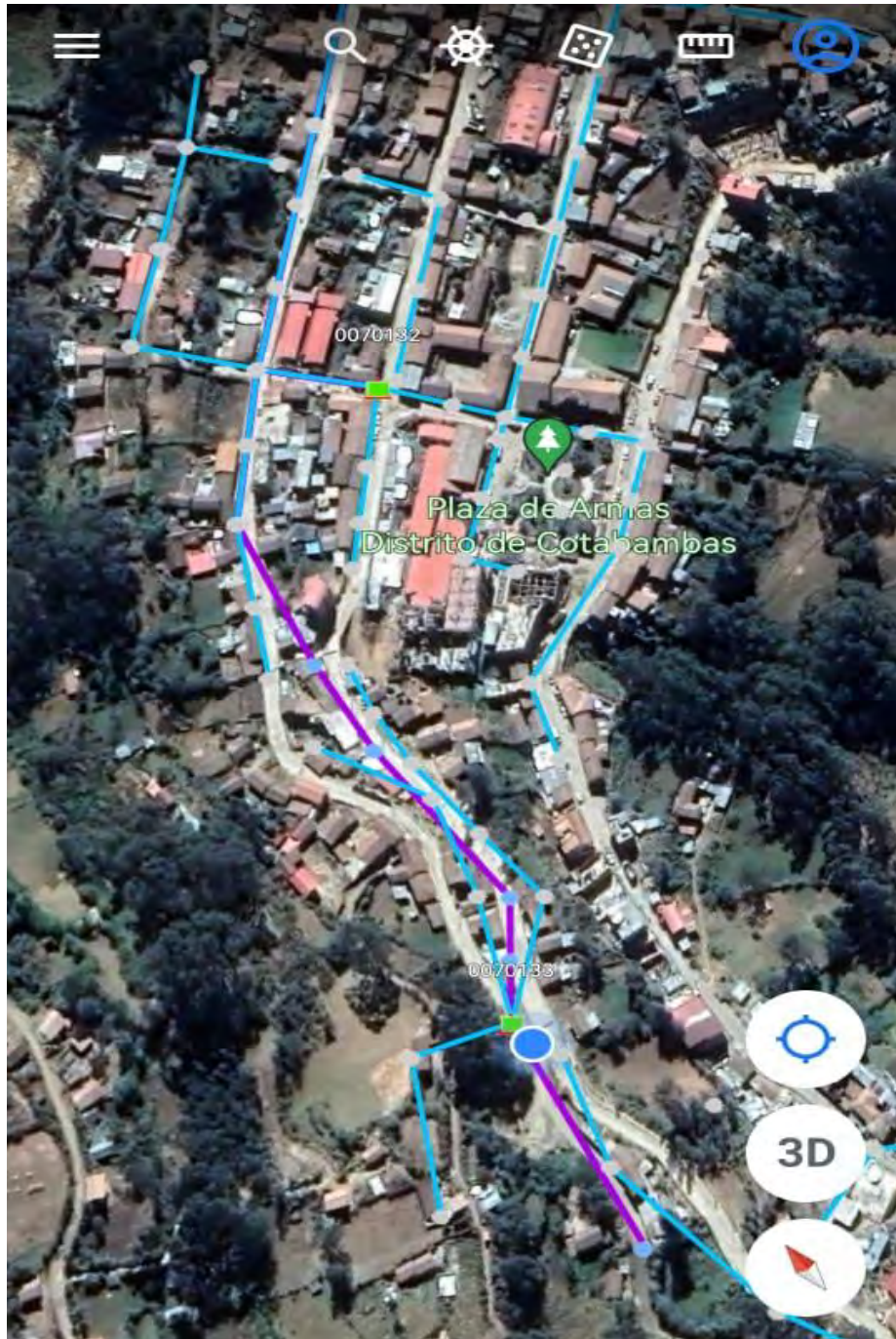


Imagen N°02: SED 0070132, 0070133, redes primarias y secundarias en el centro poblado de Cotabamba.



Fotografía N°7: detalle de estructura y ubicación de SED SANTA RITA:0070212
(Fuente: propia).



Fotografía N°8: SED 0070133 - Cotabambas (Fuente: propia).



Fotografía N°9: SED 0070133 - Cotabambas (Fuente: propia).

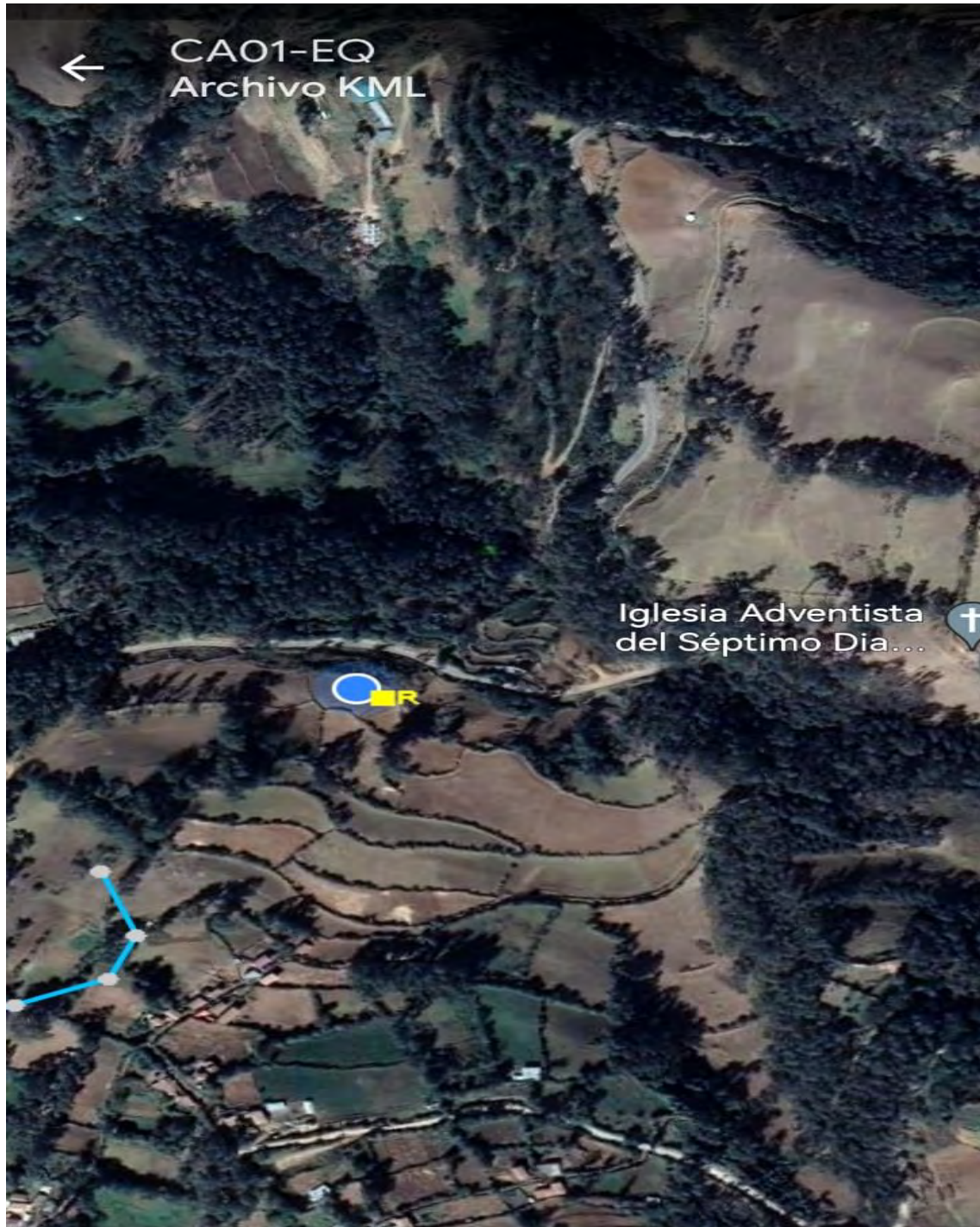


Imagen N°03: ubicación de RECLOSER R (Fuente: ArcGIS).



Fotografía N°10: detalle de estructura y RECLOSER R (Fuente: propia).



Fotografía N°11: detalle de estructura y RECLOSER R (Fuente: propia).



Fotografía N°12: centro de atención Electro Sur Este S.A.A. Cotabambas:
(Fuente: propia).



Fotografía N°12: centro de atención Electro Sur Este S.A.A. Cotabambas:
(Fuente: propia).



Fotografía N°13: FIN DE RECORRIDO ALIMENTADOR CA-01 COTABAMBAS:
(Fuente: propia).