



Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Electrotecnia y computación
Ingeniería Eléctrica

Tesis monográfica para optar al Título de Ingeniero
Eléctrico.

Tema:

Análisis de la calidad y continuidad del servicio eléctrico en las redes de distribución BZN-L3010 y GRD-L3030 en condición de operación normal y ante situación de contingencia.

Autores:

- Jeferson Fabricio Silva Medina.
Carnet: 2016-0441U
- Wendell Antonio Ruiz Bermúdez.
Carnet: 2012-41510

Docente:

- Msc. Alejandro Hernández Solís.

Managua, Nicaragua, septiembre 2023.

Dedicatoria

Dedicamos este trabajo de tesis monográfica a nuestros padres, quienes han sido nuestra mayor fuente de inspiración y apoyo a lo largo de nuestra vida académica. Su dedicación, sacrificio y confianza en nosotros han sido fundamentales para nuestros éxitos y logros.

También dedicamos este trabajo a nuestro tutor Msc. Alejandro Hernández, por su paciencia orientación y enseñanza para alcanzar nuestras metas académicas.

A nuestras parejas, compañeros, amigos y seres queridos por su constante apoyo y animo durante este arduo proceso.

Queremos dedicar este trabajo a nuestros maestros y personas que contribuyeron con su conocimiento y comentarios a esta tesis. Sus aportes nos han ayudado a crecer académica y profesionalmente.

Finalmente dedicamos este trabajo monográfico a todas las personas que hicieron posible este análisis, por creer en nosotros, por su apoyo en los momentos de estrés y por alentarnos a siempre seguir nuestros sueños.

Agradecimiento

En primer lugar, queremos agradecer a Dios por darnos la salud y la inteligencia para poder completar nuestros estudios universitarios.

Quisiéramos expresar nuestros más profundos agradecimientos a todas las personas que contribuyeron a la realización de esta tesis monográfica.

Queremos agradecer a nuestros padres y madres por brindarnos la educación, el apoyo, la motivación y los sacrificios que han hecho para brindarnos un mejor futuro. Agradecemos sinceramente a nuestras parejas y amigos por su constante apoyo emocional y por su confianza durante esta etapa. Sus palabras de aliento fueron fundamentales para superar los distintos desafíos del camino.

También queremos agradecer a nuestro tutor Msc. Alejandro Hernández por su apoyo y orientación en este largo proceso. Su conocimiento y experiencia fueron fundamentales para el desarrollo de este trabajo y estamos sinceramente agradecidos por su compromiso y dedicación.

De igual manera queremos agradecer a nuestros compañeros, y amigos de labores que amablemente brindaron su tiempo y conocimientos al revisar y comentar nuestro trabajo monográfico. Sus sugerencias y observaciones fueron invaluable para mejorar la calidad del trabajo.

Además, queremos agradecer a la empresa Disnorte-Dissur, por brindarnos todos los recursos necesarios para llevar a cabo este trabajo monográfico. Sin su colaboración habría sido difícil obtener los resultados necesarios y desarrollar este análisis.

En resumen, estamos sumamente agradecidos por todo el apoyo, orientación y colaboración recibido a lo largo de este trabajo. Sin su ayuda esto no habría sido posible.

Índice de contenido

I Capítulo: Generalidades	1
Introducción	1
Antecedentes	3
Justificación	4
Objetivos	6
Objetivo General	6
Objetivos Específicos	6
Marco Teórico	7
Fundamentos Teóricos	7
1.1. Pérdidas de energía en distribución	7
1.1.1. Pérdidas Técnicas.....	8
1.1.2. Pérdidas no técnicas.....	10
1.2. Estudio de Cargabilidad	10
1.3. Cálculo de Caída de tensión	11
1.3.1. Parámetros establecidos por la Normativa del Servicio Eléctrico (NSE).....	12
1.3.2. Características técnicas del servicio eléctrico	13
1.4. Balance de Energía	14
1.5. Continuidad del servicio	15
1.6. Programa de Simulación PSS Sincal	17
1.6.1. Flujos de potencia y pérdidas técnicas.	18
II Capítulo: Programas utilizados para la elaboración del estudio de red.	19
2.1.1. Quantum Gis (QGIS)	19
2.1.2. Google Earth	22
III Capítulo: Estudio de las Redes MT. GRD-L3030 y BZN-L3010.	23
3.1. Descripción y delimitación de la Subestación Granada.	23
3.2. Características técnicas de la red de media tensión GRD-L3030.	23
3.3. Red de Media Tensión.....	25
3.3.1. Red Troncal.....	25
3.3.2 Derivadas y Subderivadas.	28
3.4. Cargabilidad de la red de media tensión GRD-L3030.	28
3.4.1. Cargabilidad del interruptor de cabecera GRD-L3030.	29

3.4.2. Cargabilidad del interruptor telecontrolado ITC-S2424.....	31
3.5. Balance de cargas.....	32
3.5.1. Balance de cargas del circuito GRD-L3030.....	34
3.5.2. Balance de cargas del interruptor telecontrolado ITC-S2424.....	35
3.7. Corrida de flujo del circuito GRD-L3030 en PSS Sincal.....	36
3.7.1. Caída de tensión.....	36
3.7.2. Pérdidas Técnicas.....	41
3.8. Descripción y delimitación de la Subestación Benjamín Zeledón.....	42
3.8.1. Características técnicas de la red de media tensión BZN-L3010.....	43
3.8.2. Red Troncal del circuito BZN-L3010.....	45
3.9. Cargabilidad de la red de media tensión BZN-L3010.....	47
3.9.1. Cargabilidad del interruptor de cabecera BZN-L3010.....	47
3.9.2. Cargabilidad del interruptor telecontrolado ITC-S2430.....	49
3.10. Balance de cargas del circuito BZN-L3010.....	50
3.10.1. Balance de cargas del interruptor telecontrolado ITC-S2430.....	51
3.11. Corrida de flujo del circuito BZN-L3010 en PSS Sincal.....	52
3.11.1. Caída de tensión.....	52
3.11.2. Pérdidas Técnicas.....	59
IV Capítulo: Indicadores de calidad de interrupciones, TTIK y FMIK.....	60
4.1. Tipos de interrupciones que se presentan en la red.....	60
4.2. Estadísticas de interrupciones que se presentan en la red.....	61
4.3. Penalizaciones.....	64
4.4. Ejemplos del cálculo de los índices de calidad, TTIK y FMIK.....	65
4.5. Interpretación del ejemplo de falla en el circuito BZN-L3010.....	67
4.6. Cuadro comparativo entre valores normados y valores de los circuitos GRD-L3030 y BZN-L3010 por mes.....	68
V Capítulo: Propuesta de mejoras para los circuitos GRD-L3030 y BZN-L3010.....	70
5.1. Repotenciación de red troncal de GRD-L3030 y BZN-L3010.....	70
5.2. Resultados de Pérdidas técnicas.....	74
5.3. Presupuesto aproximado en la inversión de mejoras de los circuitos GRD-L3030 y BZN-L3010.....	76
VI Capítulo: Conclusión.....	77
VII Capítulo: Recomendaciones.....	78
Bibliografía.....	79

ANEXOS	81
Anexo 1. Normativa de calidad del servicio	82
Anexo 2. Perfil de voltajes en los Hospitales Humberto Alvarado y Amistad Japón ...	84
Anexo 3. Ortogonal de los circuitos BZN-L3010 y GRD-L3030.....	86
Anexo 4. Incidencia de falla en la red troncal del circuito	87

I Capítulo: Generalidades

Introducción

En Nicaragua el sector eléctrico se conforma por dos distribuidores de energía, Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) y Distribuidora del norte y distribuidora del sur (DISNORTE-DISSUR). Ambas empresas cuentan con un área de concesión para brindar el servicio eléctrico dentro del territorio nacional.

La empresa ENEL, por medio del área de Dirección de Operación de los Sistemas Aislados (DOSA), suministra el servicio de energía eléctrica en las regiones del Atlántico Norte (RAAN), Sur (RAAS) y parte central del país.

En el caso de la distribuidora DISNORTE-DISSUR es la encargada de garantizar la calidad y continuidad del servicio eléctrico en las regiones del pacifico y zona central del país, con el objetivo de suplir con la demanda energética actual y futura.

El sistema eléctrico es pieza fundamental para el desarrollo económico de un país, ya que todos los sectores industriales y empresas requieren del servicio eléctrico para llevar a cabo sus actividades diarias, representando en el caso de las industrias términos económicos. Por el lado de la salud, facilita las asistencias médicas, evita la pérdida de medicamentos y se refleja en la calidad de atención a la población.

En Nicaragua existen redes de distribución de vieja data, es decir, sistemas que han funcionado por más de 20 años y que dentro de este periodo han sufrido de mantenimientos correctivos como (empalmes en la red, reemplazo de tramos cortos de conductores, instalación de distintos calibres de conductor que provocan una falta de homogeneidad en el alimentador principal, entre otros).

Actualmente los circuitos BZN-L3010 y GRD-L3030 alimentan parte del sector sur del país llevando energía eléctrica a pobladores de Masaya y Granada. Los sectores representativos del circuito Benjamín Zeledón 3010 (BZN-L3010) son: Villa Bosco Monje, Laguna de Apoyo y las Flores, de igual manera el circuito de Granada 3030

(GRD-L3030) cuenta con sectores representativo como: Tisma, comunidad Capulín, San Blas y Zambrano.

Cabe mencionar que las redes de distribución deben de encontrarse dimensionadas para permitir un respaldo ante situación de contingencia (condición N-1), por fallas en la red de media tensión o por descargos programados, por eso se necesita conocer en qué estado se encuentra la red y si cumple con los parámetros técnicos como la ampacidad de los conductores de red troncal, el porcentaje de cargabilidad y si cuenta con elementos de seccionamiento o protección.

Antecedentes

En el repositorio institucional de la UNI (Universidad Nacional de Ingeniería) se encuentran investigaciones monográficas enfocadas en el análisis de la calidad y continuidad del servicio de la red eléctrica en Nicaragua, tales como:

Guía para la reconfiguración del circuito de media tensión Batahola 3050. Elaborado por: Flores Castillo, Lixdamis Rangel y Martínez Zapata, Alba. Tutor: Msc. Oscar Napoleón Martínez Zapata. Junio 2015.

Análisis en la gestión de la red de distribución de Nicaragua enfocado en la continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica. Elaborado por: Vega Treminio, Garis Gabriel. Tutor: Msc. Sandro Chavarría. Junio 2019.

A nivel internacional se tomaron en cuenta:

Calidad de suministro en la Planificación de Redes de Distribución. Elaborado por: Orellana Flores, Boris Alexis. Tutor: Vargas Díaz, Luis. Septiembre 2010.

Estudio de indicadores de calidad del suministro de energía eléctrica de una red de distribución a 13.2kv. Elaborado por: Vargas Jiménez, Daniel. Tutor: Carvajal Quintero, Sandra Ximena.

Estas investigaciones monográficas son afines a nuestro estudio de interés, ya que a nivel nacional existen perturbaciones en el suministro eléctrico de cualquier índole, representadas por: interrupciones por fenómenos naturales, interrupciones por causas desconocidas, descargos en la red y mantenimiento, entre otros que afectan directamente la continuidad y calidad del servicio eléctrico.

Justificación

Para el sector eléctrico de Nicaragua los hospitales regionales y centros de salud, son cargas de primer orden que requieren una calidad y continuidad en la entrega del servicio por parte de la distribuidora, ya que hablamos de vidas humanas que se ponen en riesgo. Al mismo tiempo se deben de tener las condiciones necesarias para dar soluciones rápidas a problemas que se presenten en las redes eléctricas.

Actualmente existen en funcionamiento dos redes de media tensión, Benjamín Zeledón 3010 (BZN-L3010) y la red de Granada 3030 (GRD-L3030), las cuales son de alta importancia por sus tipos de cargas que alimenta.

El circuito BZN-L3010 alimenta el hospital Dr. Humberto Alvarado Vásquez, pozos de ENACAL y zonas industriales, para el caso del GRD-L3030 alimenta el Hospital Amistad Japón-Nicaragua, pozos de ENACAL, entre otros. Estos hospitales son los mayores centros de atención ante emergencias de salud para sus locales.

Los circuitos BZN-L3010 y GRD-L3030 cuentan con instalaciones de vieja data (conductores eléctricos, aisladores, postes, entre otros) y de gran extensión de conductor, por ello, son concurrentes las afectaciones en la red que provocan interrupciones en el servicio.

Estos circuitos registran aproximadamente 10 interrupciones semestrales¹ (fallas permanentes), con un rango de afectación total que limitan a los operadores de la red a realizar maniobras para recuperar toda la carga comprometida, condicionándolos a priorizar las cargas importantes y a seccionar cargas en el circuito.

¹ Registro de Interrupciones de los Circuitos. Disnorte-Dissur, 2023.

Es de importancia mencionar que estos circuitos son afectados continuamente por interrupciones categorizadas **fuerza mayor**², que serán omitidas de este estudio por el motivo que son impredecible (condiciones climáticas) aun realizando un estudio técnico.

Cabe recalcar que el estudio tiene como alcance principal, obtener por medio de la corrida de flujo en estado de operación normal el porcentaje de caída de tensión, desbalance de carga y cargabilidad del alimentador principal, para compararlos con lo establecido por la Normativa de Servicio Eléctrico y presentar propuestas concretas para mejorar la calidad del servicio eléctrico.

De este estudio se van a obtener resultados que permitirán identificar las características y condiciones necesarias para implementar un respaldo entre las redes ante situaciones de contingencia.

Para el caso de que no existan condiciones se presentarán maniobras y condiciones a crear para asegurar la condición N-1 (Condición de respaldo) y respetar con lo indicado por la normativa del servicio eléctrico (NSE) y la normativa de calidad del servicio (NCS).

² Registro de Interrupciones de los Circuitos. Disnorte-Dissur, 2023.

Objetivos

Objetivo General

Realizar un análisis en las redes de media tensión BZN-L3010 y GRD-L3030 para evaluar condiciones de respaldo ante una situación de contingencia y proponer mejoras para asegurar la continuidad y calidad del servicio eléctrico.

Objetivos Específicos

- Representar el dominio de los circuitos BZN-L3010 y GRD-L3030 por medio de la herramienta Quantum Gis (QGIS) para ubicar de manera geográfica los elementos de maniobra y sus principales cargas.
- Simular los circuitos BZN-L3010 y GRD-L3030 para evaluar las variables eléctricas en condición de operación normal y de respaldo utilizando la herramienta PSS Sincal.
- Determinar los indicadores de calidad de interrupción TTIK y FMIK de acuerdo a la Normativa de Calidad del Servicio (NCS).
- Proponer mejoras en la red de media tensión de los circuitos para garantizar la continuidad y calidad del servicio en estado de operación normal y de respaldo de acuerdo con los indicadores de calidad establecidos por la normativa de calidad del servicio.

Marco Teórico

Fundamentos Teóricos

1.1. Pérdidas de energía en distribución

De acuerdo con (Navarro, Rafael de Gracia, 2018) las pérdidas eléctricas se manifiestan en las redes de transmisión y distribución de un sistema eléctrico de potencia, se presentan debido al paso de la corriente eléctrica por los componentes de la infraestructura del sistema eléctrico: conductores, cables, transformadores, interruptores y demás equipos.

El transporte de la energía eléctrica recorre grandes distancias para poder llegar a los consumidores finales, este recorrido se compone de la siguiente manera:

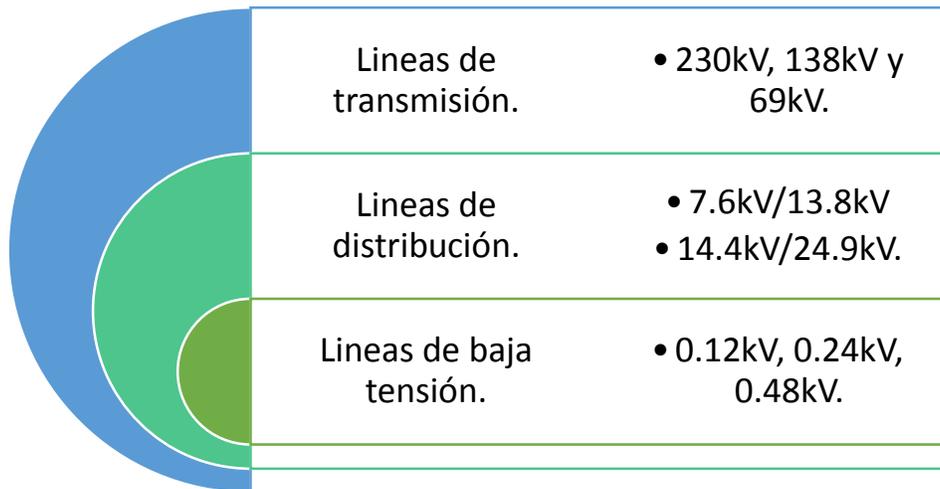


Figura 1. Niveles de tensión que conforman la red eléctrica.

Fuente: Normativa del Servicio Eléctrico (NSE).

Por el transporte de la energía existen efectos adversos que son conocidas como pérdidas que se clasifican en dos tipos:

- Pérdidas Técnicas.
- Pérdidas No Técnicas.

1.1.1. Pérdidas Técnicas

Estas pérdidas corresponden al transporte de la electricidad y se asocian de manera significativa a las características de la infraestructura de los sistemas de energía.

Representan la energía que se pierde durante la distribución como consecuencia de un calentamiento natural de los conductores. Estas pérdidas no pueden ser eliminadas totalmente, solo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red eléctrica (Maldonado, 2017).

a) Pérdidas por Efecto Joule

Unos de los principales motivos por lo que se producen las pérdidas técnicas es por “**efecto joule**” esto quiere decir, que parte de la energía que es transportada por la corriente a través de los conductores eléctricos se pierde debido al movimiento de los átomos que circulan en el interior del conductor (efecto de la energía cinética) elevando la temperatura del mismo y disipándose en forma de calor.

Ecuación para pérdidas por efecto joule en línea trifásica:

$$P = 3 * R * L * I^2$$

Donde:

R : Resistencia de la línea por kilómetro [Ω /km].

I : Intensidad de corriente que circula por el conductor en [A].

L : Longitud de la línea [Km].

Ecuación 1. Ecuación para pérdidas por efecto Joule.

Fuente: Memoria de Líneas Aéreas de Media Tensión v7.

Por esta razón es que a largas distancias para el transporte de la energía eléctrica se utilizan voltajes altos (altas tensiones) y luego se reducen hasta llegar al consumidor final, ya que mientras mayor sea el voltaje de las líneas de trasmisión menores son las pérdidas producidas.

b) Pérdidas por Histéresis y corrientes parasitas

El “**efecto magnético o pérdidas por histéresis**” se refiere a las pérdidas de energía que se dan a través del proceso de transformación en las máquinas y elementos eléctricos ya una vez pasada la energía por líneas de transporte y distribución.

Las pérdidas por histéresis representan una pérdida de energía en forma de calor que se presentan en las láminas del núcleo de los transformadores y se generan debido al campo magnético variable, por lo tanto, también existe una inducción de corrientes a las cuales se le denominan corrientes de Foucault o parasitas, por lo que estas generan pérdidas.

1.1.2. Pérdidas no técnicas

De acuerdo con (Jiménez, R. 2015) las pérdidas no técnicas se refieren a la electricidad entregada pero no pagada por los usuarios, situación que se traduce en pérdidas financieras directas para el proveedor de energía.

Estas pérdidas no técnicas hacen referencia a conexiones ilegales, o alteraciones en los aparatos de medición que existen en las líneas de distribución, por lo tanto, no está sujeta a cobro. Un ejemplo claro:

- Robo de energía: Es la conexión ilegal de los usuarios a la red de distribución.
- Fraude energético: Es la alteración o modificación de los aparatos de medición para registrar un bajo consumo de energía.
- Problemas administrativos: Se refiere a los errores de gestión en la empresa y a mantenimientos deficientes en las redes eléctricas.

Cabe mencionar que la empresa distribuidora al no tener registro de las pérdidas no técnicas (energía no vendida) les conlleva a pérdidas económicas.

1.2. Estudio de Cargabilidad

En las redes de distribución eléctricas, la cargabilidad se conoce como la máxima demanda de carga por los clientes dentro de un intervalo de tiempo. Esta se puede calcular en amperios o potencia.

Este cálculo es importante para determinar en qué porcentaje se encuentra cargado el alimentador principal de la red de distribución, así mismo que el transformador de potencia y los transformadores de distribución, para poder dimensionar los calibres de conductor en la red troncal (Alimentador principal) y en sus derivaciones (Ramales).

Para realizar el estudio de cargabilidad se requiere de información de elementos de medición instalados en la red que nos facilite los datos de medición en intervalos de tiempo (cuarto horario, horario y días).

$$(\%) \text{ de cargabilidad} = \frac{\text{Corriente maxima demandada del circuito}}{\text{Corriente nominal del conductor}} * 100\%$$

Ecuación 2. Ecuación para el cálculo de porcentaje de cargabilidad.

Fuente: Memoria de Líneas Aéreas de Media Tensión v7.

1.3. Cálculo de Caída de tensión

Uno de los principales indicadores de calidad y eficiencia energética de los sistemas de distribución es la caída de tensión. Esto se debe a la corriente de carga que pasa a través de la resistencia y la reactancia propia de las líneas de distribución.

La caída de tensión en los sistemas de distribución depende de la sección transversal de los conductores, de la longitud del alimentador y de la corriente que se transporta desde la fuente hacia la carga final.

Por lo tanto, la caída de tensión significa realizar un estudio cuidadoso donde el propósito es que en variaciones normales de carga el voltaje se mantenga estable dentro del rango permitido por la normativa del servicio eléctrico.

El cálculo de caída de tensión se expresa por medio de las siguientes ecuaciones:

$$e = 10^5 * \frac{(R + X * tg\phi)}{U^2} * P * L \quad (\%)$$

Ecuación 3. Ecuación para el cálculo de caída de tensión.

Fuente: Memoria de Líneas Aéreas de Baja Tensión v5.

Para el cálculo donde el conductor de la fase y el neutro son de diferente sección y material la ecuación se expresa de la siguiente manera:

$$e = 10^5 * \frac{(R_F + R_N) + (2 * X * tg\phi)}{U^2} * P * L \quad (\%)$$

Ecuación 4. Ecuación de caída de tensión donde el conductor de fase y neutro son diferentes.

Fuente: Memoria de Líneas Aéreas de Baja Tensión v5.

Se define:

$e =$ caída de tensión

$L =$ longitud de tramo de línea

$R_F =$ resistencia conductor de fase

$R_N =$ resistencia conductor de neutro

$X =$ reactancia del conductor $\frac{\Omega}{\text{km}}$

$\phi =$ defase entre tensión e intensidad

1.3.1. Parámetros establecidos por la Normativa del Servicio Eléctrico (NSE)

De acuerdo a la normativa del servicio eléctrico (Octavio Salinas y Gonzalo Pérez, INE, 2001), se establecen los procedimientos y criterios que deben garantizarse en las relaciones entre la empresa distribuidora y sus clientes.

1.3.2. Características técnicas del servicio eléctrico

Frecuencia y voltaje del suministro

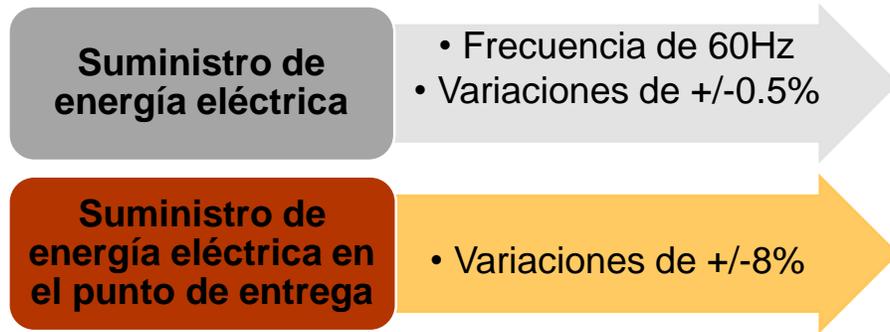


Figura 2. Parámetros establecidos por la Normativa de Servicio Eléctrico.

Fuente: Normativa del Servicio eléctrico (NSE).

1.4. Balance de Energía

El balance de energía, es un método mediante el cual se logra determinar a ciencia cierta los porcentajes de pérdidas totales del circuito en estudio, de tal modo que es una herramienta de planificación muy importante para lograr la reducción de pérdidas no técnicas.

De acuerdo con (Miguel Ángel, 2011) el balance de energía se traduce a la comparación de la energía total que se vende, con relación a la energía registrada por el consumidor.

Fórmula para el cálculo de balance de energía:

$$\mathbf{Energía\ pérdida = Energía\ entregada - Energía\ facturada}$$

Por lo tanto:

$$\% \text{ pérdidas} = \left(\frac{\mathbf{Energía\ pérdida}}{\mathbf{Energía\ entregada}} \right) * 100$$

Ecuación 5. Ecuación para calcular porcentajes de pérdidas.

Fuente: Memoria de Líneas Aéreas de Media Tensión v7.

1.5. Continuidad del servicio

La continuidad del servicio se evaluará sobre la base de los indicadores de interrupciones:

- i) Frecuencia media de las interrupciones, entendiendo como tal a la cantidad de veces en un periodo determinado que se interrumpe el suministro al Cliente (FMIK).

$$FMIK = \left(\frac{SUM(kVA)}{kVA\ inst} \right)$$

Donde:

kVA: Potencia Afectada.

kVA inst: Potencia Instalada.

Ecuación 6. Fórmula para calcular la frecuencia media de las interrupciones (FMIK).

Fuente: Documento elaborado por DN-DS para el cálculo de los indicadores de calidad.

- ii) Tiempo total de la interrupción, definido como el tiempo total que el Cliente ha quedado sin suministro en el período considerado (TTIK).

$$TTIK = \left(\frac{SUM(kVA * T)}{kVA\ inst} \right)$$

Donde:

kVA: Potencia Afectada.

T: Tiempo.

kVA inst: Potencia Instalada.

Ecuación 7. Fórmula para calcular el tiempo total de la interrupción (TTIK).

Fuente: Documento elaborado por DN-DS para el cálculo de los indicadores de calidad.

Según los valores tope admitidos por el INE para los índices de interrupción por kVA nominal instalado (frecuencia media de interrupción FMIK y tiempo total de interrupción TTIK), por semestre en caso de fallas debidas a la red de Distribución (Media Tensión y/o Baja Tensión) son los siguientes:

Los Indicadores para el control de la continuidad del servicio se dividen en Urbano y Rural:

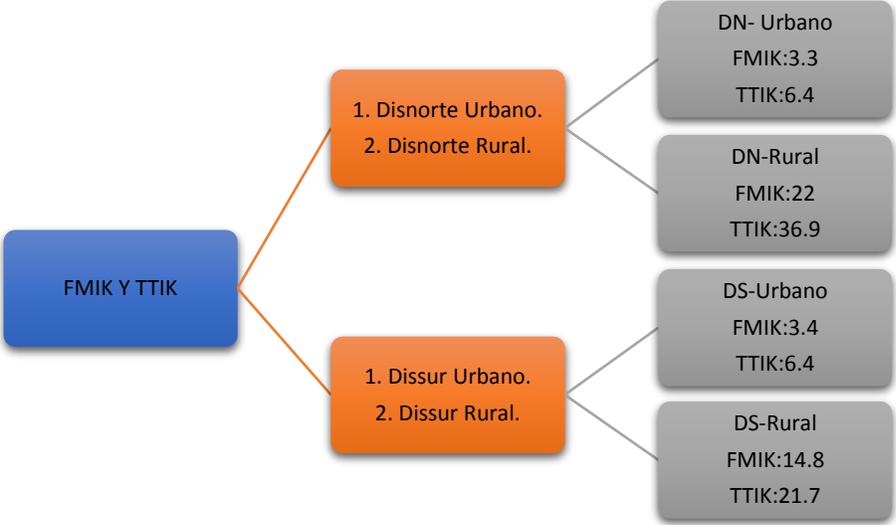


Figura 3. Indicadores para el control de la continuidad del servicio.

Fuente: Valores admitidos para los índices de continuidad del servicio, DN-DS.

Para el cálculo de los indicadores se computarán las interrupciones con origen en circuitos BZN-L3010 y GRD-L3030 (fallas internas). Sólo se excluirán del cómputo aquellas interrupciones que tengan origen en causas de fuerza mayor.

1.6. Programa de Simulación PSS Sincal

El programa PSS Sincal es una herramienta de gran flexibilidad utilizada en el análisis técnico de las redes eléctricas en el área de planificación (en distribución y transmisión) se caracteriza por ser un software completo y por brindar una amplia variedad de opciones técnicas y de alta calidad.

Cabe destacar que es un programa utilizado por más de 90 países enfocado al desarrollo de la ingeniería energética y al análisis de redes de potencia, planificación, distribución, sistemas de protecciones y el modelado de elementos reales que se han convertido en requisitos importantes en la industria.

Las simulaciones para este estudio permitirán el análisis de los circuitos en estado actual y en diferentes escenarios de demanda con datos reales permitiendo obtener respuestas a preguntas sobre el balance de energía, pérdidas técnicas y caídas de tensión en la que se encuentran los circuitos de distribución BZN-L3010 y GRD-L3030.



Figura 4. Pantalla de inicio de PSS Sincal.

Fuente: PSS Sincal, DN-DS.

1.6.1. Flujos de potencia y pérdidas técnicas.

Los cálculos de flujo de potencia son de vital importancia para obtener los resultados de caídas de tensión, desbalance de cargas y cargabilidad en el alimentador principal de los sistemas de distribución.

Para realizar este cálculo, se deben dimensionar los perfiles en demanda máxima, media y baja. También es necesario utilizar el método “Perfil de carga” para lograr una mayor precisión en los cálculos de pérdidas técnicas.

Los perfiles de carga son valores por unidad (P.U) que pueden variar con el tiempo. Además de sus valores nominales, a las cargas se les asignan tipos de consumidor con perfiles de carga, ya sea residencial, comercial o industrial.

II Capítulo: Programas utilizados para la elaboración del estudio de red.

2.1.1. Quantum Gis (QGIS)

Quantum GIS (QGIS) es un sistema de información geográfica el cual facilita la visualización, análisis y almacenaje de datos que se relacionan con el espacio físico.

Este software permite por medio de la información geográfica la construcción de mapas, editar, analizar y gestionar datos de coordenadas permitiendo una mayor comprensión del territorio.

El programa Quantum Gis (QGIS) se utilizará en el estudio como base de datos de la red eléctrica de media tensión, para lograr el análisis de los circuitos eléctricos GRD-L3030 y BZN-L3010.

La importancia de este tipo de software es que permite a la distribuidora obtener una mejor comprensión, calidad y organización de los trabajos realizados en campo, lo cual genera un gran apoyo para conocer las ubicaciones de manera exacta de la red eléctrica.

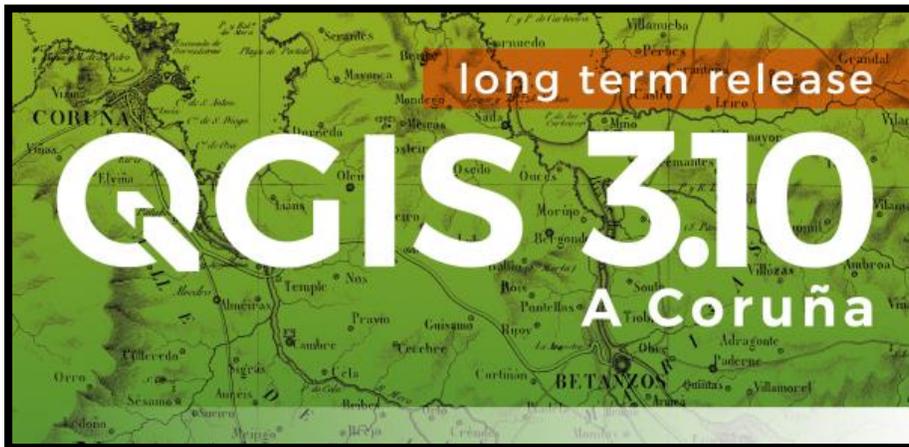


Figura 5. Pantalla de inicio de Quantum Gis (QGIS).

Fuente: Quantum Gis, DN-DS.

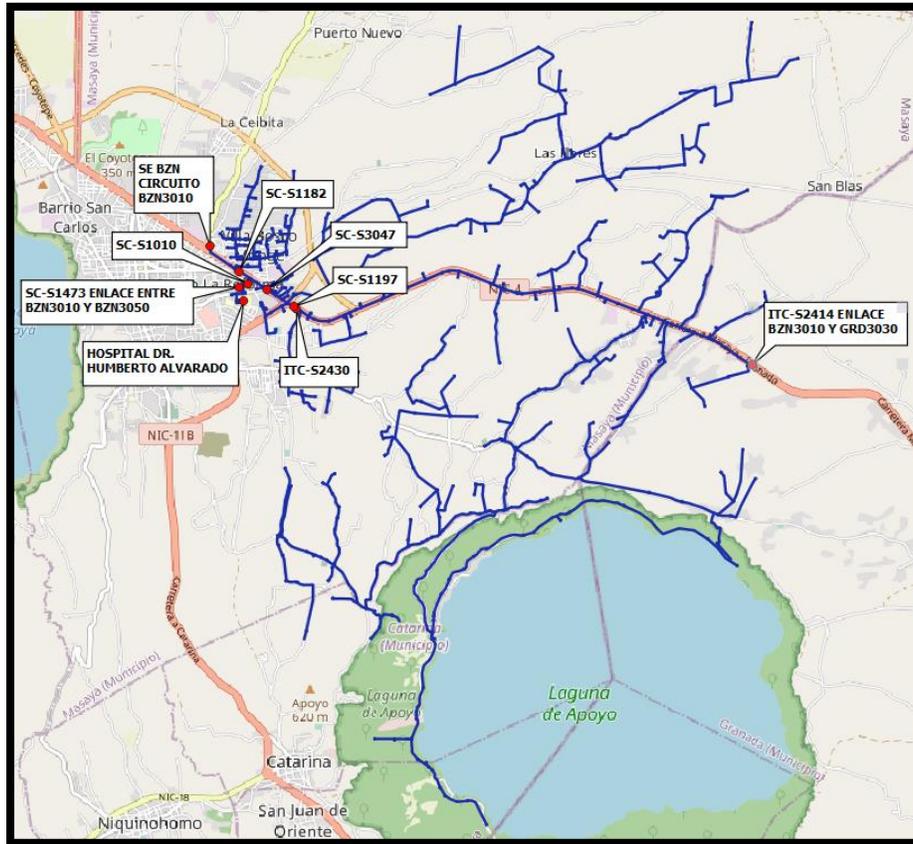


Figura 6. Captura de pantalla del Circuito BZN-L3010.

Fuente: Elaboración propia de montaje de circuito en QGIS.

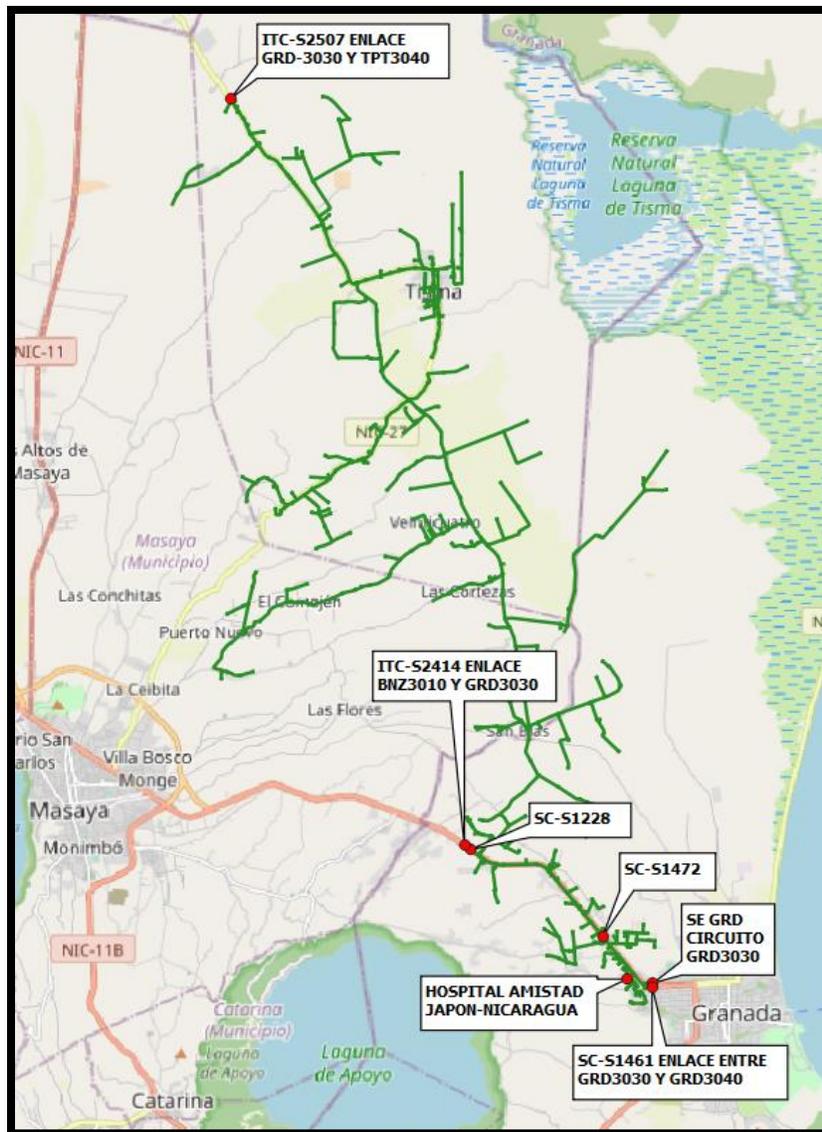


Figura 7. Captura de pantalla del Circuito GRD-L3030.

Fuente: Elaboración propia de montaje de circuito en QGIS.

2.1.2. Google Earth

Google Earth es una aplicación geográfica la cual permite explorar un globo terráqueo virtual, elaborado a partir de múltiples datos cartográficos e imágenes satelitales.

Gracias a su modelado 3D podremos observar la ruta en la que se encuentran los circuitos en estudio, se podrán ver los diferentes relieves del mapa y trazar mediciones.

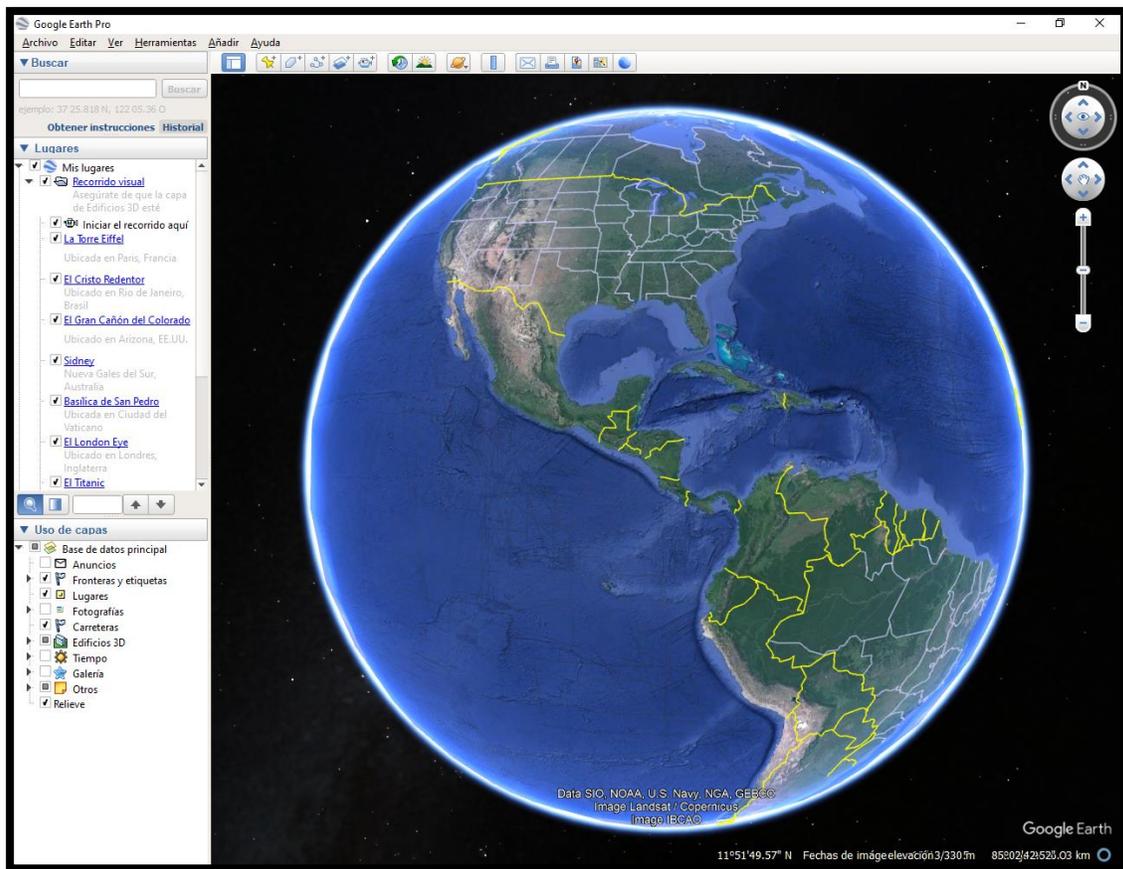


Figura 8. Captura de pantalla de la aplicación Google Earth.

Fuente: Google Earth, DN-DS.

III Capítulo: Estudio de las Redes MT. GRD-L3030 y BZN-L3010.

3.1. Descripción y delimitación de la Subestación Granada.

La subestación Granada se localiza en el departamento de Granada (Sector sur). Cuenta con un transformador de potencia de 40MVA y con un voltaje de 138 kV /13.8 Kv. Además, la subestación eléctrica alimenta cinco salidas de red en media tensión (SMT) con matrículas: GRD-L3030, GRD-L3040, GRD-L3050, GRD-L3060 y GRD-L3070.

3.2. Características técnicas de la red de media tensión GRD-L3030.

La salida de media tensión GRD-L3030 es una red de distribución que se encuentra conectada o alimentada por el transformador de potencia GRD-B3015.

Este circuito actualmente posee una potencia instalada de 13,548 kVA, agrupados en 349 centros de transformación. Posee en su dominio la cantidad de 5,298 clientes asociados.

El circuito de Granada (GRD-L3030) les proporciona el servicio eléctrico a zonas importantes del ámbito agricultor, como los son; Tisma, comunidad Capulín, San Blas y Zambrano, estas poseen bombas eléctricas de riego que en temporada de lluvias sus utilidades se ven reducidas.

En la actualidad el alimentador principal y/o Red troncal, se extiende a lo largo de 27.58 km de red.

Circuito	Tensión (Kv)	Configuración de red			Red Troncal (km)	Red total (km)
		Monofásico	Bifásico	Trifásico		
GRD-L3030	13.8	63.70	3.76	46.04	27.58	141.079

Tabla 1. Configuración de red del circuito GRD-L3030 según su distribución por kilómetros.

Fuente: Archivo de Informe Inventario de red, DN-DS.

Se observa por medio de la Tabla 1, que la composición del circuito es mayormente de red monofásica, siendo representada por un 56% y la parte trifásica por un 41%, siendo esta mayor que la red bifásica equivalente a un 3%.

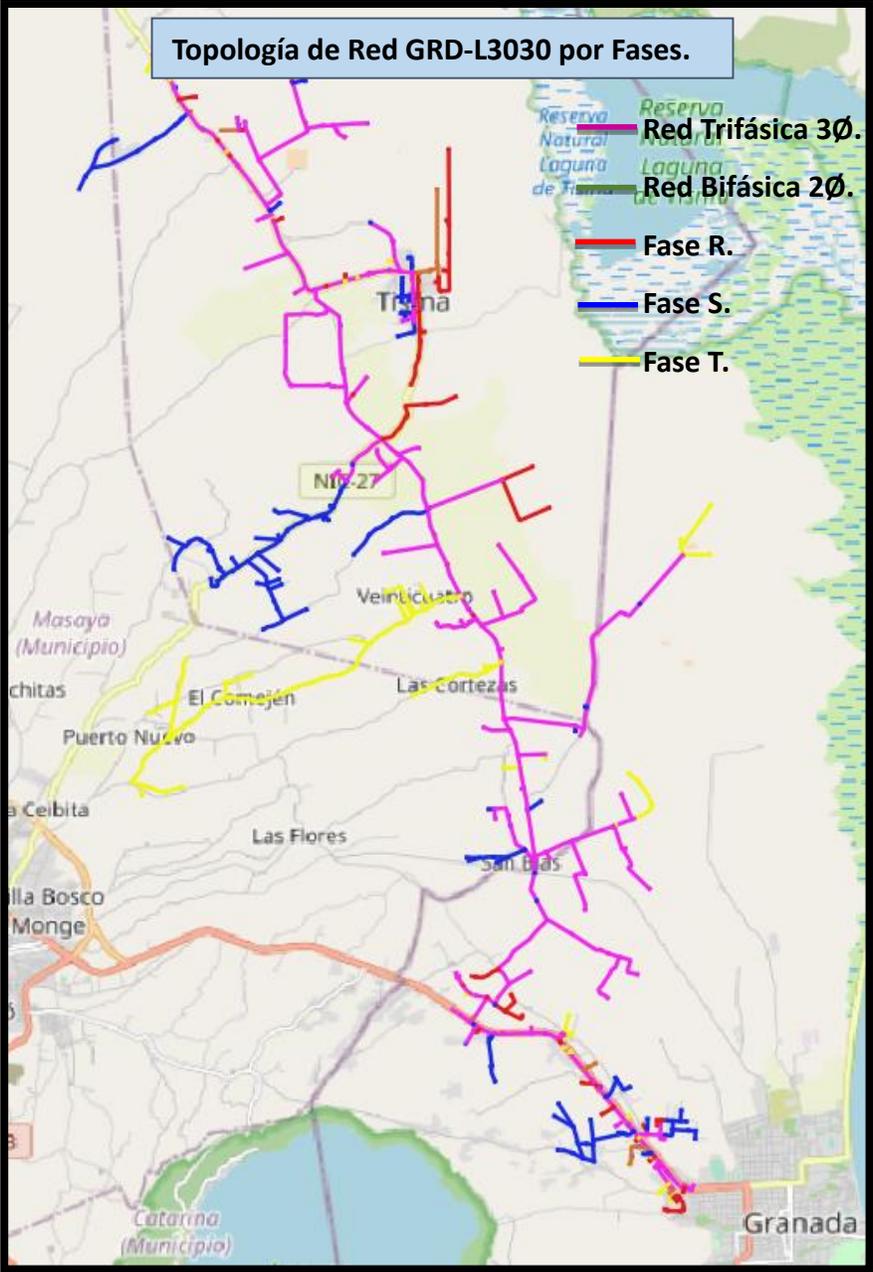


Figura 9. Topología de red por fases del circuito GRD-L3030.

Fuente: Elaboración propia del circuito GRD-L3030 en QGIS.

3.3. Red de Media Tensión.

3.3.1. Red Troncal.

La red troncal se caracteriza principalmente por ser trifásico y por ser el conductor de mayor sección transversal, esta red tiene su origen en el interruptor automático de la subestación y finaliza en el punto frontera de otras redes trocales.

En la actualidad los circuitos de media tensión cuentan con una topología de red definida por el documento Arquitectura de red, implementado por la empresa distribuidora, Disnorte-Dissur.

De la red troncal o alimentador principal se conectan las derivadas y racimos en los cuales van conectados los transformadores de distribución y los servicios particulares suministrados en media tensión. Normalmente son de menor calibre que la red troncal. Los únicos elementos de protección y/o maniobra que deben estar conectados a la red troncal son interruptores telecontrolados (ITC) y seccionadores (SC).

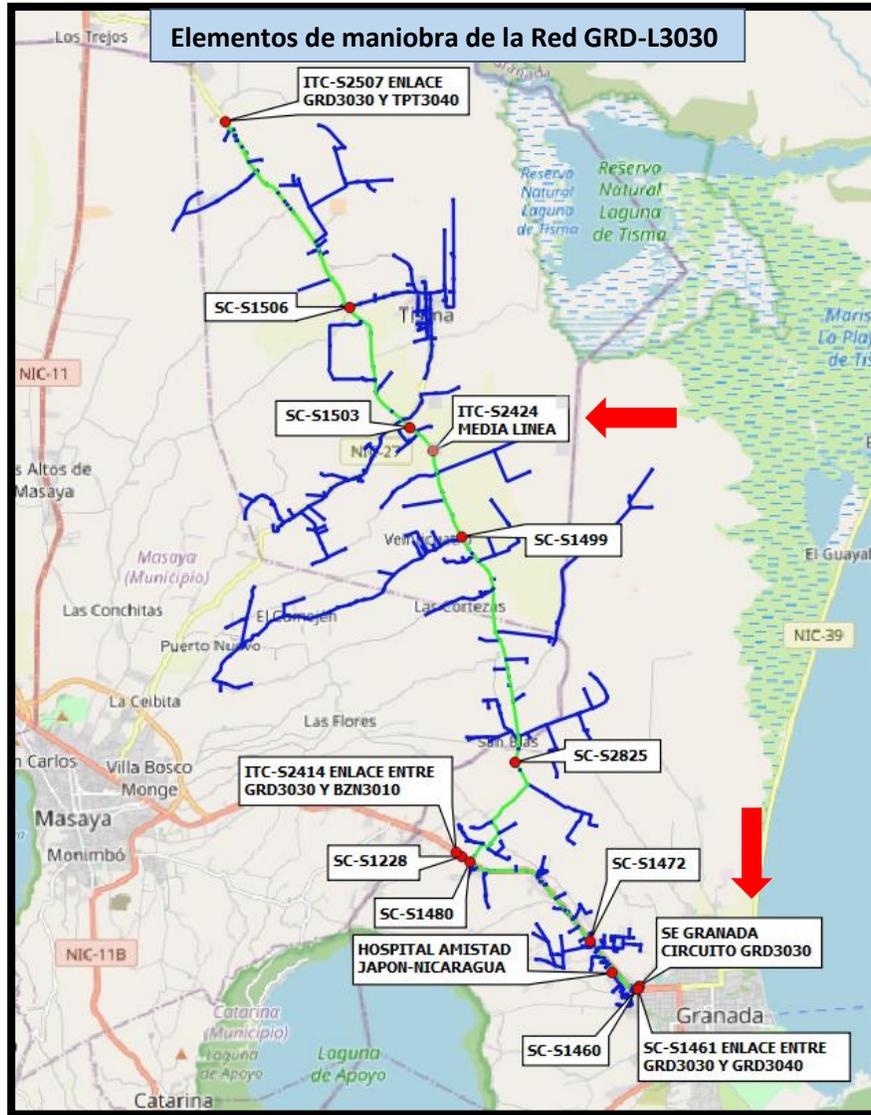


Figura 10. Elementos de maniobra de la red GRD-L3030.

Fuente: Elaboración propia del circuito GRD-L3030 en QGIS.

La red troncal del circuito GRD-L3030 está conformada por un calibre de conductor trifásico #3/0 ACSR. Esto equivale a que la carga demandada por el circuito no puede superar la ampacidad del conductor (315 amperios).

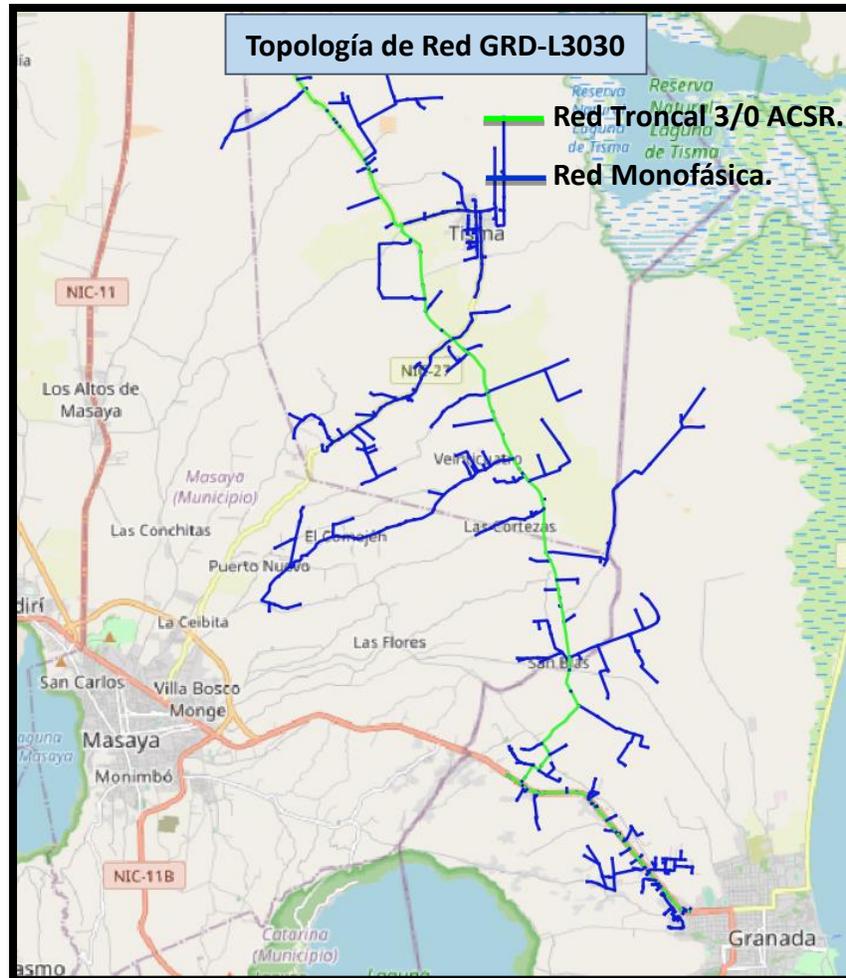


Figura 11. Topología actual de la red troncal del circuito GRD-L3030.

Fuente: Elaboración propia del circuito GRD-L3030 en QGIS.

3.3.2 Derivadas y Subderivadas.

Las líneas derivadas son las que se conectan a la red troncal por medio de los elementos de protección (cortacircuito fusible) y/o seccionamiento (Seccionalizadores, seccionadores), pueden ser elementos monofásicos o trifásicos.

Subderivadas o racimos, son las que se encuentran conectadas a las líneas derivadas por un elemento de protección, y se les denomina de esta forma por lo que alimentan a un menor grupo de transformadores monofásicos.

3.4. Cargabilidad de la red de media tensión GRD-L3030.

La cargabilidad de un circuito se realiza conociendo el valor de ajuste del arranque primario por fase o como también se conoce ajuste de disparo, el cual se logra ajustar por medio de la capacidad que puede asumir el circuito en apoyo a otro mediante las maniobras de retroalimentación³.

La red de media tensión GRD-L3030 logra asumir cargas de retroalimentación de los circuitos adyacentes por medio de los enlaces con GRD-L3040, TPT-L3040 y BZN-L3010, de los cuales únicamente solo puede asumir cargas parciales, por lo que se encuentra limitado el ajuste de disparo debido a la ampacidad del conductor en la red troncal (#3/0 ACSR).

³ Centro de Operación de la Red (COR). Disnorte-Dissur, 2023.

3.4.1. Cargabilidad del interruptor de cabecera GRD-L3030.

Para el mes de agosto del año 2022, el circuito GRD-L3030 registró una demanda máxima equivalente a 152 amperios, lo cual es aproximadamente una demanda de 3.04 MW.

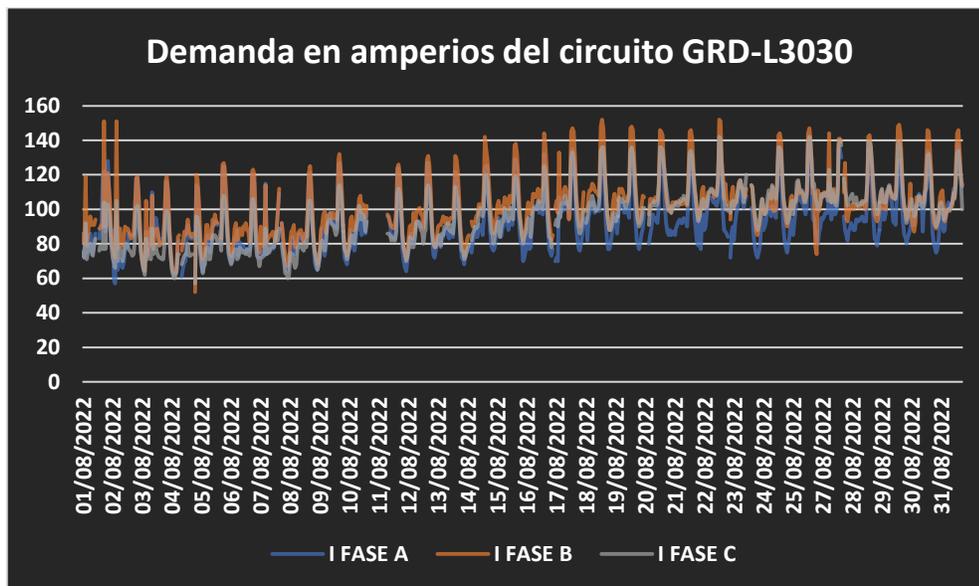


Gráfico 1. Demanda del interruptor de cabecera GRD-L3030 en el mes de agosto 2022.

Fuente: Elaboración propia haciendo uso del Archivo de cargabilidad de los circuitos, DN-DS.

En el gráfico 1. Se observa el comportamiento de la demanda del circuito en horas pico, su aumento se ve reflejado mayormente por la noche, esto se debe a que es un circuito del tipo residencial y turístico.

En la actualidad el interruptor de cabecera GRD-L3030 se encuentra con un ajuste de disparo de 300 amperios para Fase y 120 amperios para Neutro, por lo tanto, se encuentra limitado por la ampacidad del conductor troncal, el cual permite únicamente 315 amperios. Esto quiere decir que el circuito GRD-L3030 solamente puede asumir cargas parciales en apoyo a otros circuitos.

CARGABILIDAD			
Circuito	I Max	Ampacidad del conductor	Porcentaje de apoyo entre circuitos
GRD-L3030	152	315	62%

Tabla 2. Cargabilidad del circuito GRD-L3030.

Fuente: Elaboración propia haciendo uso del archivo cargabilidad de los circuitos, DN-DS.

La tabla 2. Representa el porcentaje de red que puede apoyar el circuito de Granada en estado de contingencia N-1 al circuito BZN-L3010, siendo este de un 62% del Benjamín Zeledón.

Cabe mencionar que en caso de retroalimentación de los circuitos no será posible cumplir con lo que dicta la normativa del servicio eléctrico (NSE) con respecto a los niveles de tensión estipulados, por lo que representaría caídas de tensión al momento de asumir mayores cargas.

En el mes de la demanda máxima del circuito GRD-L3030 la red alcanzó un 51% en operación normal en relación al ajuste del arranque primario, por lo que en estado de retroalimentación el circuito podrá asumir cargas de manera parcial que no sobrepasen los 148 amperios, de lo contrario el interruptor de cabecera actuaría dejando a todo el circuito fuera de servicio.

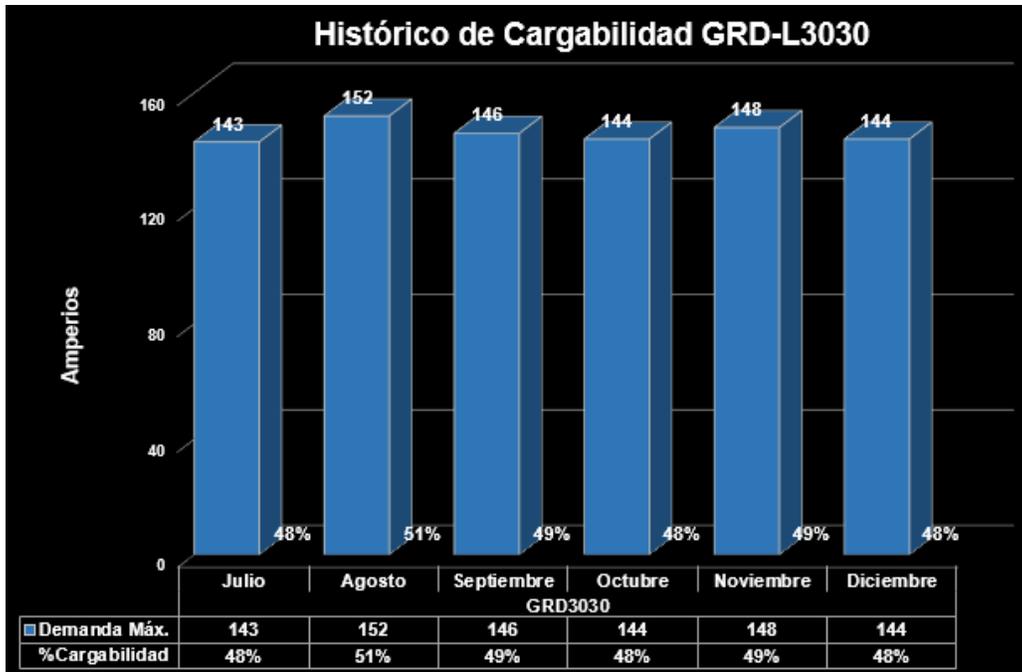


Gráfico 2. Histórico de cargabilidad del interruptor de cabecera GRD-L3030.

Fuente: Elaboración propia haciendo uso del Archivo de cargabilidad de los circuitos, DN-DS.

Cabe destacar que el circuito GRD-L3030 posee en su dominio tres interruptores telecontrolados (ITC). Posee dos interruptores de enlaces: “ITC-S2507 enlace con el circuito TPT-L3040” e “ITC-S2414 enlace con el circuito BZN-L3010” y un ITC de media línea “ITC-S2424” hacia Tisma.

Estos interruptores son utilizados para realizar maniobras de retroalimentación, realizar mediciones de los parámetros eléctricos y proteger las redes ante cualquier tipo de fallo.

3.4.2. Cargabilidad del interruptor telecontrolado ITC-S2424.

El ITC-S2424 trifásico de media línea se encuentra localizado hacia el municipio de “Tisma” perteneciente al departamento de Masaya. Este ITC registro su máxima demanda en el mes de agosto del año 2022.

El ITC se encuentra con un ajuste de disparo de 160 amperios por fase y un ajuste de disparo de 65 amperios para neutro. Esto quiere decir que en el mes de la demanda máxima el ITC-S2424 presento una cargabilidad del 59% con relación al arranque primario por fase, siendo este de 95 amperios.

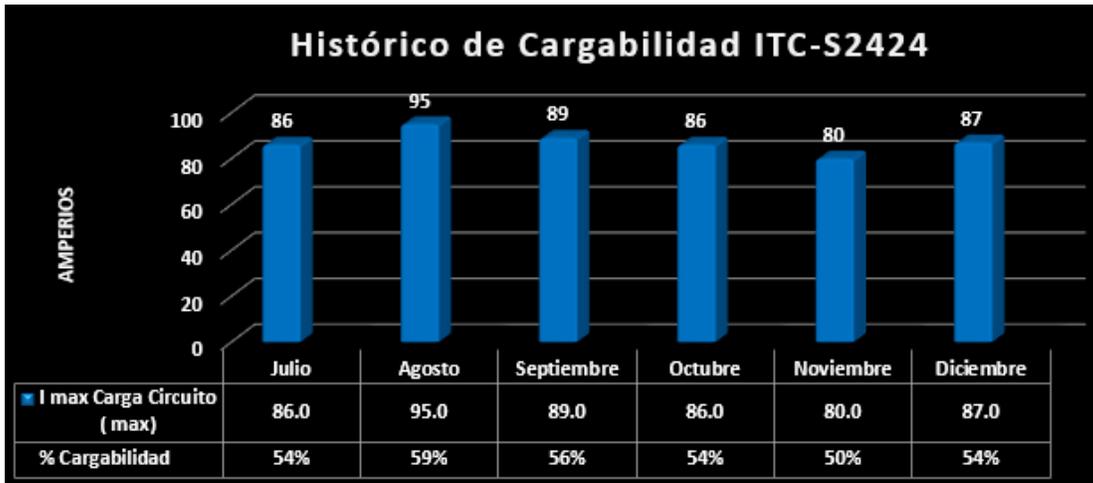


Gráfico 3. Histórico de cargabilidad del interruptor telecontrolado ITC-S2424.

Fuente: Elaboración propia haciendo uso del Archivo de cargabilidad de los ITC, DN-DS.

De acuerdo con el análisis de los resultados de cargabilidad del ITC-S2424, no se considera necesario un aumento en el ajuste de disparo, únicamente se tendrá en consideración realizar balance de cargas.

3.5. Balance de cargas.

El balance de cargas en los sistemas de distribución eléctrica se ve afectado debido a varios factores, como cargas desiguales conectadas a cada fase, problemas en los equipos de distribución, variaciones en la impedancia de las líneas o problemas de conexión.

Los desbalances de carga comúnmente tienen origen en cargas monofásicas por las elevadas corrientes de neutro que pueden llegar a existir en estas redes, llegando a provocar disparos en el interruptor de cabecera de los circuitos.

Es importante destacar que el desequilibrio en un sistema trifásico puede tener efectos adversos, como un mayor calentamiento de los conductores, pérdida de eficiencia, pérdida de capacidad de carga y problemas de calidad de energía. Por lo tanto, es deseable mantener un equilibrio adecuado en las cargas y monitorear el sistema para identificar y corregir cualquier desequilibrio que pueda surgir.

El porcentaje de desbalance en los sistemas de distribución es un indicador importante de la calidad de la energía eléctrica y es de suma importancia llevar un control de estos para poder disminuir las caídas de tensión en los circuitos.

El porcentaje de desbalance se expresa de la siguiente manera:

1. Se obtiene el promedio de los valores de tensión.
2. Se encuentra el valor de mayor desviación, este es la diferencia entre el valor medido y el promedio.
3. Se divide la mayor desviación entre el promedio de todos los valores y se multiplica por 100%.

$$\% = \frac{\text{Max}(I_a - I_{prom}), (I_b - I_{prom}), (I_c - I_{prom})}{I_{prom}} * 100$$

Ecuación 8. Fórmula para calcular el porcentaje de desbalance.

Fuente: Archivo de consolidado de los circuitos. Disnorte-Dissur.

Donde:

℅: Porcentaje de cargabilidad.

Max: Valor de mayor desviación.

I_a, I_b, I_c: Valor medido de corriente por fase.

I_{prom}: Valor de la corriente promedio de las tres fases.

3.5.1. Balance de cargas del circuito GRD-L3030.

La evaluación de desequilibrio en un sistema de distribución se realiza comparando las magnitudes de corriente o voltaje de las fases y considerando las diferencias relativas entre ellas.

Para el mes de agosto del año 2022 el circuito GRD-L3030 presentó su mayor cargabilidad y un desbalance del 8%. Sin embargo, para el mes de diciembre presento su mayor porcentaje de desbalance del 10%.

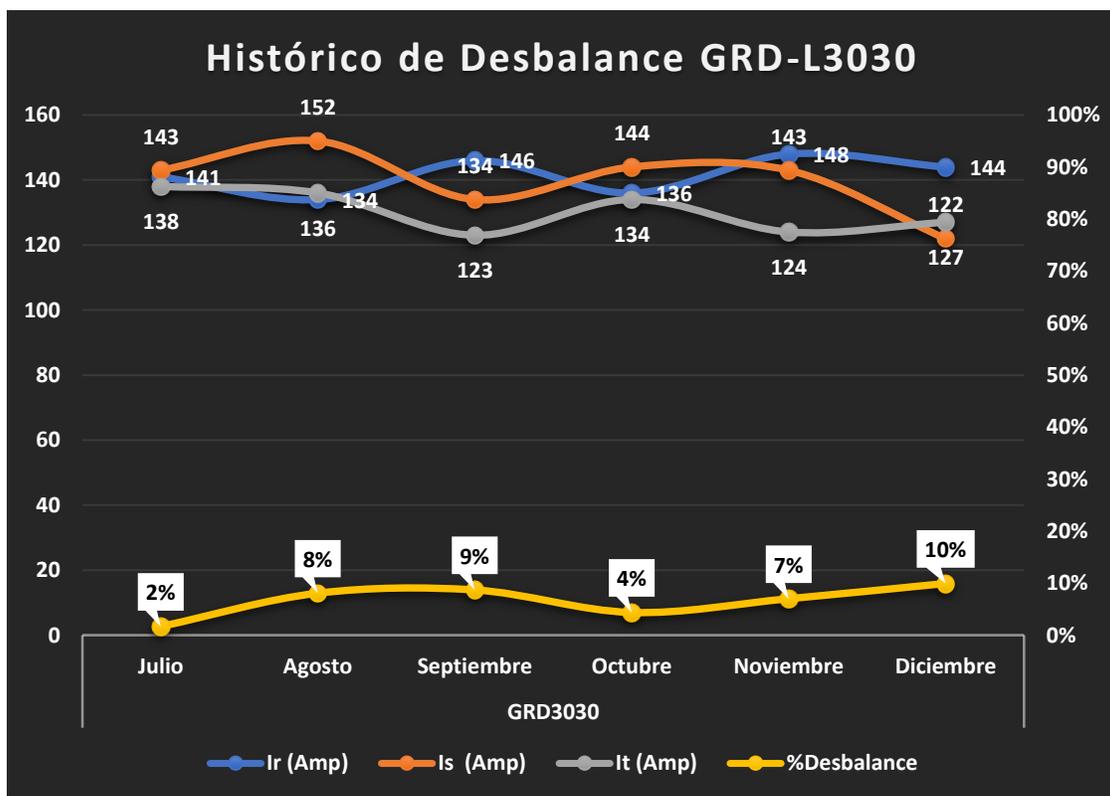


Gráfico 4. Histórico de desbalance del interruptor de cabecera GRD-L3030.

Fuente: Elaboración propia haciendo uso del Archivo de cargabilidad de los circuitos, DN-DS.

En el gráfico 4. Se pueden observar los valores máximos de desbalance que se presentaron en el mes de julio hasta diciembre del año 2022, estos valores se consideraran en demanda máxima por ser los de mayor consumo de corriente.

3.5.2. Balance de cargas del interruptor telecontrolado ITC-S2424.

El interruptor telecontrolado de media línea ITC-S2424 presentó para el mes de agosto del año 2022 su mayor cargabilidad y un desbalance del 43%. Sin embargo, para el mes de septiembre presentó su mayor porcentaje de desbalance del 51%.

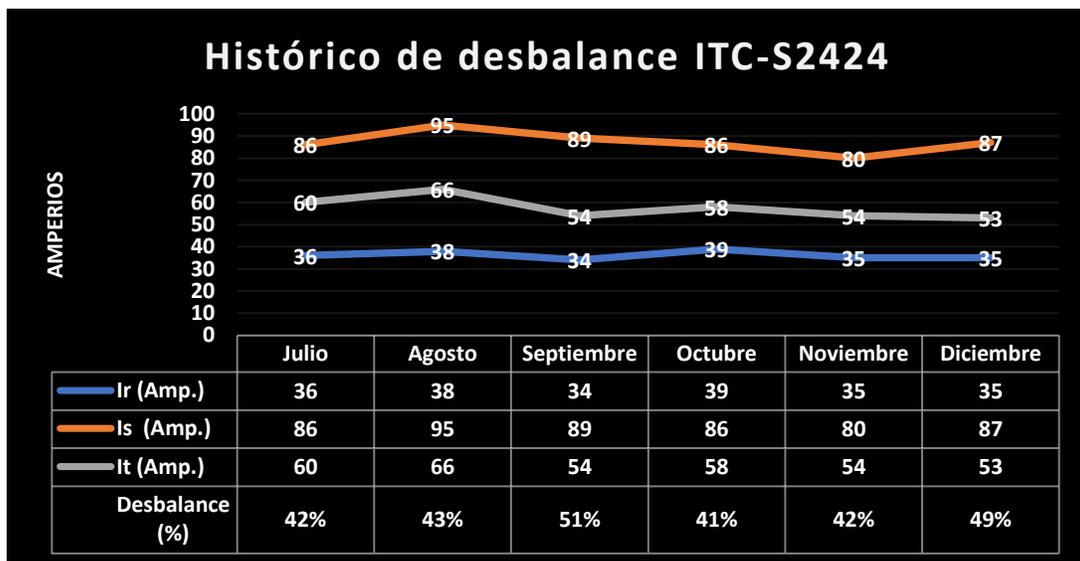


Gráfico 5. Histórico de desbalance del interruptor telecontrolado ITC-S2424.

Fuente: Elaboración propia haciendo uso del Archivo de cargabilidad de los ITC, DN-DS.

En el gráfico 5. Se pueden observar los valores máximos de desbalance que se presentaron en el mes de julio hasta diciembre del año 2022 para el ITC-S2424.

3.7. Corrida de flujo del circuito GRD-L3030 en PSS Sincal.

3.7.1. Caída de tensión.

Uno de los índices principales de la calidad de la energía eléctrica es el voltaje, por lo tanto, se debe de ofrecer a los usuarios dentro de los límites normalizados, (José Juárez, 1995).

En este análisis se considera la retroalimentación del circuito BZN-L3010 en situación de contingencia N-1 retroalimentado por el circuito GRD-L3030, contando como principal carga importante a recuperar el Hospital Humberto Alvarado, situado a inicios del circuito BZN-L3010 y estando opuesto al circuito de Granada.

Ante situación de contingencia N-1 o retroalimentación, el circuito GRD-L3030 asumió carga máxima del circuito BZN-L3010 en el mes de octubre de 2022 equivalente a 17,077 kVA, esto quiere decir que el circuito GRD-L3030 asume casi en su totalidad al circuito BZN-L3010.

La derivada donde se encuentra ubicado el Hospital Humberto Alvarado posee una potencia total instalada en kVA igual a 1,167.5 kVA. Con una cantidad de 94 clientes asociados.

En la condición actual del circuito GRD-L3030 no se cumple con los valores normalizados de niveles de tensión estipulado por la N.S.E para garantizar la calidad del suministro eléctrico ante situación de contingencia N-1.

Por lo tanto, para determinar los niveles de caída de tensión alcanzados en la ubicación del Hospital Humberto Alvarado se realizará una corrida de flujo analizando los diferentes escenarios con las maniobras adecuadas para apreciar los niveles de tensión en el punto.

Para este estudio se consideró la retroalimentación del circuito BZN-L3010 en estado actual evaluándolo en el mes de agosto de 2022, siendo este el mes de su

mayor demanda de energía, por lo que también se evalúa en tres tipos de demanda: demanda máxima, promedio y mínima.

En este caso la demanda máxima es el día 25 de agosto a las 19 horas, la demanda promedio es el día 08 a las 21 horas y la demanda mínima fue el día 20 a las 7 horas.

Escenario	GRD-L3030 apoyo parcial a BZN-L3010 con maniobras actuales			
	Voltaje Mínimo (kV)	% Caída de voltaje	Corriente del circuito (A)	% Cargabilidad del conductor
Max: 19:00 hr	5.99	21%	330	105%
Med: 21:00 hr	6.74	11%	212	67%
Min: 7:00 hr	7.90	0%	41	13%

Tabla 3. Resultados de caída de tensión en situación actual evaluado en tres horarios distintos.

Fuente: Elaboración propia a partir de corrida de Flujo en PSS Sincal.

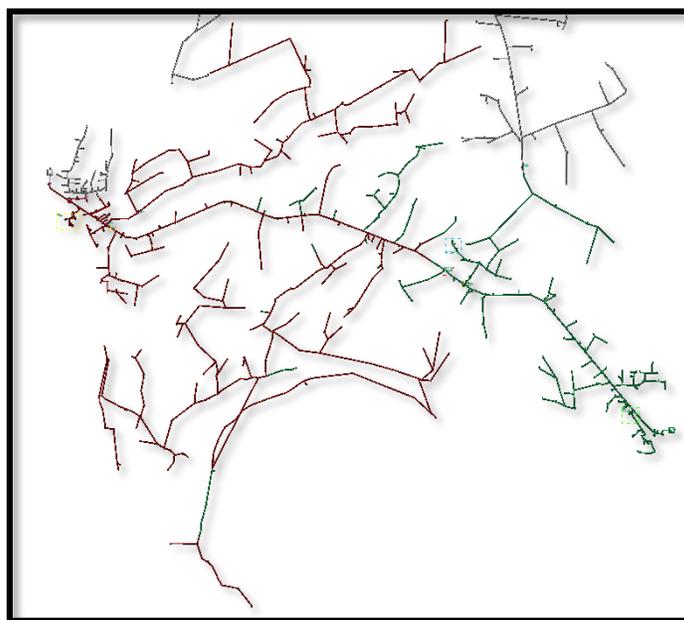


Figura 12. Resultados de caída de tensión en demanda máxima desde la subestación Granada.

Fuente: Elaboración propia a partir de la corrida de Flujo en PSS Sincal.

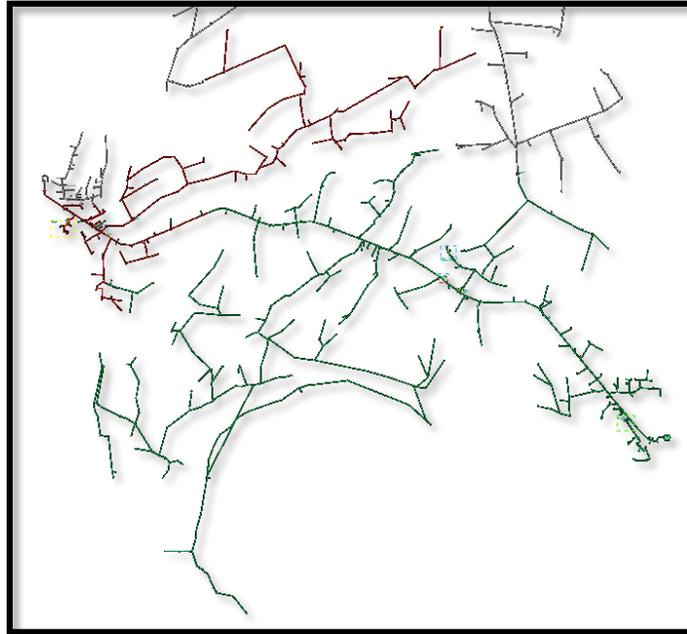


Figura 13. Resultados de caída de tensión en demanda promedio desde la subestación Granada.

Fuente: Elaboración propia a partir de la corrida de Flujo en PSS Sincal.

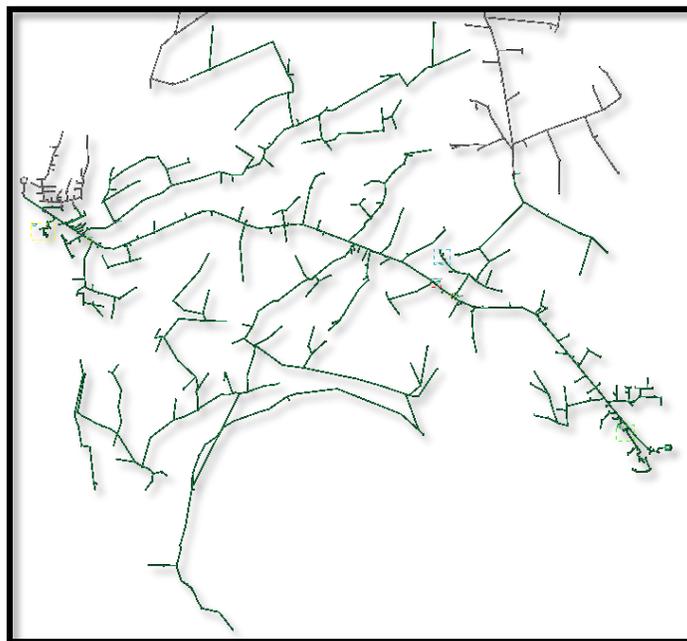


Figura 14. Resultados de caída de tensión en demanda mínima desde la subestación Granada.

Fuente: Elaboración propia a partir de la corrida de Flujo en PSS Sincal.

En la tabla 3. Se pueden observar los valores de voltaje y el porcentaje de caída de tensión en el Hospital Humberto Alvarado en los distintos tiempos de demandas con las maniobras actuales ante el disparo del circuito BZN-L3010 y de la barra de BZN-T8010/BZN-T3010.

De acuerdo con las Figuras 12, 13 y 14. Se observa el comportamiento en los distintos horarios de demanda al momento de realizar las retroalimentaciones, y a como se puede ver, esto quiere decir que únicamente en hora de demanda mínima y en fin de semana (a las 07:00 horas) se logra cumplir con los niveles de voltaje en el Hospital Humberto Alvarado.

En las gráficas se logra ver que las partes en color verde es donde se cumple con los niveles de tensión estipulados por la Normativa del Servicio Eléctrico que dicta del +/-8% de variación de volteeje, mientras que el color rojo es donde los niveles de tensión son inferiores a dicho porcentaje, y las partes de color gris son las cargas no tomadas en consideración por parte de las maniobras de retroalimentación.

Cabe destacar que se consideraron distintos escenarios de maniobras en estado actual de los circuitos para evaluar las caídas de tensión obtenidas en el Hospital Humberto Alvarado y así conocer las principales cargas a considerar en el deslastre o al momento de botar carga para poder cumplir con los niveles de tensión.

Escenario	GRD-L3030 apoyo parcial a BZN-L3010 sin FU-S1191				GRD-L3030 apoyo parcial a BZN-L3010 sin ENACAL, sin FU-S1191			
	Voltaje Mínimo (kV)	% Caída de voltaje	Corriente del circuito (A)	% Cargabilidad del conductor	Voltaje Mínimo (kV)	% Caída de voltaje	Corriente del circuito (A)	% Cargabilidad del conductor
Max: 19:00 hr	6.54	14%	284	90%	6.60	13%	266	84%
Med: 21:00 hr	7.04	7%	187	59%	7.07	7%	177	56%
Min: 7:00 hr	7.91	0%	41	13%	7.92	0%	34	11%

Tabla 4. Situación actual con maniobras de contingencia N-1.

Fuente: Elaboración propia a partir de corrida de Flujo en PSS Sincal.

En la tabla 4. Se pueden observar las distintas maniobras con deslastre de carga para poder apreciar los valores de voltaje y el porcentaje de caída de tensión en el Hospital Humberto Alvarado en los distintos tiempos de demandas.

Las mayores cargas a como se puede apreciar en la tabla 4, es la derivada que alimentan a los pozos de Enacal entre (SC-S1480 y SC-S2825), considerados importantes por el compromiso social hacia la población, ya que son los que suministran agua potable a la comunidad de Tisma. Esta derivación cuenta con una potencia instalada de 1,210 kVA.

Se considera también la carga del FU-S1191, sector hacia las Flores. Esta derivada es extensa y posee una potencia total instalada de 1,507.5 kVA, siendo la mayor parte monofásica con una potencia instalada en la fase T de 1339.17 kVA. Por lo tanto, son derivaciones a tener en consideración al momento de evaluar los parámetros eléctricos.

Las maniobras actuales ante fallas a nivel de circuito y barra para la subestación GRD son las siguientes:

Paso	Maniobras ante disparo de GRD3030
1	Disparo de SMT-BZN-L3030.
	Abrir SC-S2825 El Capulí #1 Santo Domingo 400 mts al norte.
	Cerrar ITC-S2507 Frente a la escuela San Jeronimo en Tisma, enlace GRD3030 y TPT3040.
	Cerrar ITC-S2414 Km 39 carretera Masaya-Granada, enlace BZN3010 y GRD3030.
	Abrir SC-S1460 ubicado en las afueras de la SSEE GRD, salidas de mufa GRD3030.
	Finalizados los trabajos y una vez disponible el interruptor GRD3030 para entrar en servicio.
	Cerrar SC-S1460 ubicado en las afueras de la SSEE GRD, salidas de mufa GRD3030.
	Cerrar SMT-GRD-L3030.
	Abrir ITC-S2414 Km 39 carretera Masaya-Granada, enlace BZN3010 y GRD3030.
	Cerrar SC-S2825 El Capulí #1 Santo Domingo 400 mts al norte.
	Abrir ITC-S2507 Frente a la escuela San Jeronimo en Tisma, enlace GRD3030 y TPT3040.

Figura 15. Maniobras ante disparo del circuito GRD-L3030.

Fuente: Obtenido por medio del documento plan de contingencia GRD-L3030, DN-DS.

Maniobras ante disparo de GRD-T8010/T3010	
1	Abrir SMT-GRD3030.
2	Abrir SMT-GRD3040.
3	Abrir SMT-GRD3050.
4	Abrir SMT-GRD3060.
5	Abrir SMT-GRD3070.
6	Abrir SC-S2825 El Capulí #1 Santo Domingo 400 mts al norte.
7	Cerrar ITC-S2507 Frente a la escuela San Jeronimo en Tisma, enlace GRD3030 y TPT3040.
8	Cerrar ITC-S2414 Km 39 carretera Masaya-Granada, enlace BZN3010 y GRD3030.
9	Abrir ITC-S2423 Empalme El Guanacaste 150 mts al norte.
10	Cerrar SC-S1447 Cementerio de Diriá 250 mts al sur, enlace MTP3030 y GRD3040.
11	Abrir SC-S1424 Entrada a la Comarca El Guayabito.
12	Cerrar SC-S1433 Km 58,8 carretera Granada-Nandaime Las Lomas, enlace NDE3020 y GRD3040.
13	Abrir SC-S1460 (GRD3030), SC-S1377 (GRD3040) SC-S1229 (GRD3050) SC-S1273 (GRD3060) SC-S1278 (GRD3070) salidas de mufa.
Una vez confirmada la disponibilidad de la barra de SSEE Granada.	
1	Cerrar SC-S1460 (GRD3030), SC-S1377 (GRD3040) SC-S1229 (GRD3050) SC-S1273 (GRD3060) SC-S1278 (GRD3070) salidas de mufa.
2	Abrir SMT-GRD3040.
3	Abrir SMT-GRD3050.
4	Abrir SMT-GRD3060.
5	Abrir SMT-GRD3070.
6	Cerrar SC-S1424 Entrada a la Comarca El Guayabito.
7	Abrir SC-S1433 Km 58,8 carretera Granada-Nandaime Las Lomas, enlace NDE3020 y GRD3040.
8	Cerrar ITC-S2423 Empalme El Guanacaste 150 mts al norte.
9	Abrir SC-S1447 Cementerio de Diriá 250 mts al sur, enlace MTP3030 y GRD3040.
10	Abrir SMT-GRD3030.
11	Abrir ITC-S2414 Km 39 carretera Masaya-Granada, enlace BZN3010 y GRD3030.
12	Cerrar SC-S2825 El Capulí #1 Santo Domingo 400 mts al norte.
13	Abrir ITC-S2507 Frente a la escuela San Jeronimo en Tisma, enlace GRD3030 y TPT3040.

Figura 16. Maniobras ante disparo de barra GRD-T8010/T3010.

Fuente: Obtenido por medio del documento plan de contingencia GRD-L3030, DN-DS.

3.7.2. Pérdidas Técnicas.

Una vez realizada la corrida de flujo y evaluado los parámetros eléctricos al circuito GRD-L3030 se extraen los valores de las pérdidas por transporte en las líneas de media tensión del circuito.

Pérdidas técnicas de Media tensión, agosto 2022.	
Salida MT	Pérdidas técnicas [kWh/mes]
GRD-L3030	56,546.01

Tabla 5. Pérdidas técnicas del circuito GRD-L3030 en el mes de agosto de 2022.

Fuente: Elaboración propia a partir de la corrida de Flujo en PSS Sincal.

A partir de la tabla 5. se logran observar las pérdidas en las líneas del circuito GRD-L3030 en el mes de agosto del año 2022.

Circuito	Energía Extraída [MWh/mes]	Energía Facturada [MWh/mes]	Pérdidas técnicas [MWh/mes]	Pérdidas no técnicas [MWh/mes]	Pérdidas totales del circuito [MWh/mes]
GRD-L3030	1,490.39	910.17	56.55	523.68	580.22

Tabla 6. Pérdidas técnicas y no técnicas del circuito GRD-L3030 en el mes de agosto de 2022.

Fuente: Elaboración propia a partir de la corrida de Flujo en PSS Sincal.

% de pérdidas técnicas	% de pérdidas no técnicas	% totales del circuito
4%	35%	39%

Tabla 7. Porcentaje de pérdidas técnicas y no técnicas del circuito GRD-L3030.

Fuente: Elaboración propia a partir de la corrida de Flujo en PSS Sincal.

Mediante las tablas 6 y 7. Se aprecian las pérdidas técnicas y no técnicas equivalentes al circuito de granada, obtenidos mediante la energía extraída y facturada del circuito GRD-L3030 en el mes de agosto del año 2022. De igual manera se logran observar los porcentajes de pérdidas técnicas obtenidos mediante las corridas de flujo en PSS Sincal.

3.8. Descripción y delimitación de la Subestación Benjamín Zeledón.

La subestación benjamín Zeledón se localiza en el departamento de Masaya (Sector sur). Cuenta con un transformador de potencia de 40MVA y con un voltaje de 138 kV/13.8 Kv. Además, la subestación eléctrica alimenta cinco salidas de red en media tensión (SMT) con matrículas: BZN-L3010, BZN-L3020, BZN-L3030, BZN-L3040 y BZN-L3050.

3.8.1. Características técnicas de la red de media tensión BZN-L3010.

La salida de media tensión BZN-L3010 es una red de distribución que se encuentra conectada o alimentada por el transformador de potencia BZN-T8010.

Este circuito actualmente posee una potencia instalada de 17,161.5 kVA, agrupados en 424 centros de transformación. Además, posee en su dominio 11,060 clientes asociados. Además, el circuito de Benjamín Zeledón (BZN-L3010) cuenta con lugares importantes como: Villa Bosco Monje, Laguna de Apoyo y las Flores.

En la actualidad el alimentador principal y/o Red troncal, se extiende a lo largo de 9.38 km de red.

Circuito	Tensión (Kv)	Configuración de red			Red Troncal (km)	Red total (km)
		Monofásico	Bifásico	Trifásico		
BZN-L3010	13.8	91.42	1.45	21.16	9.38	123.42

Tabla 8. Configuración de red del circuito BZN-L3010 según su distribución por kilómetros.

Fuente: Archivo de Informe de Inventario de red, DN-DS.

Se observa por medio de la Tabla 8. que la composición del circuito es mayormente de red monofásica, siendo representada por un 80% y la parte trifásica por un 19%, siendo esta mayor que la red bifásica equivalente a un 1%.

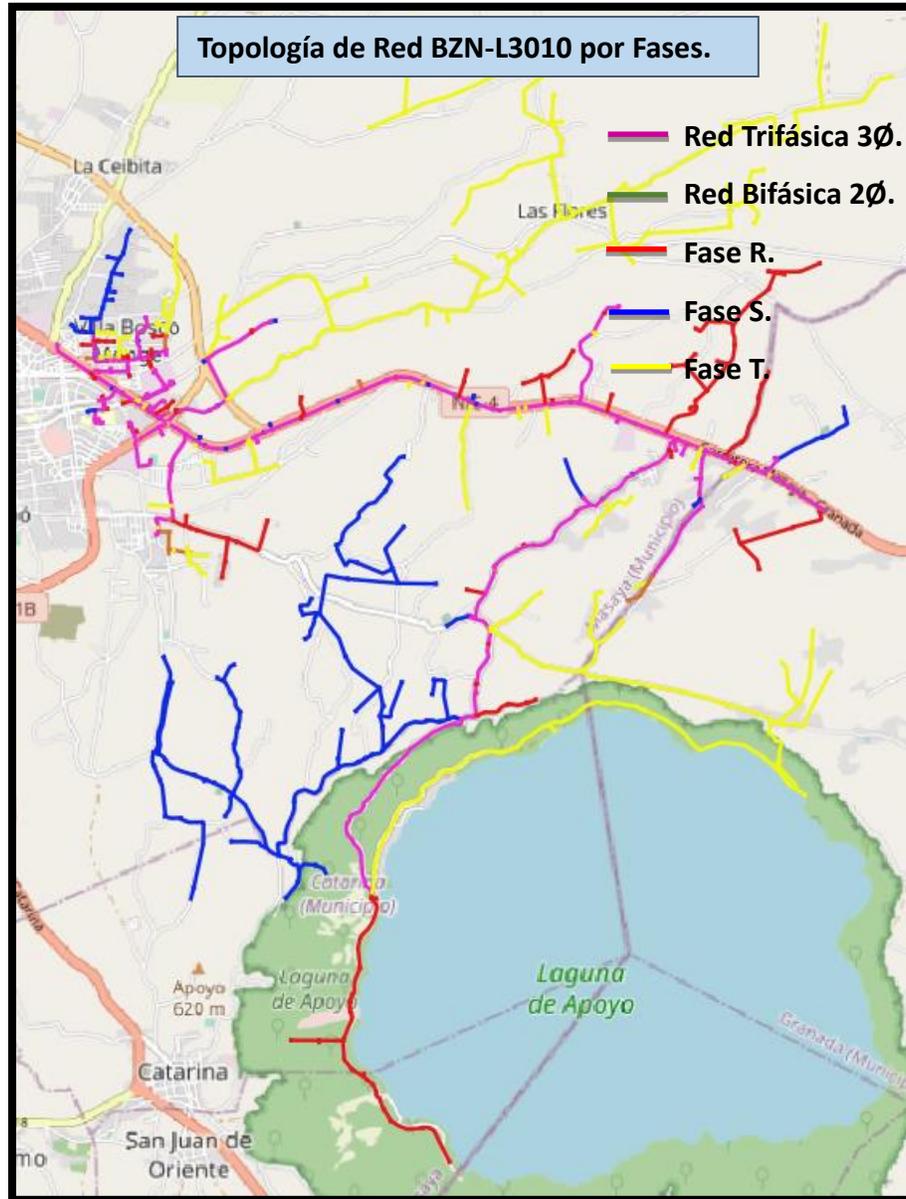


Figura 17. Topología de red por fases del circuito BZN-L3010.

Fuente: Elaboración propia del circuito BZN-L3010 en QGIS.

3.8.2. Red Troncal del circuito BZN-L3010.

La red troncal del circuito BZN-L3010 está conformada por distintos calibres de conductor trifásico #336.4 ACSR, #3/0 ACSR, #1/0 ACSR. Esto equivale a que la carga demandada por el circuito no debería superar la ampacidad del conductor trifásico (240 amperios) debido a la existencia de un tramo instalado en la red troncal de calibre #1/0 ACSR.

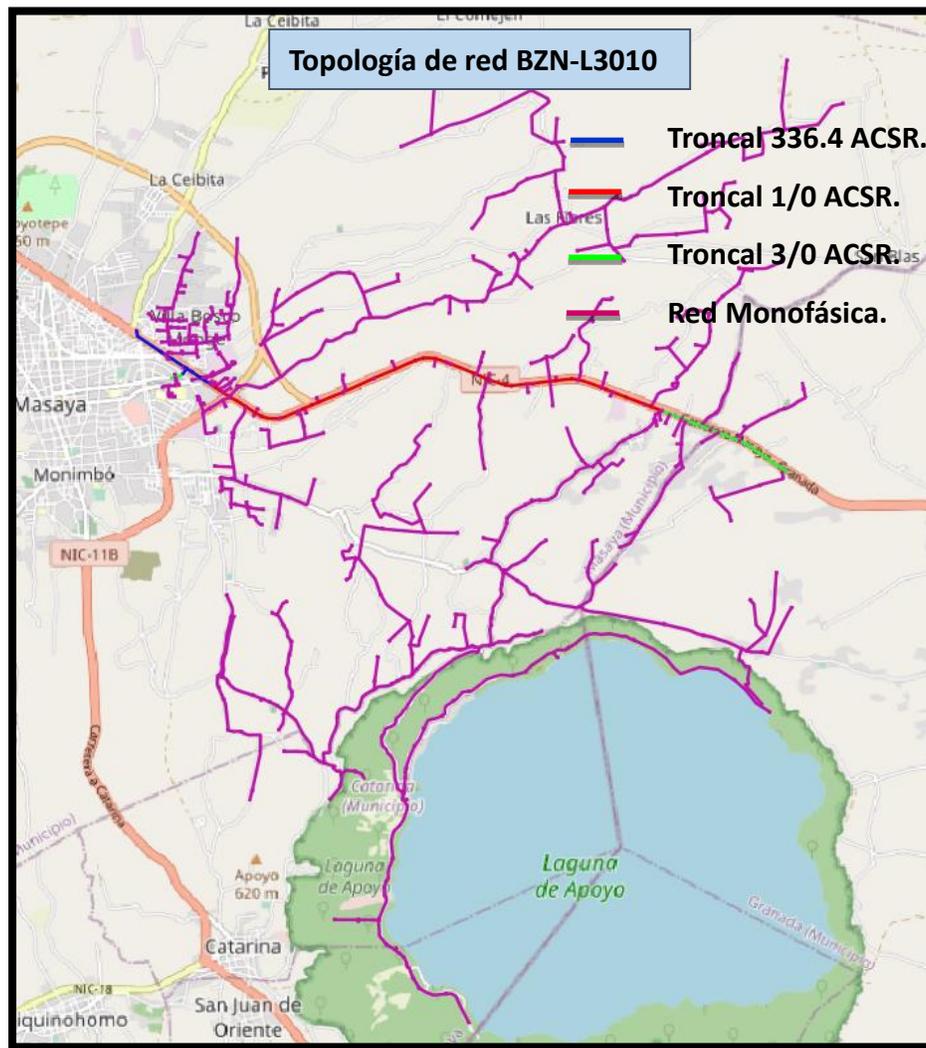


Figura 18. Topología actual de la red troncal del circuito BZN-L3010.

Fuente: Elaboración propia del circuito BZN-L3010 en QGIS.

Cabe destacar que mientras menor sean los tipos de calibres conductores en la red troncal del circuito, esto equivale a mayores caídas de tensión en la red, debido a que presentan una mayor resistencia al paso de la corriente con respecto al calibre conductor #336.4 ACSR o al #3/0 ACSR.

No obstante, esto también representa un límite al momento de realizar maniobras de retroalimentación para poder dar respaldo a otros circuitos en planes de contingencias.

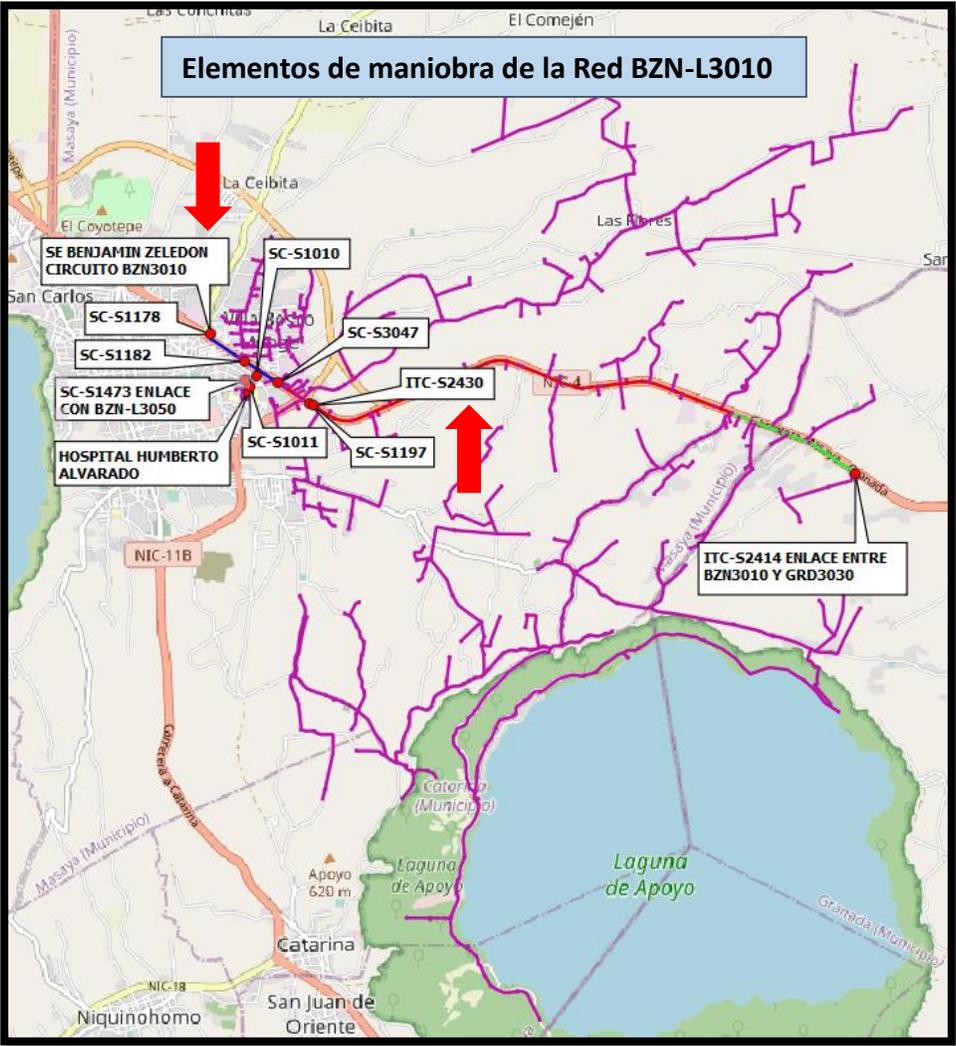


Figura 19. Elementos de maniobra de la red BZN-L3010.

Fuente: Elaboración propia del circuito BZN-L3010 en QGIS.

3.9. Cargabilidad de la red de media tensión BZN-L3010.

La red de media tensión BZN-L3010 logra asumir cargas de retroalimentación de los circuitos adyacentes por medio de los enlaces con BZN-L3050 y GRD-L3050, de los cuales únicamente solo puede asumir cargas parciales, por lo que se encuentra limitado el ajuste de disparo debido a la ampacidad de los conductores en la red troncal.

3.9.1. Cargabilidad del interruptor de cabecera BZN-L3010.

Para el mes de octubre del año 2022, el circuito BZN-L3010 registró una demanda máxima equivalente a 264 amperios, lo cual es aproximadamente una demanda de 5.28 MW.

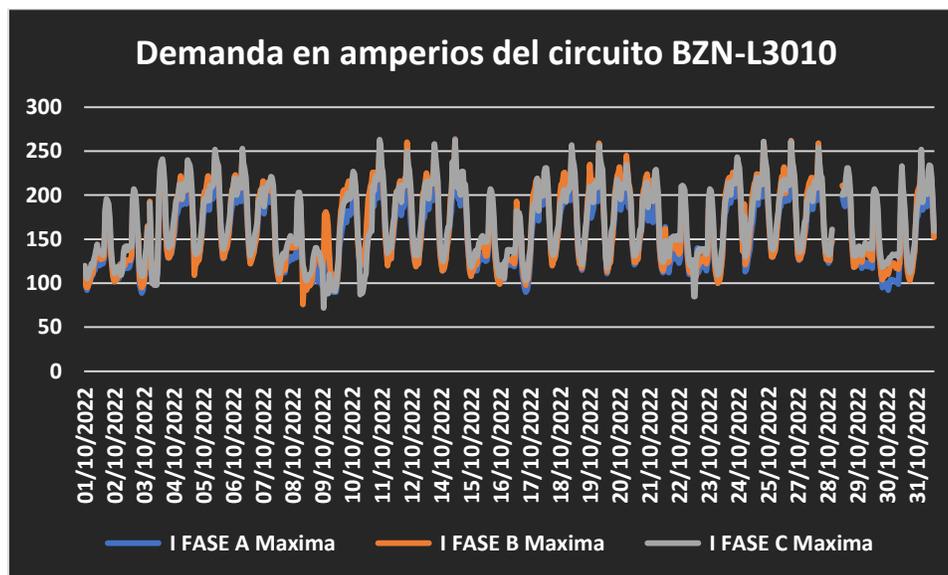


Gráfico 6. Demanda del interruptor de cabecera BZN-L3010 en el mes de octubre 2022.

Fuente: Elaboración propia haciendo uso del Archivo de cargabilidad de los circuitos, DN-DS.

En la actualidad el interruptor de cabecera BZN-L3010 se encuentra con un ajuste de disparo de 396 amperios para Fase y 156 para Neutro, permitido por el conductor trocal que se encuentra cercano a la salida de la subestación (336.4 ACSR), con soporte de ampacidad de 530 amperios. No obstante, el circuito BZN-L3010 solamente puede asumir cargas parciales en apoyo a otros circuitos.

CARGABILIDAD			
Circuitos	I Max	Ampacidad del conductor	Porcentaje de apoyo entre circuitos
BZN-L3010	264	315	34%

Tabla 9. Cargabilidad del circuito BZN-L3010.

Fuente: Elaboración propia haciendo uso del archivo cargabilidad de los circuitos, DN-DS.

La tabla 9. Representa el porcentaje de red que puede apoyar el circuito de Benjamín Zeledón en estado de contingencia N-1 al circuito GRD-L3030, siendo este de un 34% del Granada.

En el mes de la demanda máxima del circuito BZN-L3010 la red obtuvo un 67% en operación normal en relación al ajuste del arranque primario, por lo que en estado de retroalimentación el circuito podrá asumir cargas de manera parcial que no sobrepasen los 132 amperios, de lo contrario el interruptor de cabecera actuaría dejando a todo el circuito fuera de servicio.

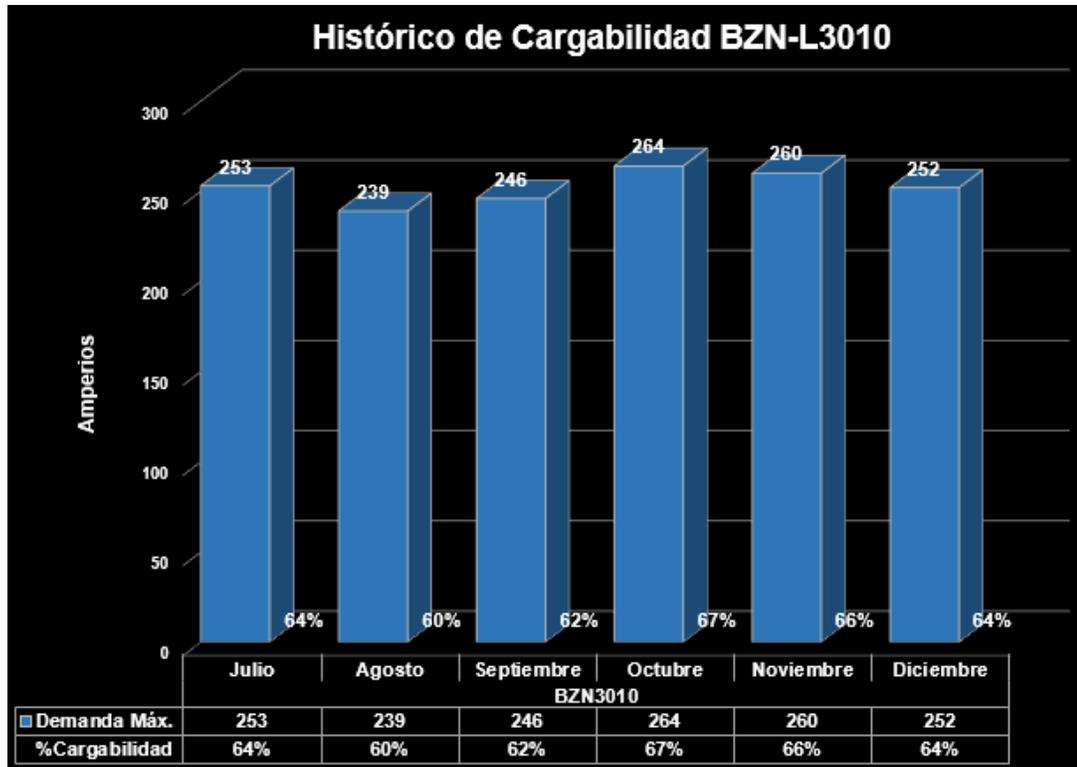


Gráfico 7. Histórico de cargabilidad del interruptor de cabecera BZN-L3010.

Fuente: Elaboración propia haciendo uso del Archivo de cargabilidad de los circuitos, DN-DS.

Cabe destacar que el circuito BZN-L3010 posee en su dominio un interruptor telecontrolado de media línea ITC-S2430, su propósito es proteger la red eléctrica ante fallos, realizar mediciones de los parámetros eléctricos y realizar maniobras de retroalimentación.

3.9.2. Cargabilidad del interruptor telecontrolado ITC-S2430.

El ITC-S2430 trifásico de media línea se encuentra localizado por la rotonda Las Flores, carretera a Granada perteneciente al departamento de Masaya. Este ITC registro su máxima demanda en el mes de julio del año 2022.

El ITC se encuentra con un ajuste de disparo de 230 amperios por fase y un ajuste de disparo de 115 amperios para neutro. Esto quiere decir que en el mes de la demanda máxima el ITC-S2430 presentó una cargabilidad del 66% con relación al arranque primario por fase, siendo este de 151 amperios.

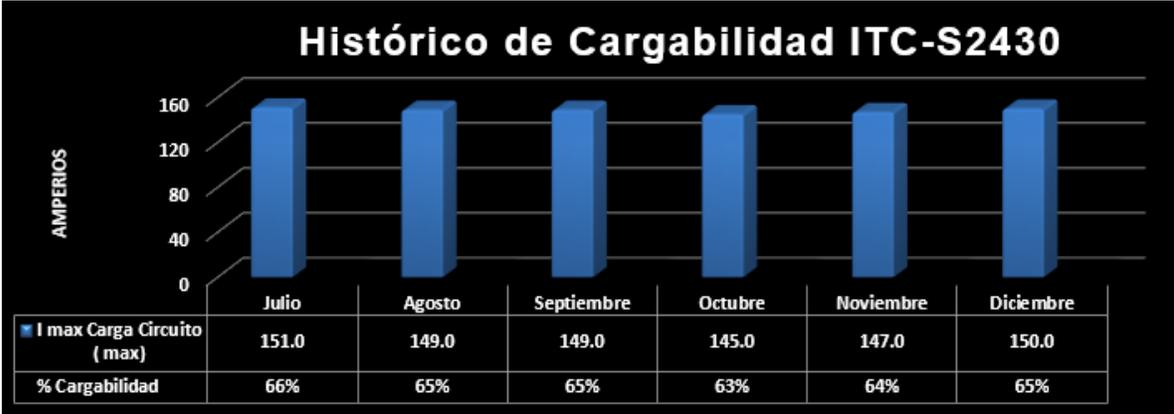


Gráfico 8. Histórico de cargabilidad del interruptor telecontrolado ITC-S2430.

Fuente: Elaboración propia haciendo uso del Archivo de cargabilidad de los ITC, DN-DS.

De acuerdo con el análisis de los resultados de cargabilidad del ITC-S2430, no se considera necesario un aumento en el ajuste de disparo, únicamente se tendrá en consideración realizar balance de cargas.

3.10. Balance de cargas del circuito BZN-L3010.

Para el mes de octubre del año 2022 el circuito BZN-L3010 presentó su mayor cargabilidad y un desbalance del 0%. Sin embargo, para el mes de agosto presento su mayor porcentaje de desbalance con un 5%.

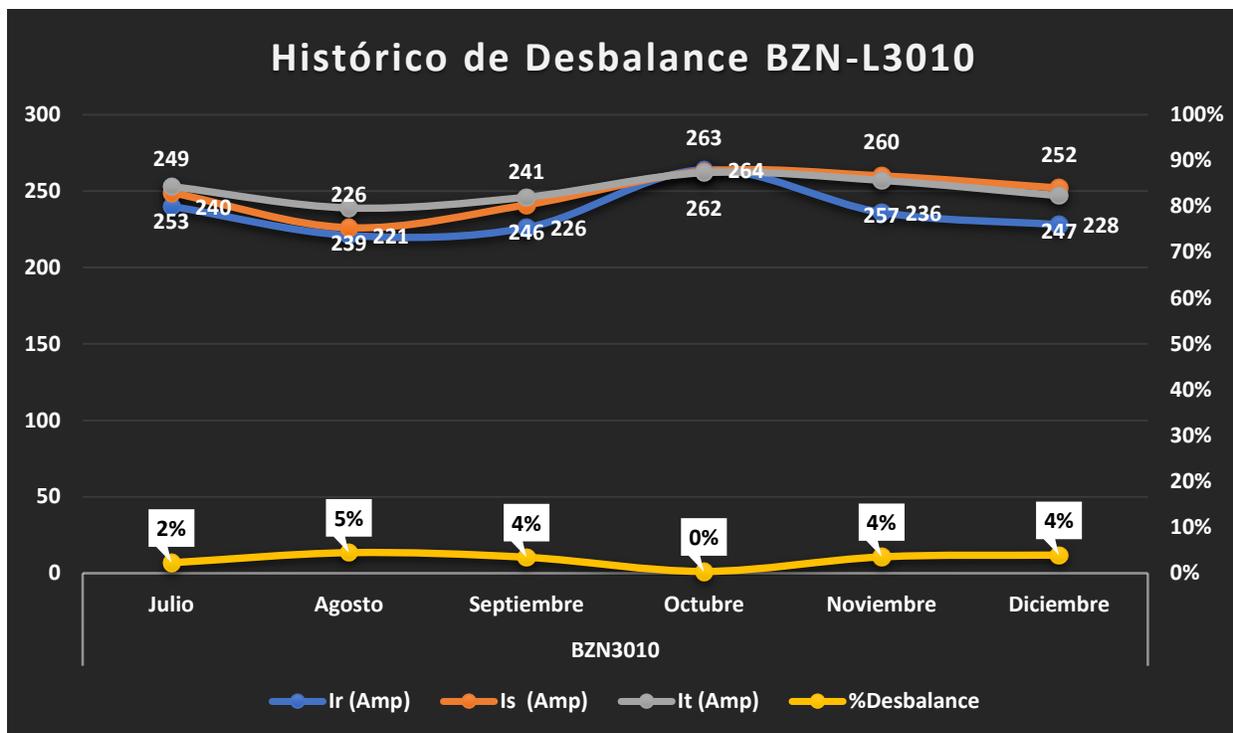


Gráfico 9. Histórico de desbalance del interruptor de cabecera BZN-L3010.

Fuente: Elaboración propia utilizando Archivo de cargabilidad de los circuitos, DN-DS.

En el gráfico 9. Se pueden observar los valores máximos de desbalance que se presentaron en el mes de julio hasta diciembre del año 2022, estos valores se consideraran en demanda máxima por ser los de mayor consumo de corriente.

Cabe destacar que la gráfica muestra el cumplimiento de los niveles de tensión establecidos por la Normativa del Servicio Eléctrico, siendo de $\pm 8\%$.

3.10.1. Balance de cargas del interruptor telecontrolado ITC-S2430.

El interruptor telecontrolado de media línea ITC-S2430 presentó para el mes de julio del año 2022 su mayor cargabilidad y un desbalance del 39%. Sin embargo, para el mes de septiembre y diciembre presentó su mayor porcentaje de desbalance del 40%.

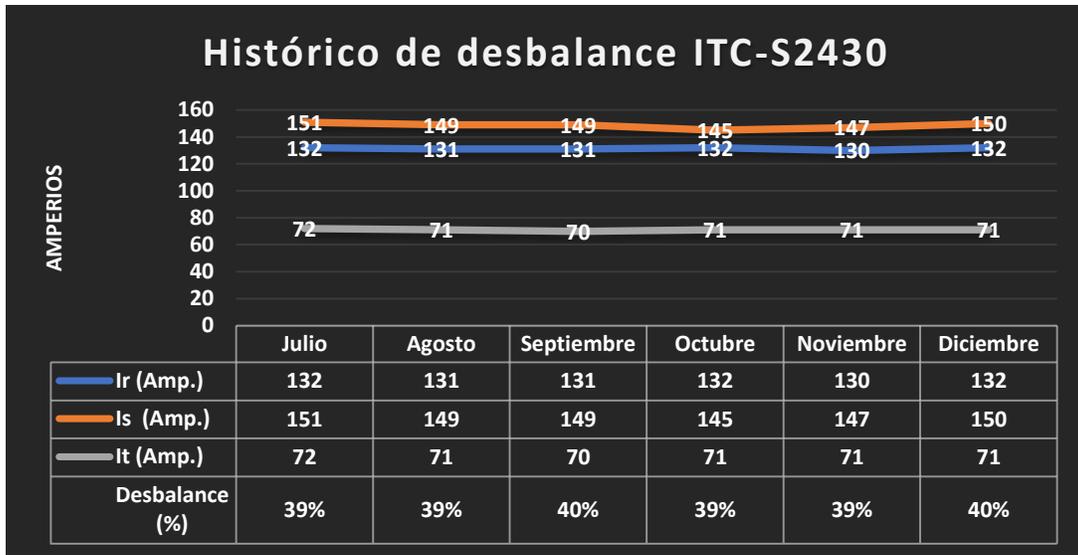


Gráfico 10. Histórico de desbalance del interruptor telecontrolado ITC-S2430.

Fuente: Elaboración propia utilizando Archivo de cargabilidad de los ITC, DN-DS.

En el gráfico 10. Se pueden observar los valores máximos de desbalance que se presentaron en el mes de julio hasta diciembre del año 2022 para el ITC-S2430.

3.11. Corrida de flujo del circuito BZN-L3010 en PSS Sincal.

3.11.1. Caída de tensión.

En este análisis se considera la retroalimentación del circuito GRD-L3030 en situación de contingencia N-1 retroalimentado por el circuito BZN-L3010, contando como principal carga importante a recuperar el Hospital Amistad Japón, situado a inicios del circuito GRD-L3030 y estando opuesto a la subestación Benjamín Zeledón.

Ante situación de contingencia N-1 o retroalimentación, el circuito BZN-L3010 asumió una carga máxima del circuito GRD-L3030 para el mes de octubre de 2022 equivalente a 8,803 kVA, esto quiere decir que el circuito BZN-L3010 asume aproximadamente un 60% del circuito GRD-L3030.

Esto es debido a que el circuito posee una mayor cantidad de red, lo cual indica que es requerido del apoyo del circuito TPT-L3040 para poder asumir la carga parcial del GRD-L3030.

La derivada donde se encuentra ubicado el Hospital Amistad Japón de Granada posee una potencia total instalada en kVA igual a 1,827.5 kVA. Con una cantidad de 198 clientes asociados a la derivada.

En la condición actual del circuito BZN-L3010 se logra cumplir con los valores normalizados de niveles de tensión estipulado por la N.S.E para garantizar la calidad del suministro eléctrico ante situación de contingencia N-1 aún en demanda máxima del circuito.

Por lo tanto, para determinar los niveles de caída de tensión alcanzados en la ubicación del Hospital Humberto Alvarado se realizará una corrida de flujo analizando los diferentes escenarios con las maniobras adecuadas para apreciar los niveles de tensión en el punto.

Para este estudio se consideró la retroalimentación del circuito GRD-L3030 en estado actual evaluado en el mes de agosto de 2022, siendo este el mes su mayor demanda de energía, por lo que también se evalúa en tres tipos de demanda: demanda máxima, promedio y mínima.

En este caso la demanda máxima es el día 25 de agosto a las 19 horas, la demanda promedio es el día 08 a las 21 horas y la demanda mínima fue el día 20 a las 7 horas.

Escenario	BZN-L3010 apoyo parcial a GRD-L3030 con Maniobras actuales			
	Voltaje Mínimo (kV)	% Caída de voltaje	Corriente del circuito (A)	% Cargabilidad del conductor
Max: 19:00 hr	7.09	7%	309	98%
Med: 21:00 hr	7.44	2%	213	68%
Min: 7:00 hr	7.66	0%	42	13%

Tabla 10. Resultados de caída de tensión en situación actual evaluado en tres horarios distintos.

Fuente: Elaboración propia a partir de corrida de Flujo en PSS Sincal.

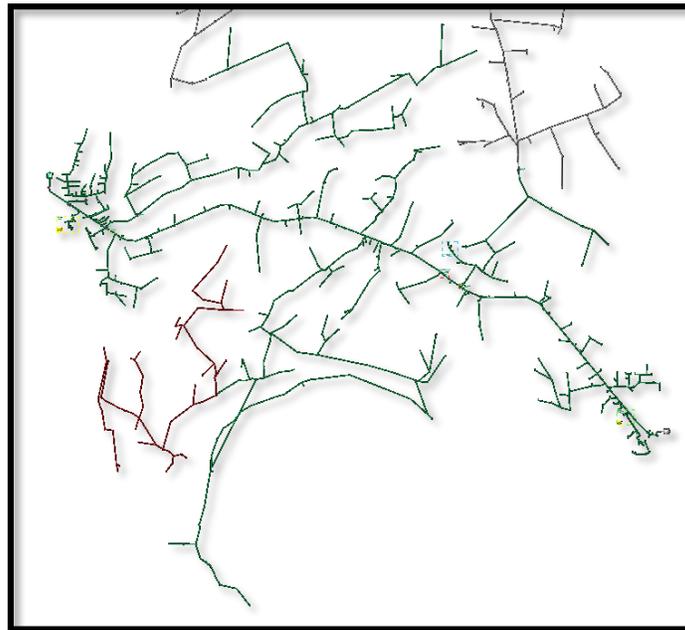


Figura 20. Resultados de caída de tensión en demanda máxima desde la subestación Benjamín Zeledón.

Fuente: Elaboración propia a partir de la corrida de Flujo en PSS Sincal.



Figura 21. Resultados de caída de tensión en demanda promedio desde la subestación Benjamín Zeledón.

Fuente: Elaboración propia a partir de la corrida de Flujo en PSS Sincal.

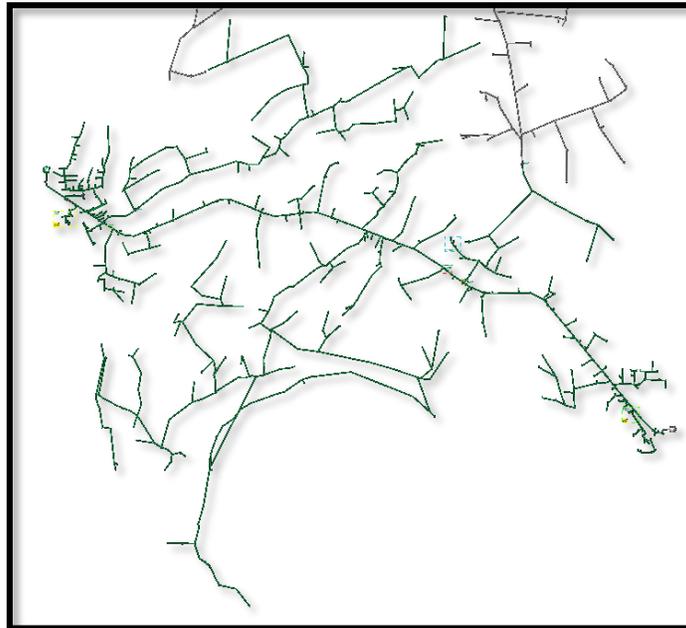


Figura 22. Resultados de caída de tensión en demanda mínima desde la subestación Benjamín Zeledón.

Fuente: Elaboración propia a partir de la corrida de Flujo en PSS Sincal.

En la tabla 10. Se pueden observar los valores de voltaje y el porcentaje de caída de tensión en el Hospital Amistad Japón en los distintos tiempos de demandas con las maniobras actuales ante el disparo del circuito GRD-L3030 y de la barra de GRD-T8010/GRD-T3010.

De acuerdo con las Figuras 20, 21 y 22. Se observa el comportamiento en los distintos horarios de demanda al momento de realizar las retroalimentaciones, esto quiere decir que para los diferentes escenarios se logran cumplir los niveles de voltaje adecuados para el Hospital Amista Japón.

En las gráficas se logra ver que las partes en color verde es donde se cumple con los niveles de tensión estipulados por la Normativa del Servicio Eléctrico que dicta del +/-8% de variación de volteje, mientras que el color rojo es donde los niveles de tensión son inferiores a dicho porcentaje, y las partes de color gris son las cargas no tomadas en consideración por parte de las maniobras de retroalimentación.

Cabe mencionar que se consideró únicamente el escenario con las maniobras actuales de retroalimentación al circuito GRD-L3030 para evaluar las caídas de tensión en el Hospital Amistad Japón, ya que se logra observar como el circuito BZN-L3010 logra cumplir con los niveles de tensión requeridos.

Las maniobras actuales ante fallas a nivel de circuito y barra para la subestación BZN son las siguientes:

Paso	Maniobras ante disparo de BZN3010
1	Disparo de SMT-BZN-L3010.
2	Abrir ITC-S2430 Rotonda Las Flores 80 mts al este.
3	Cerrar ITC-S2414 Km 39 carretera Masaya-Granada, enlace BZN3010 y GRD3030.
4	Cerrar ITC-M5948 Km 20 carretera a Masaya, enlace BZN3040 y TCP3030.
5	Abrir ITC-S2504 Frente al Resaturante El Filete de Nindirí.
6	Cerrar ITC-S2429 Costado este de la Rotonda San Jerónimo, enlace BZN3040 y BZN3020.
7	Abrir SC-S1149 De la Cauracao Masaya 2 ½c al este.
8	Cerrar SC-S1146 Policía de Masaya 4c al este, enlace BZN3020 y BZN3050.
9	Abrir SC-S1005 Parque La Reforma 100 mts al este.
10	Cerrar SC-S1473 Radio Caliente ½c al oeste, enlace BZN3050 (BZN3020) y BZN3010.
11	Abrir SC-S1178 Costado oeste del porton de la SSEE BZN, salidas de mufa BZN3010.
	Finalizados los trabajos y una vez disponible el interruptor BZN-L3010 para entrar en servicio.
1	Cerrar SC-S1178 Costado oeste del porton de la SSEE BZN, salidas de mufa BZN3010.
2	Cerrar SMT-BZN-L3010.
3	Abrir SC-S1473 Radio Caliente ½c al oeste, enlace BZN3050 (BZN3020) y BZN3010.
4	Cerrar SC-S1005 Parque La Reforma 100 mts al este.
5	Abrir SC-S1146 Policía de Masaya 4c al este, enlace BZN3020 y BZN3050.
6	Cerrar SC-S1149 De la Cauracao Masaya 2 ½c al este.
7	Abrir ITC-S2429 Costado este de la Rotonda San Jerónimo, enlace BZN3040 y BZN3020.
8	Cerrar ITC-S2504 Frente al Resaturante El Filete de Nindirí.
9	Abrir ITC-M5948 Km 20 carretera a Masaya, enlace BZN3040 y TCP3030.
10	Cerrar ITC-S2430 Rotonda Las Flores 80 mts al este.
11	Abrir ITC-S2414 Km 39 carretera Masaya-Granada, enlace BZN3010 y GRD3030.

Figura 23. Maniobras ante disparo del circuito BZN-L3010.

Fuente: Obtenido por medio del documento plan de contingencia BZN-L3010, DN-DS.

Paso	Maniobras ante disparo de BZN-T8010/BZN-T3010
1	Abrir SMT-BZN3010.
2	Abrir SMT-BZN3020
3	Abrir SMT-BZN3030.
4	Abrir SMT-BZN3040.
5	Abrir SMT-BZN3050.
6	Abrir SC-S1106 Frente al antiguo Restaurante Tip-Top.
7	Cerrar ITC-M5948, Km 20 carretera a Masaya, del auto hotel Oasis 100 metros al norte. Enlace TCP3030 y BZN3040
8	Cerrar SC-S2432 frente a la subestación GNT, enlace GNT3010 y GNT3020.
9	Cerrar ITC-S2506, Empalme El Coyotepe 300 mts al norte, enlace GNT3020 y BZN3040 (GNT3010)
10	Abrir SC-S1151 De la Curacao Masaya 50 mts al este (Botar Carga)
11	Abrir SC-S1143 De la Curacao Masaya 3c al este y ½c al sur (Botar Carga)
12	Cerrar ITC-S2429 Costado este de la rotonda San Jerónimo, enlace BZN3040 y BZN3020 (GNT3010//GNT3020)
13	Cerrar ITC-S2507 Frente a la escuela San Jerónimo, enlace TPT3040 y GRD3030.
14	Abrir SC-S1480 Escuela El Capulín 250 mts al este, km 39 carretera Masaya-Granada.
15	Abrir FU-S1179 Costado norte de la Embotelladora San José en Villa Bosco Monge- Masaya (Botar Carga)
16	Cerrar ITC-S2414 km 39 carretera Masaya-Granada, enlace BZN3010 y GRD3030.
17	Abrir SC-S1018 Empalme Monimbó 100 mts al norte.
18	Cerrar SC-S1029 Puente de Jalata 250 mts al sur en Masatepe, enlace BZN3050 y MTP3010.
19	Abrir SC-S1178 (BZN3010) SC-S1137 (BZN3020) SC-S1136 (BZN3030) SC-S1042 (BZN3040) SC-S1001 (BZN3050) ubicados en la salida de SSEE BZN. Salidas de mufa Una vez confirmada la disponibilidad de la barra de SSEE Benjamín Zeledón.
1	Cerrar SC-S1178 (BZN3010) SC-S1137 (BZN3020) SC-S1136 (BZN3030) SC-S1042 (BZN3040) SC-S1001 (BZN3050) ubicados en la salida de SSEE BZN. Salidas de mufa
2	Cerrar SMT-BZN3030.
3	Cerrar SMT-BZN3050.
4	Abrir ITC-S2429 Costado este de la rotonda San Jerónimo, enlace BZN3040 y BZN3020 (GNT3010//GNT3020)
5	Cerrar SMT-BZN3020.
6	Cerrar SC-S1151 De la Curacao Masaya 50 mts al este.
7	Cerrar SC-S1143 De la Curacao Masaya 3c al este y ½c al sur.
8	Cerrar SMT-BZN3010.
9	Cerrar FU-S1179 Costado norte de la Embotelladora San José en Villa Bosco Monge- Masaya.
10	Abrir ITC-S2414 km 39 carretera Masaya-Granada, enlace BZN3010 y GRD3030.
11	Cerrar SC-S1480 Escuela El Capulín 250 mts al este, km 39 carretera Masaya-Granada.
12	Abrir ITC-S2507 Frente a la escuela San Jerónimo, enlace TPT3040 y GRD3030.
13	Abrir ITC-S2506, Empalme El Coyotepe 300 mts al norte, enlace GNT3020 y BZN3040 (GNT3010)
14	Cerrar SMT-BZN3040.
15	Cerrar SC-S1106 Frente al antiguo Restaurante Tip-Top.
16	Abrir ITC-M5948, Km 20 carretera a Masaya, del auto hotel Oasis 100 metros al norte. Enlace TCP3030 y BZN3040
17	Abrir SC-S2432 frente a la subestación GNT, enlace GNT3010 y GNT3020.
18	Cerrar SC-S1018 Empalme Monimbó 100 mts al norte.
19	Abrir SC-S1029 Puente de Jalata 250 mts al sur en Masatepe, enlace BZN3050 y MTP3010.

Figura 24. Maniobras ante disparo de barra BZN-T8010/BZN-T3010.

Fuente: Obtenido por medio del documento plan de contingencia GRD-L3030, DN-DS.

3.11.2. Pérdidas Técnicas.

Una vez realizada la corrida de flujo y evaluado los parámetros eléctricos al circuito BZN-L3010 se extraen los valores de las pérdidas por transporte en las líneas de media tensión del circuito.

Pérdidas técnicas de Media tensión, agosto 2022.	
Salida MT	Pérdidas técnicas [kWh/mes]
BZN-L3010	44,318.17

Tabla 11. Pérdidas técnicas del circuito BZN-L3010 en el mes de agosto 2022.

Fuente: Elaboración propia a partir de la corrida de Flujo en PSS Sincal.

A partir de la tabla 11. se logra observar las pérdidas en la línea en estado actual del circuito BZN-L3010 en el mes de agosto del año 2022.

Circuito	Energía Extraída [MWh/mes]	Energía Facturada [MWh/mes]	Pérdidas técnicas [MWh/mes]	Pérdidas no técnicas [MWh/mes]	Pérdidas totales del circuito [MWh/mes]
BZN-L3010	2,709.20	1,923.50	44.32	741.38	785.70

Tabla 12. Pérdidas técnicas y no técnicas del circuito BZN-L3010 en el mes de agosto 2022.

Fuente: Elaboración propia a partir de la corrida de Flujo en PSS Sincal.

% de pérdidas técnicas	% de pérdidas no técnicas	% totales del circuito
2%	27%	29%

Tabla 13. Porcentaje de pérdidas técnicas y no técnicas del circuito BZN-L3010.

Fuente: Elaboración propia a partir de la corrida de Flujo en PSS Sincal.

IV Capítulo: Indicadores de calidad de interrupciones, TTIK y FMIK.

Para determinar estos indicadores de calidad de interrupciones se tomaron los datos de interrupciones de los circuitos GRD-L3030 y BZN-L3010 desde enero hasta mayo de 2023 con el propósito de obtener interrupciones más claras en el análisis de los mismos. Estos indicadores de calidad corresponden a los siguiente:

- Frecuencia Media de Interrupción (**FMIK**): Para un periodo determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.
- Tiempo total de interrupción (**TTIK**): Para un periodo determinado, representa el tiempo total en que el kVA promedio no tuvo servicio.

4.1. Tipos de interrupciones que se presentan en la red

- Imprevistas: Son aquellas interrupciones no controladas que ocurren por fallas en la red de distribución.
- Programadas: Son aquellas las interrupciones de trabajos en la red de distribución en la cual se requiere la desconexión del servicio eléctrico.
- Otras: Son las interrupciones provocadas por agentes externos como, por ejemplo: Vandalismo, fuerza Mayor, instalaciones de terceros, empresa de transmisión (Enatrel).

Para este análisis nos enfocaremos principalmente en las interrupciones imprevistas.

4.2. Estadísticas de interrupciones que se presentan en la red

Causas más frecuentes de interrupciones en red troncal del circuito BZN3010 (Enero-Mayo 2023)			
Familia Causa	CAUSA	Ramal	Total general
CONDUCTOR MT	LINEA ROTA POR ARBOL	1	1
	ROTURA DEL CONDUCTOR	6	6
	FALLA EN EMPALME	2	2
ELEMENTO DE MANIOBRA/PROTECCION	CCF CON TERMINALES AVERIADOS	2	2
	CLV CON TERMINALES AVERIADOS	1	1
NATURALEZA	RAMA SOBRE LA RED	12	12
OTRAS	CAUSA DESCONOCIDA	79	79
POSTE	QUEBRADO POR PODRIDO	3	3
	POSTE PODRIDO	2	2
TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR QUEMADO	7	7
Total general		115	115
Porcentaje		100%	100%

Tabla 14. Causas de interrupciones en la red troncal del circuito BZN-L3010.

Fuente: Elaboración propia a partir del archivo de interrupción de los circuitos.

Causas más frecuentes de interrupciones en red troncal del circuito GRD3030 (Enero-Mayo 2023)				
Familia causa	CAUSA	Ramal	Troncal	Total general
CONDUCTOR MT	ROTURA DEL CONDUCTOR	5	2	7
	FALLA EN EMPALME	1		1
ELEMENTO DE MANIOBRA/PROTECCION	CCF CON TERMINALES AVERIADOS	1		1
NATURALEZA	RAMA SOBRE LA RED	1	4	5
OTRAS	CAUSA DESCONOCIDA	49	4	53
POSTE	QUEBRADO POR PODRIDO	1		1
	POSTE PODRIDO	1		1
TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR QUEMADO	4		4
AISLADOR	AISLADOR PERFORADO	1		1
Total general		64	10	74
Porcentaje		86%	14%	100%

Tabla 15. Causas de interrupciones en la red troncal del circuito GRD-L3030.

Fuente: Elaboración propia a partir del archivo de interrupción de los circuitos.

Interrupciones por mes y por zona del circuito BZN3010			
Mes	RURAL	URBANO	Total general
ene	20		20
feb	25	1	26
mar	29		29
abr	14		14
may	26		26
Total general	114	1	115
Porcentaje	99%	1%	100%

Tabla 16. Interrupciones por mes y por zona en la red troncal del circuito BZN-L3010.

Fuente: Elaboración propia a partir del archivo de interrupción de los circuitos.

Interrupciones por mes y por zona del circuito GRD3030			
Mes	RURAL	URBANO	Total general
ene	12		12
feb	8		8
mar	22	1	23
abr	19		19
may	12		12
Total general	73	1	74
Porcentaje	99%	1%	100%

Tabla 17. Interrupciones por mes y por zona en la red troncal del circuito GRD-L3030.

Fuente: Elaboración propia a partir del archivo de interrupción de los circuitos.

Interrupciones a clientes sensibles del circuito BZN3010				
Cliente sensible	CONDUCTOR MT	NATURALEZA	OTRAS	Total general
ENACAL	4	1	9	14
Total general	4	1	9	14

Tabla 18. Interrupciones a clientes sensibles del circuito BZN-L3010.

Fuente: Elaboración propia a partir del archivo de interrupción de los circuitos.

Interrupciones a clientes sensibles del circuito GRD3030			
Cliente sensible	ELEMENTO DE MANIOBRA/PROTECCION	OTRAS	Total general
ENACAL		4	4
Hospital Amistad Japón	1	3	4
Total general	1	7	8

Tabla 19. Interrupciones a clientes sensibles del circuito GRD-L3030.

Fuente: Elaboración propia a partir del archivo de interrupción de los circuitos.

Interrupciones mayores iguales ó mayores a 4 horas				
Familia Causa	CAUSA	Tiempo Interrumpido (Horas)	Ramal	Total general
CONDUCTOR MT	LINEA ROTA POR ARBOL	15,03	1	1
	ROTURA DEL CONDUCTOR	5,60	1	1
ELEMENTO DE MANIOBRA/PROTECCION	CCF CON TERMINALES AVERIADOS	5,53	1	1
	CLV CON TERMINALES AVERIADOS	4,28	1	1
NATURALEZA	RAMA SOBRE LA RED	16,23	1	1
		13,03	1	1
		12,17	1	1
		10,17	1	1
		4,60	1	1
		4,38	1	1
OTRAS	CAUSA DESCONOCIDA	27,52	1	1
		22,90	1	1
		14,35	1	1
		10,77	1	1
		10,62	1	1
		8,33	1	1
		7,35	1	1
		7,28	1	1
		6,05	1	1
		5,50	1	1
		5,28	1	1
		4,62	2	2
		4,60	1	1
		4,57	1	1
		4,32	1	1
		4,17	1	1
POSTE	QUEBRADO POR PODRIDO	51,95	1	1
		16,72	1	1
	POSTE PODRIDO	10,88	1	1
		8,82	1	1
TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR QUEMADO	30,63	1	1
		14,43	1	1
		9,23	1	1
		7,88	1	1
Total general			37	37

Tabla 20. Interrupciones mayores o igual a 4 horas del circuito BZN-L3010.

Fuente: Elaboración propia a partir del archivo de interrupción de los circuitos.

Interrupciones mayores iguales ó mayores a 4 horas					
Familia causa	CAUSA	Tiempo Interrumpido (Horas)	Ramal	Troncal	Total general
CONDUCTOR MT	ROTURA DEL CONDUCTOR	22,65	1		1
		6,97	1		1
NATURALEZA	RAMA SOBRE LA RED	7,11		1	1
		4,29		1	1
OTRAS	CAUSA DESCONOCIDA	32,17	1		1
		27,13	1		1
		13,75	1		1
		11,72	1		1
		11,65	1		1
		10,87	1		1
		9,72	1		1
		9,68	1		1
		9,60	1		1
		6,18	1		1
		5,85	1		1
		5,63	1		1
		5,53	1		1
		5,40	1		1
		4,90	1		1
		4,55	1		1
4,50	1		1		
4,43	1		1		
4,25	1		1		
4,08	1		1		
POSTE	QUEBRADO POR PODRIDO	33,00	1		1
	POSTE PODRIDO	18,37	1		1
TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR QUEMADO	26,90	1		1
		11,20	1		1
		6,13	1		1
AISLADOR	AISLADOR PERFORADO	4,87	1		1
		9,07	1		1
Total general			29	2	31

Tabla 21. Interrupciones mayores o igual a 4 horas del circuito GRD-L3030.

Fuente: Elaboración propia a partir del archivo de interrupción de los circuitos.

4.3. Penalizaciones

Si los indicadores excedieran los valores establecidos en esta Normativa, se aplicarán descuentos tarifarios como bonificaciones en la facturación de todos los clientes, sin discriminar si fueron o no afectados por el incumplimiento. Las bonificaciones se aplicarán en el semestre inmediato posterior al semestre controlado.

4.4. Ejemplos del cálculo de los índices de calidad, TTIK y FMIK

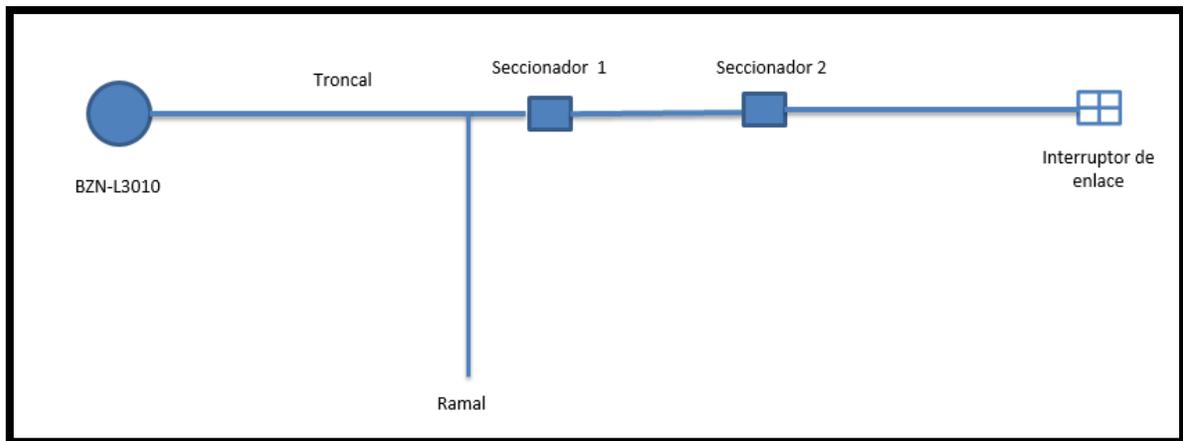


Figura 25. Esquema simplificado del circuito BZN-L3010 con potencia instalada de 17,161.5 kVA.

Fuente: Elaboración propia a partir del ortogonal del circuito.

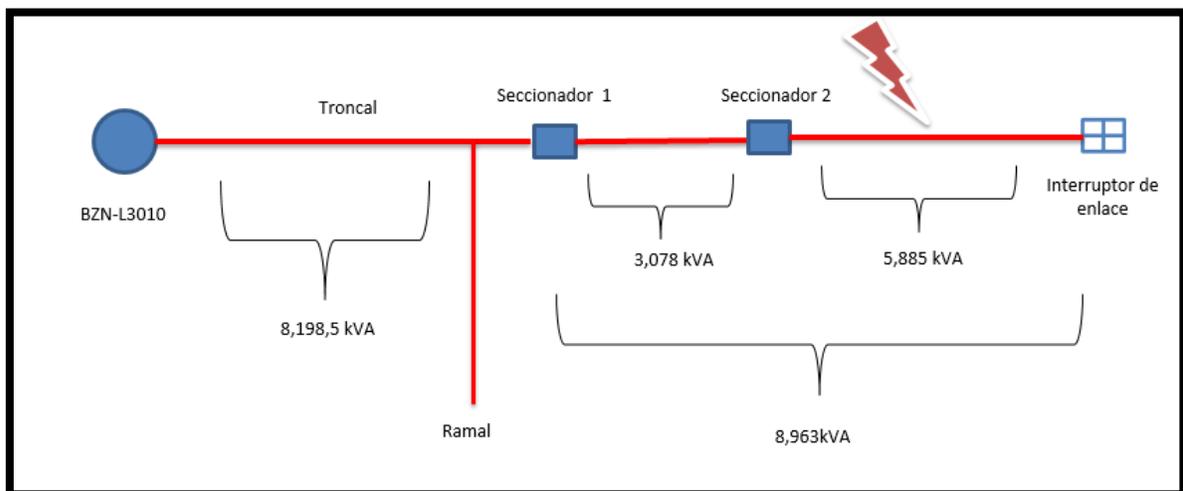


Figura 26. Esquema simplificado del circuito BZN-L3010 ante una falla en la red troncal.

Fuente: Elaboración propia a partir del ortogonal del circuito.

En el esquema de la figura 26. se representa el punto donde ocurre una falla en la red troncal, por ende, actúa la protección de cabecera, luego se procede a realizar 3 pruebas de cierre al interruptor BZN-L3010, sin embargo, se obtienen resultados negativos. El circuito entra en estado de falla por un tiempo de 20 minutos (0.33 horas) mientras se envía una cuadrilla a realizar apertura de seccionador 2.

Si el tiempo es menor a 3 minutos no se cuenta, para el ejemplo se considera que todo el circuito permanece afectado por un tiempo de 20 minutos

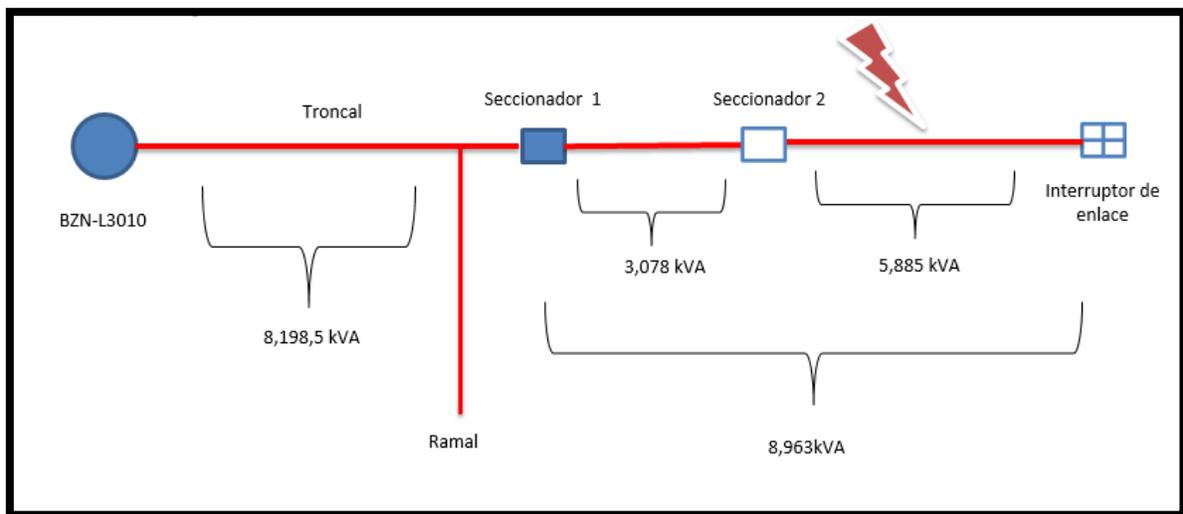


Figura 27. Esquema simplificado del circuito BZN-L3010 seccionado.

Fuente: Elaboración propia a partir del ortogonal del circuito.

En este esquema se representa la apertura del seccionador 2 a mediación de la red troncal del circuito para aislar la falla y se procede a cerrar el interruptor de cabecera.

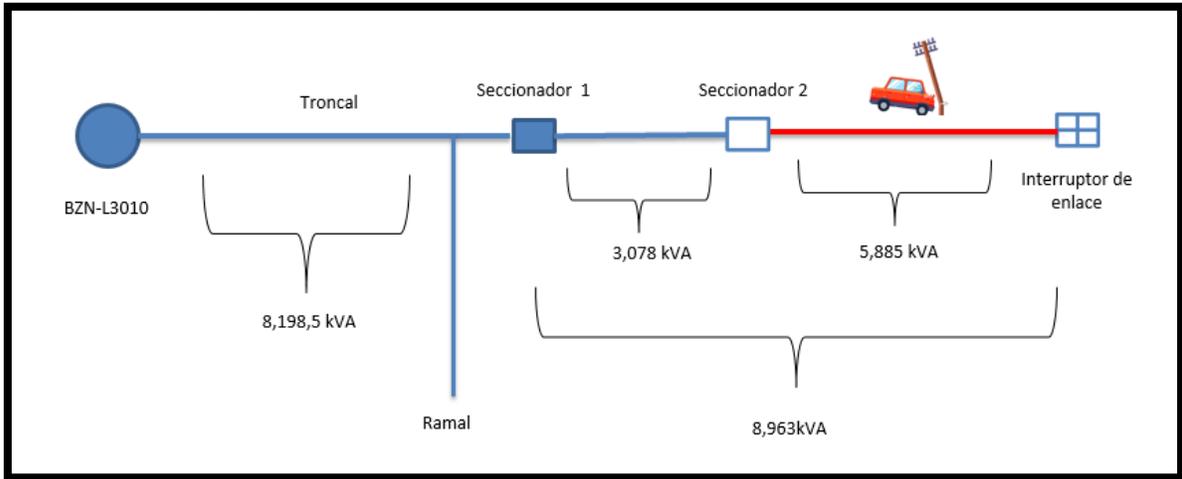


Figura 28. Esquema simplificado del circuito BZN-L3010 seccionado y ubicada la falla.

Fuente: Elaboración propia a partir del ortogonal del circuito.

- Se normalizan 11276.5 kVA, equivalente a un 65% de la potencia instalada.
- Permanecen afectados 5,885 kVA durante 4 horas, ya que un vehículo se estrelló en un poste de la troncal.

4.5. Interpretación del ejemplo de falla en el circuito BZN-L3010

I. Se obtiene de la falla los kVA * hora.

$$17,161.5 \text{ kVA} * 0.33 \text{ horas} = 5,664.3$$

$$5,885 \text{ kVA} * 4 \text{ horas} = 23,540$$

II. Luego calculamos:

$$\text{FMIK} = 17,161.5 + 5,885 / 17,161.5 = 1.34$$

$$\text{TTIK} = 5,664.3 + 23,540 / 17,161.5 = 1.70$$

III. Interpretando las respuestas se obtiene:

De los 17,161.5 kVA instalados en el circuito BZN-L3010 (DISSUR-RURAL), el kVA promedio fue afectado 1.34 veces.

De los 17,161.5 kVA instalados en el circuito BZN-L3010 (DISSUR-RURAL), el kVA promedio no tuvo servicio eléctrico durante 1.70 horas.

4.6. Cuadro comparativo entre valores normados y valores de los circuitos GRD-L3030 y BZN-L3010 por mes.

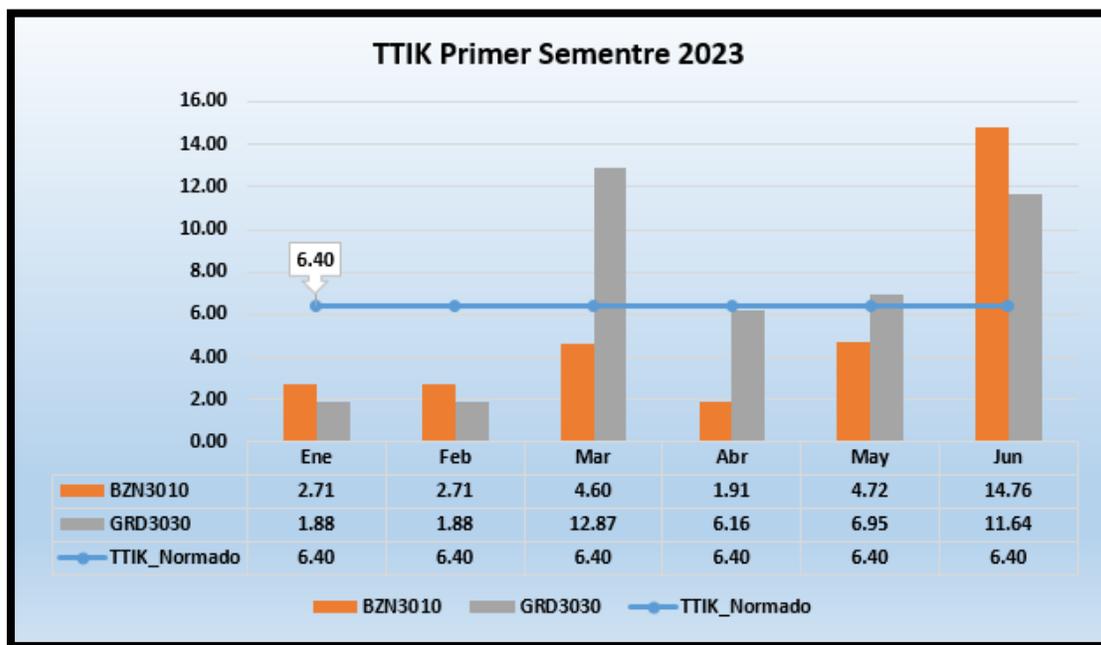


Figura 29. Cuadro comparativo de valores TTIK en el primer semestre 2023.

Fuente: Elaboración propia a partir del archivo de Indicadores de Calidad, DN-DS.

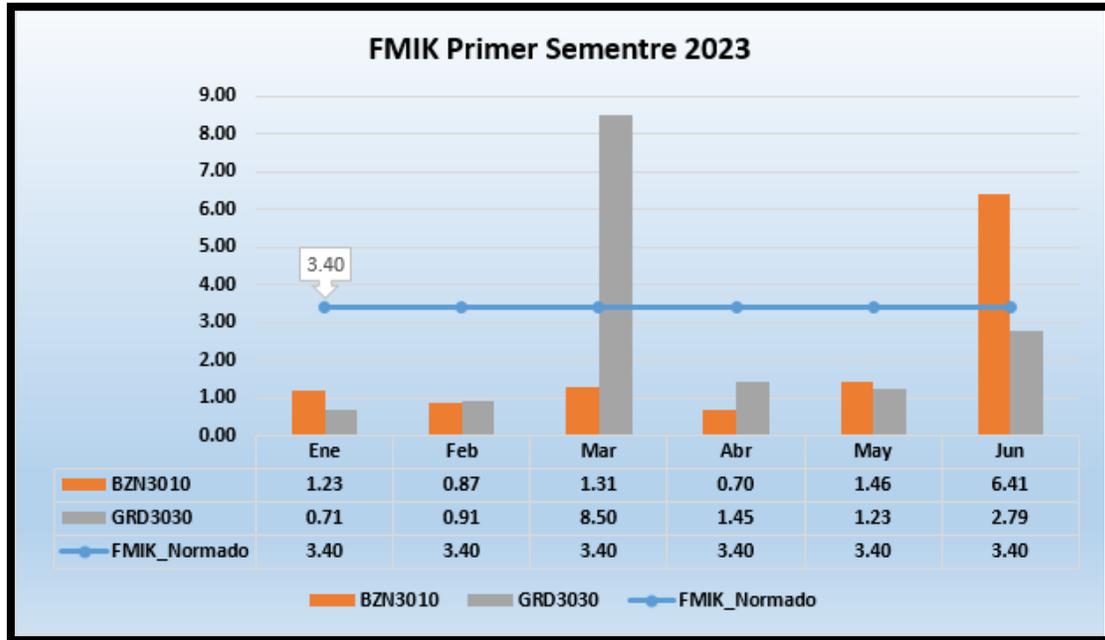


Figura 30. Cuadro comparativo de valores FMIK en el primer semestre 2023.

Fuente: Elaboración propia a partir del archivo de Indicadores de Calidad, DN-DS.

En las figuras 29 y 30. Se observan los cuadros comparativos de los indicadores de calidad FMIK y TTIK representando los valores que aportan los circuitos por semestre en comparación de los valores normados.

V Capítulo: Propuesta de mejoras para los circuitos GRD-L3030 y BZN-L3010.

En este capítulo se evaluarán las propuestas para mejorar la calidad y continuidad del servicio eléctrico en situaciones de contingencia N-1 y restablecer cargas sensibles como los Hospitales Humberto Alvarado y Hospital Amistad Japón mejorando los niveles de tensión suministrados.

Las propuestas a evaluar son las siguientes:

- Repotenciación de 13.7 Km de red troncal de los circuitos GRD-L3030 y BZN-L3010 con conductor 336.4 ACSR.
- Conversión de 4.4 Km de red monofásica a trifásica en el circuito BZN-L3010 con conductor 1/0 ACSR.

5.1. Repotenciación de red troncal de GRD-L3030 y BZN-L3010.

La propuesta para mejorar la calidad en los circuitos GRD-L3030 y BZN-L3010 en situaciones de contingencia N-1 consiste en la repotenciación de aproximadamente 13.7 km de red troncal a un calibre conductor de 336.4 ACSR, el objetivo primordial es que nos permita transportar mayor carga con menores pérdidas por el efecto Joule en la red de distribución, sin embargo se provoca una caída de tensión por causa de los desbalances de corriente, por lo que se considera como parte de la mejora de los niveles de tensión la conversión de aproximadamente 4.4 km de red monofásica a trifásica utilizando un calibre conductor 1/0 ACSR en la derivada monofásica hacia Las Flores, Masaya.

Escenario	GRD-L3030 apoyo parcial a BZN-L3010 Asumiendo carga			
	Voltaje Mínimo (kV)	% Caída de voltaje	Corriente del circuito (A)	% Cargabilidad del conductor
Max: 19:00 hr	7.14	 6%	313	 59%
Med: 21:00 hr	7.43	 2%	210	 40%
Min: 7:00 hr	7.93	 0%	40	 8%

Tabla 22. Resultados de caída de tensión en situación futura evaluado en tres horarios distintos.

Fuente: Elaboración propia a partir de corrida de Flujo en PSS Sincal.

En la tabla 22. Se presentan las mejoras de los niveles de tensión suministrados en situación futura de la red troncal con la repotenciación. Este escenario es en situación de contingencia N-1 con el circuito GRD-L3030 retroalimentando el circuito BZN-L3010.

Cabe destacar que a la hora de la evaluación del circuito se logra asumir carga de La Villa, Masaya. Y de igual manera se evaluó con la conversión de la derivación monofásica a trifásica que lleva hacia Las Flores, sin embargo, se botó carga con la apertura del Fusible FU-S1196 para lograr cumplir con los niveles de tensión permitidos.

Los resultados fueron evaluados en los tres tipos de demanda: máxima, promedio y mínima donde se cumplen los niveles de tensión establecidos por la NSE al recuperar el Hospital Humberto Alvarado en situación de contingencia N-1.



Figura 31. Resultados de caída de tensión en demanda máxima desde la subestación Granada.

Fuente: Elaboración propia a partir de la corrida de Flujo en PSS Sincal.

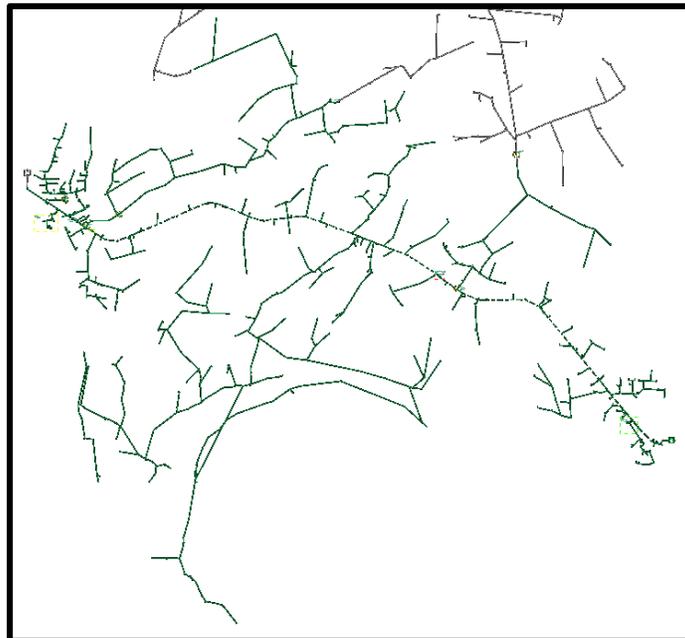


Figura 32. Resultados de caída de tensión en demanda promedio desde la subestación Granada.

Fuente: Elaboración propia a partir de la corrida de Flujo en PSS Sincal.



Figura 33. Resultados de caída de tensión en demanda mínima desde la subestación Granada.

Fuente: Elaboración propia a partir de la corrida de Flujo en PSS Sincal.

Escenario	BZN-L3010 apoyo parcial a GRD-L3030 con Maniobras actuales			
	Voltaje Mínimo (kV)	% Caída de voltaje	Corriente del circuito (A)	% Cargabilidad del conductor
Max: 19:00 hr	7.50	1%	296	56%
Med: 21:00 hr	7.69	0%	203	38%
Min: 7:00 hr	7.79	0%	41	8%

Tabla 23. Resultados de caída de tensión en situación futura evaluado en tres horarios distintos.

Fuente: Elaboración propia a partir de corrida de Flujo en PSS Sincal.

En la tabla 23. Se presentan las mejoras de los niveles de tensión suministrados en situación futura de la red troncal con la repotenciación. Este escenario se evaluó en situación de contingencia N-1 con el circuito BZN-L3010 retroalimentando el circuito GRD-L3030.

Los resultados fueron evaluados en los tres tipos de demanda: máxima, promedio y mínima donde se cumplen los niveles de tensión establecidos por la NSE al recuperar el Hospital Amistad Japón en situación de contingencia N-1.

Es de suma importancia mencionar que por medio de la repotenciación se logra reducir las caídas de tensión en los Hospitales Amistad Japón y Hospital Humberto Alvarado, y se cumplen con los niveles de tensión permitidos por la normativa del servicio eléctrico.

5.2. Resultados de Pérdidas técnicas.

Una vez realizada la corrida de flujo de los circuitos GRD-L3030 y BZN-L3010 con las mejoras de repotenciación en la red troncal se obtienen los siguientes resultados:

- I. Para el estudio en condición normal de la red, se considera el cálculo de pérdidas técnicas en el mes de agosto.

Condición normal de los circuitos.			
Circuito	Pérdidas técnicas Actuales [KWh/mes]	Pérdidas técnicas Futuras [KWh/mes]	Reducción de Pérdidas técnicas [KWh/mes]
GRD-L3030	56,546.01	42,205.93	14,340.08
BZN-L3010	44,318.17	29,564.77	14,753.40
Total	100,864.18	71,770.70	29,093.48

Tabla 24. Reducción de pérdidas técnicas en condición normal de los circuitos.

Fuente: Elaboración propia a partir de corrida de Flujo en PSS Sincal.

En la tabla 24. Se observan las reducciones de las pérdidas técnicas de los circuitos GRD-L3030 y BZN-L3010 en estado actual, con las pérdidas técnicas a futuro y con la propuesta de repotenciación a la red troncal de los circuitos.

- II. Como modo de estudio para la condición N-1 (Retroalimentación de los circuitos), se considera el día de demanda máxima (25 de agosto a las 19h), debido que a mayor demanda se presentara un aumento de pérdidas técnicas en la red.

Condición N-1 de los circuitos.			
Circuito	Pérdidas técnicas Actuales [KWh/Día DMax]	Pérdidas técnicas Futuras [KWh/Día DMax]	Reducción de Pérdidas técnicas [KWh/ Día DMax]
GRD-L3030 asume BZN-L3010	12,010.34	5,994.53	6,015.82
BZN-L3010 asume GRD-L3030	4,041.69	1,986.03	2,055.65
Total	16,052.03	7,980.56	8,071.47

Tabla 25. Reducción de pérdidas técnicas en condición N-1 de los circuitos.

Fuente: Elaboración propia a partir de corrida de Flujo en PSS Sincal.

- III. Para conocer el equivalente económico en la reducción de pérdidas técnicas es importante saber el precio en MWh, el cual es aproximadamente de \$152.72.

Circuito	Reducción de Pérdidas técnica [MWh/Mes]	Reducción de Pérdidas técnica [US\$/Mes]
GRD-L3030	14.34	\$2,190.02
BZN-L3010	14.75	\$2,253.14
Reducción total de Pérdidas técnicas US\$/mes		\$4,443.16
Reducción total de Pérdidas técnicas US\$/año		\$53,317.88

Tabla 26. Equivalente económico de reducción de pérdidas técnicas de los circuitos.

Fuente: Elaboración propia a partir de corrida de Flujo en PSS Sincal.

La tabla 26. Nos muestra las reducciones de pérdidas técnicas en MWh/mes y el equivalente al valor económico de reducción por circuito, identificando que tiene un impacto positivo tanto mensualmente como anualmente.

Es de suma importancia mencionar que en el estudio muestra que las pérdidas técnicas de los circuitos disminuyen por la repotenciación a la red troncal de los circuitos, al mismo tiempo que se mejoran los niveles tensión entregados a los Hospitales en estado de condición N-1.

5.3. Presupuesto aproximado en la inversión de mejoras de los circuitos GRD-L3030 y BZN-L3010.

Presupuesto en la inversión de mejoras de los circuitos.				
Descripción	Cantidad de conductor	Unidad	Costo unitario (\$)	Precio total
Repotenciación de LAMT trifásica 3Ø con conductor 336.4 ACSR.	13.7	Km	\$55,828.00	\$764,843.60
Conversión de LAMT trifásico conductor 1/0 ACSR.	4.4	Km	\$43,490.00	\$191,356.00

Tabla 27. Presupuesto en la inversión de mejoras de los circuitos.

Fuente: Elaboración propia a partir de corrida de Flujo en PSS Sincal.

Esta inversión permitirá a los circuitos GRD-L3030 y BZN-L3010 asumir cargas en situación de contingencia N-1, al mismo tiempo que permitirá cumplir con los niveles de tensión al recuperar los Hospitales Humberto Alvarado y el Hospital Amistad Japón.

VI Capítulo: Conclusión.

De acuerdo al objetivo principal planteado, en el análisis de las redes de media tensión BZN-L3010 y GRD-L3030 para evaluar condiciones de respaldo ante situaciones de contingencia N-1 se llegó a las siguientes conclusiones:

1. Se representó el dominio de los circuitos de media tensión BZN-L3010 y GRD-L3030 haciendo uso de la herramienta Quantum Gis (QGIS). También, se ubicaron de manera geográfica representados por Fase, elementos de maniobra y por tipo de conductores en las redes troncales.
2. Simulados los circuitos BZN-L3010 y GRD-L3030 en las condiciones normal de operación y en situación de contingencia N-1, se observó por medio de la corrida de flujo en PSS Sincal que las redes no cumplen con los porcentajes estipulados por la normativa para las caídas de tensión en situación de contingencia en el punto de los Hospitales de Granada y Masaya.
3. Los resultados obtenidos al determinar los indicadores de calidad TTIK y FMIK mostraron las distintas afectaciones por las cuales se ven sometidas estas redes de distribución a diario, y se clasificaron por las de mayor interrupción al circuito.
4. Se realizaron recomendaciones como parte de las mejoras en las redes de distribución de los circuitos en estudio, de modo que se consiguió mejorar los niveles de tensión a los extremos de las redes ajustándolo dentro de los permitido por la normativa del servicio eléctrico ya sea en estado de retroalimentación y en estado normal.

VII Capítulo: Recomendaciones

- I. Repotenciar aproximadamente 13.7 Km de red troncal de los circuitos GRD-L3030 y BZN-L3010 desde la subestación Granada hasta la entrada de Zona Franca Istmo Textil con conductor 336.4 ACSR.
- II. Realizar conversión de 4.4 Km de red LAMT monofásica 1Ø a LAMT trifásica 3Ø en el circuito BZN-L3010 con conductor 1/0 ACSR.
- III. Realizar balance de carga en los circuitos GRD-L3030 y BZN-L3010 para evitar desbalances de tensiones que afecten a las cargas trifásicas.
- IV. Realizar mantenimiento preventivo en la red eléctrica para identificar posibles puntos que requieran poda, para evitar interrupciones por fallas transitorias. Esta actividad se recomienda realizar antes de la temporada de invierno, donde es muy común este tipo de fallas debido a las lluvias y los vientos.
- V. Realizar recorrido sobre las redes de los circuitos, principalmente sobre la red troncal para evitar la salida del interruptor de cabecera a causa de aisladores quebrados o flameados y puntos calientes que pueden provocar rotura del conductor.
- VI. Realizar proyectos de redes protegidas donde se localice una mayor concentración de habitantes para disminuir las perdidas no técnicas de los circuitos.

Bibliografía

Alba Luis, M. (2011). “Sistema de balance de energía en redes de distribución de baja tensión para la reducción de pérdidas no técnicas”. Lima, Perú: Universidad Nacional de Ingeniería.

Gancino Bustillos, H. (2020). “Análisis de Cargabilidad de Redes Eléctricas de Distribución basado en la modificación del Algoritmo de Gauss-Seidel”. Quito, Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.

Pravos García, L. (2017). “Análisis de flujo de carga para el análisis de redes de distribución. Implementación del algoritmo “forware and backware”. Madrid, España: Universidad Politécnica de Madrid.

Gonzales-Longatt, F. (2006). “Flujo de potencia”. Capítulo 3.

Navarro, Rafael de Gracia (2018). “La Eficiencia en las Redes: Niveles de pérdidas y reducción de fraude Energético. Capítulo 10. ASEP, Panamá.

Flores Castillo, R. Martínez Zapata, A. (2015). “Guía para la reconfiguración del circuito de media tensión Batahola 3050”. Managua, Nicaragua: Universidad Nacional de Ingeniería.

Vega Treminio, G. (2019). “Análisis en la gestión de la red de distribución de Nicaragua enfocado en la continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica”. Managua, Nicaragua: Universidad Nacional de Ingeniería.

Orellana Flores, B. (2010). “Calidad de suministro en la Planificación de Redes de Distribución”. Santiago-Chile: Universidad de Chile.

Vargas Jiménez, D. (2015). “Estudio de indicadores de calidad del suministro de energía eléctrica de una red de distribución a 13.2kv”.

Jiménez, R. Serebrisky, J. Mercado, J. (2015). “Electricidad pérdida: dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América latina y el Caribe”.

Torobeo Palomino, S. Flores Turpo, S. (2021). “Análisis de cargabilidad en MT del alimentador DO-04 de la ciudad del Cusco proyectado al año 2025”. Cusco, Perú: Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.

INE (17 de 07 del 2001). Ley de la Industria Eléctrica (Ley 272). Normativa de Servicio Eléctrico. Managua, Managua, Nicaragua.

INE (05 de 10 del 1999). Ley de la Industria Eléctrica (Ley 272). Normativa de calidad del Servicio. Managua, Managua, Nicaragua.

Disnorte-Dissur. (2021). Manual de Construcción de Redes de Distribución. Disnorte-Dissur
Sitio web: <https://www.disnorte-dissur.com.ni/marco-regulatorio/manual-de-construccion-de-redes-de-distribucion.html>.

Juárez Cervantes, J. (1995). “Sistemas de distribución de energía eléctrica”. México: Universidad Autónoma Metropolitana.

ANEXOS.

Anexo 1. Normativa de calidad del servicio

I. CALIDAD DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA.	
1. Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas con respecto al valor nominal en el punto de suministro al cliente son las siguientes:	
• Suministros desde la red primaria de distribución:	- 6 % / + 6 %
• Suministros desde la red secundaria de distribución:	- 8 % / + 8 %
• Suministros rurales:	- 10 % / + 10 %

Figura 34. Calidad de la tensión suministrada.

Fuente: Normativa de Calidad del Servicio (N.C.S).

II. CONTINUIDAD DEL SERVICIO.

1. Los valores tope admitidos para los índices de interrupción por kVA nominal instalado (frecuencia media de interrupción FMIK y tiempo total de interrupción TTIK), por semestre en caso de fallas debidas a la red de Distribución (Media Tensión y/o Baja Tensión) son los siguientes:

a) Subetapa 1.

a.1.) $FMIK \leq 2,5$ veces por semestre

a.2.) $TTIK \leq 7$ horas por semestre

b) Subetapa 2.

b.1.) $FMIK \leq 2,1$ veces por semestre

b.2.) $TTIK \leq 5,8$ horas por semestre

c) Subetapa 3.

c.1.) $FMIK \leq 1,8$ veces por semestre

c.2.) $TTIK \leq 4,6$ horas por semestre

Figura 35. Continuidad del Servicio, Valores FMIK y TTIK.

Fuente: Normativa de Calidad del Servicio (N.C.S).

Anexo 2. Perfil de voltajes en los Hospitales Humberto Alvarado y Amistad Japón

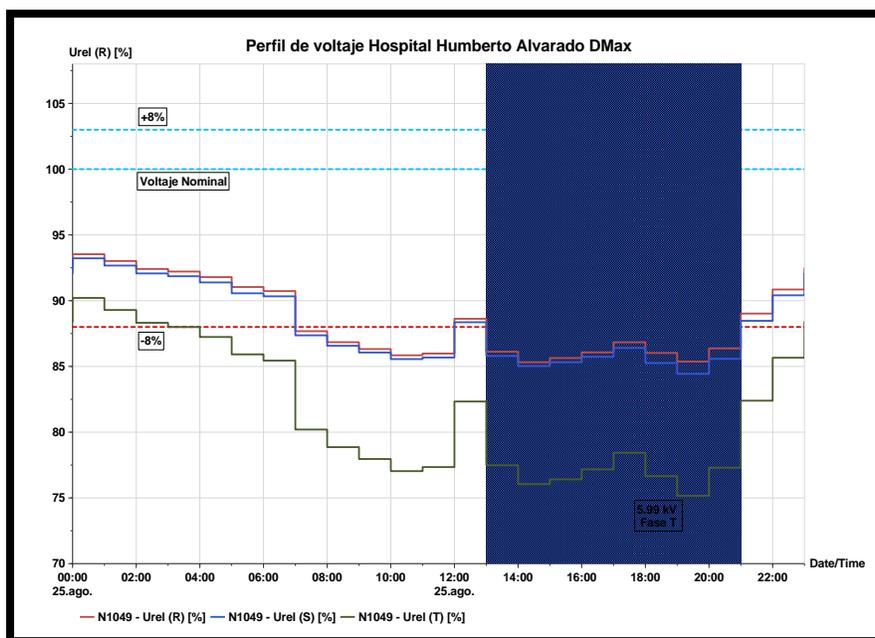


Figura 36. Perfil de voltaje de Hospital Humberto Alvarado en estado actual, situación N-1.

Fuente: Elaboración propia a partir de corrida de Flujo en PSS Sincal.

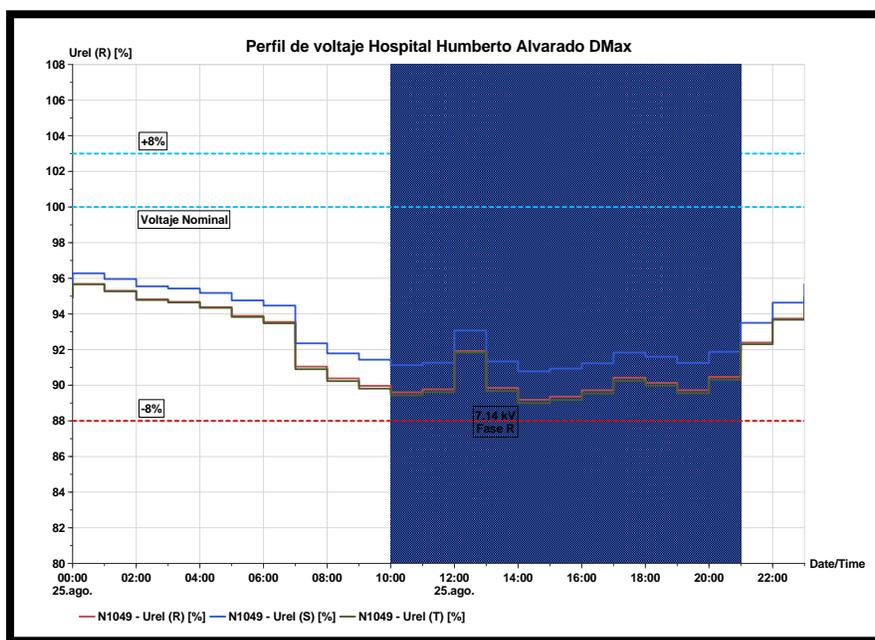


Figura 37. Perfil de voltaje de Hospital Humberto Alvarado en estado futuro, situación N-1.

Fuente: Elaboración propia a partir de corrida de Flujo en PSS Sincal.

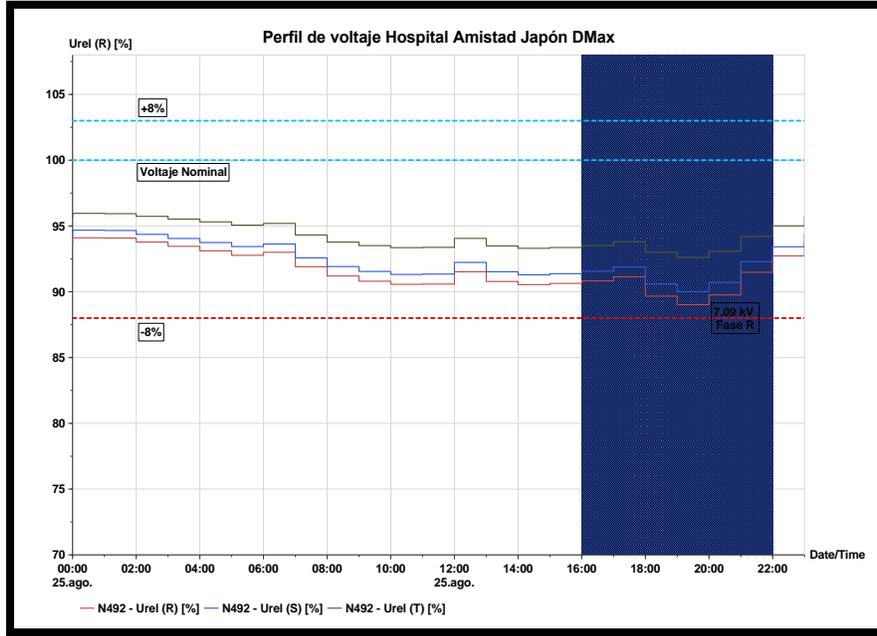


Figura 38. Perfil de voltaje de Hospital Amistad Japon en estado actual, situación N-1.

Fuente: Elaboración propia a partir de corrida de Flujo en PSS Sincal.

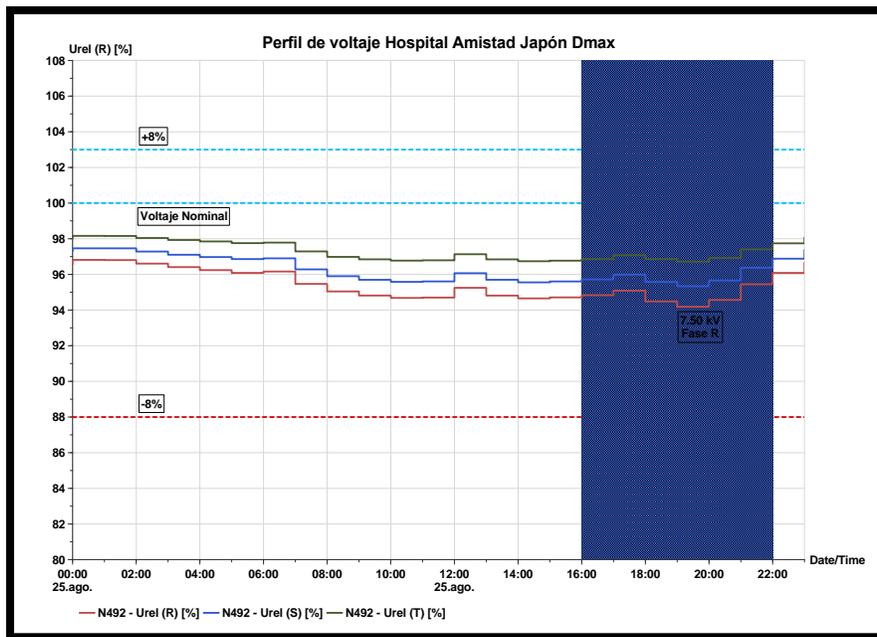


Figura 39. Perfil de voltaje de Hospital Amistad Japon en estado futuro, situación N-1.

Fuente: Elaboración propia a partir de corrida de Flujo en PSS Sincal.

Anexo 3. Ortogonal de los circuitos BZN-L3010 y GRD-L3030

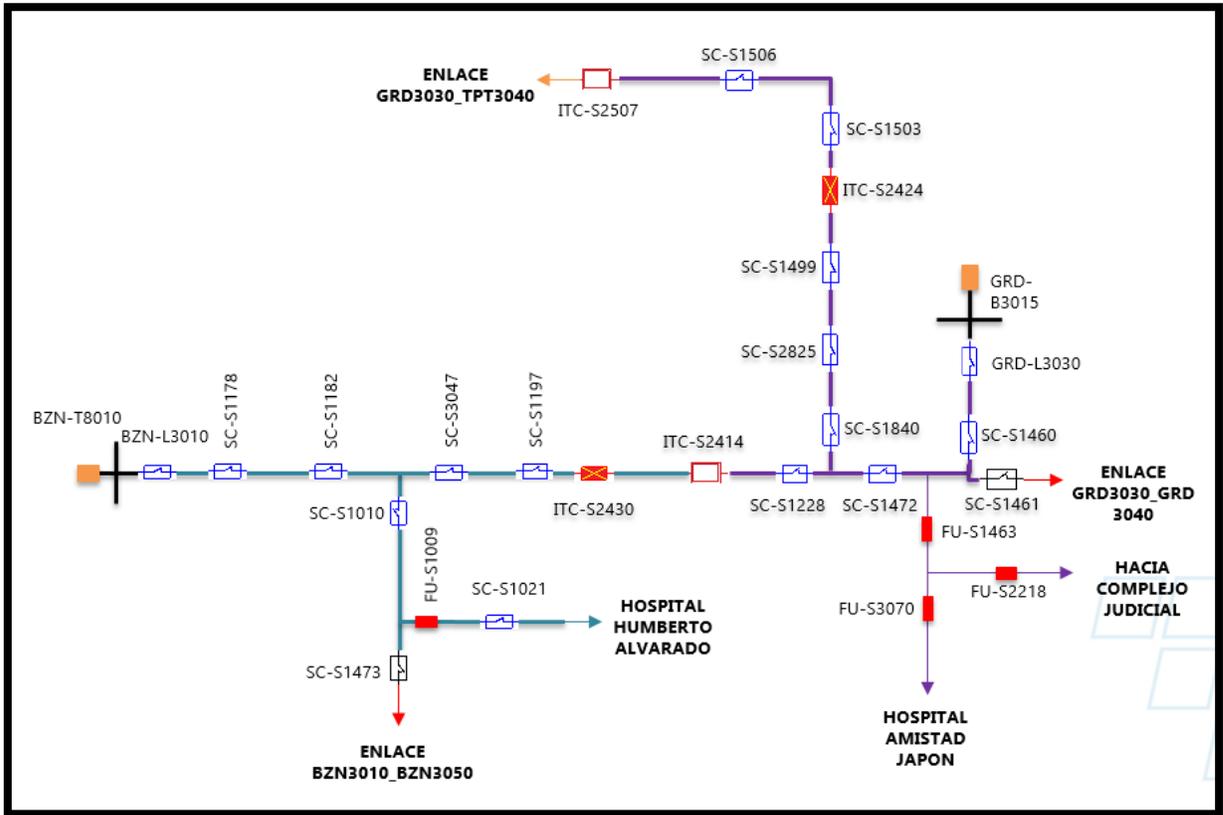


Figura 40. Ortogonal de los circuitos BZN-L3010 y GRD-L3030.

Fuente: Elaboración propia a partir de la topología de la red.

Anexo 4. Incidencia de falla en la red troncal del circuito

✚ Incidencia No: 3079456 / Fecha: 03/07/23.

✚ Maniobras ejecutadas por parte del Centro de Operación de la Red (COR).

Cronológico de sucesos:

1. **5:06** Disparo de GRD-L3030 sale con 2.35MW.
2. Se realiza prueba de cierre y no entra en servicio.
3. Abierto ITC-S2424.
4. Se realiza prueba nuevamente y no entra en servicio.
5. **05:10** BOM de Granada saliendo de Niquinohomo.
6. **05:20** BOM Masaya, saliendo de la base.
7. **05:22** Cerrado SC-S2419 entrada Zambrano.
8. **05:38** Abiertas SC-S1480 KM 39 Ctra. GRD-Masaya, Esc.Capulin.
9. **05:39** Se realiza prueba de cierre a GRD-L3030 y no entra en servicio.
10. **05:40** Cerrado ITC-S2424.
11. **05:53** Abiertas SC-S1472 100 Mts. Antes de llegar a Texlasa.
12. **05:55** Se realiza prueba de cierre a GRD-L3030 y no entra en servicio.
13. **05:57** Cerrado ITC-S2414 KM39 Carretera Masaya-Granada.
14. **06:00** Se encuentra poste quebrado alimenta a Banco de trafo de Ferromax.
15. **06:21** Informa Bom de Masaya, encontró un poste para cortar jumper primario y poder seccionar la falla.
16. Se deja seccionado jumper primario en un poste aguas abajo de donde está la falla y abierto SC-M1460 salida de mufa del SMT-GRD-L3030
17. **06:59** Cerrado SC-S1472 100 Mts. Antes de llegar a Texlasa.
18. **08:23** Se envía Bom de Granada a revertir maniobras

Nota: El Hospital Amistad Japón-Nicaragua no tuvo servicio eléctrico por 53 minutos desde las 5:06 horas que se originó el disparo de la protección de cabecera hasta las 6:59 horas que retroalimentaron con el circuito BZN-L3010.

- Causa de la falla: Poste quebrado por colisión vehicular ubicado aguas arriba de la derivación del Hospital Amistad Japón-Nicaragua.
- Tiempo de ejecución de trabajos: 2 horas.



Figura 41. Ubicación de incidencia en el circuito GRD-L3030.

Fuente: Elaboración propia a partir Google Earth.



Figura 42. Incidencia de falla en la red troncal del circuito GRD-L3030.

Fuente: Foto tomada en el lugar de la incidencia.