

# Universidad Nacional de Ingeniería

## Facultad de Ingeniería Mecánica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

### **Análisis de Contingencias para Mejorar los Indicadores de Calidad de Suministro, Compensaciones y Suministros Afectados en el Sistema Eléctrico de Trujillo.**

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Mecánico - Electricista

Elaborado por

Efren Eduardo Javier Alvarado

 [0009-0006-5040-6406](https://orcid.org/0009-0006-5040-6406)

Asesor

Ing. Gregorio Aguilar Robles

 [0009-0002-3551-1831](https://orcid.org/0009-0002-3551-1831)

LIMA – PERÚ

2025

---

Citar/How to cite	(Javier Alvarado, 2025)
Referencia/Reference	Javier Alvarado, E. (2025). <i>Análisis de Contingencias para Mejorar los Indicadores de Calidad de Suministro, Compensaciones y Suministros Afectados en el Sistema Eléctrico de Trujillo</i> . [Trabajo de Suficiencia Profesional de pregrado, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.

---

## **Dedicatoria**

*A mi Señor, por mostrarme con ternura el conocimiento de su creación.*

*A mi papá Santos, por su arte, su guitarra y su canto, y por ser mi primer profesor de matemáticas e ingeniería, enseñándome a competir y a no rendirme nunca.*

*A mi mamá Susana, por acompañarme en mis primeras travesuras, por su infinita alegría y por enseñarme la disciplina y la fortaleza ante la adversidad.*

*A mi hermano Víталy, por protegerme en mi niñez, por su fe y por celebrar cada uno de mis logros como si fueran propios.*

*¿Dónde estarás?, ¿qué estarás haciendo?...*

*Letra de la canción: “¿Dónde estarás?”*

*Compositor: Santos Javier Ramírez*

## ***Agradecimientos***

A la UNI, por enseñarme lo abstracto y lo real hasta lograr la excelencia, y a la especialidad de Ingeniería Mecánica – Eléctrica por desafiarme a aplicar sus conocimientos.

## Resumen

Este trabajo propone una solución rápida para atender eficaz y eficientemente las contingencias en el sistema eléctrico de Trujillo que se producen cuando una de las líneas de subtransmisión que es parte del anillo eléctrico en 138 kV, queda indisponible y originando una operación en sistema radial con sobrecarga en las líneas que aún no han sido reforzadas, poniendo en riesgo la confiabilidad del servicio eléctrico además de incumplirse lo dispuesto en la normativa peruana.

La solución que se propone es desde el punto de vista operativo, con los recursos y la experiencia de la operación en tiempo real que disponen los centros de control, para ello se ha elaborado y actualizado minuciosamente la red del sistema eléctrico de potencia sobre la cual se han simulado los diversos escenarios de contingencia a los que se ve expuesto diariamente.

Los resultados se han obtenido utilizando herramientas informáticas simulando interrupciones y contingencias sobre datos reales que fueron obtenidos de la base de datos de la empresa de distribución y de los equipos registradores de parámetros eléctricos, datos de placa y protocolos de prueba que en su momento se realizaron a los componentes del sistema de potencia analizado.

Este análisis busca mejorar el impacto técnico, económico y social cuando se produce una contingencia en el sistema eléctrico de Trujillo y propone ser el punto de partida para análisis similares en el resto de la concesión de la empresa de distribución.

**Palabras Clave:** *Análisis de Contingencias, Sistema de Potencia, Flujo de Potencia, Indicadores de Calidad de Suministro, Compensaciones, Rechazo de Carga.*

## **Abstract**

This work proposes a rapid solution to effectively and efficiently address contingencies in the Trujillo electrical system that occur when one of the subtransmission lines that is part of the 138 kV electrical ring becomes unavailable, causing radial system operation with overload on the lines that have not yet been reinforced, jeopardizing the reliability of the electrical service in addition to violating Peruvian regulations.

The proposed solution is operational, using the resources and experience of real-time operations available to the control centers. To this end, the electrical power system network has been carefully developed and updated, on which the various contingency scenarios to which it is exposed daily have been simulated.

The results were obtained using computer tools simulating interruptions and contingencies using real data obtained from the distribution company's database and from the electrical parameter recording equipment, nameplate data, and test protocols performed on the components of the power system analyzed.

This analysis seeks to improve the technical, economic, and social impact when a contingency occurs in the Trujillo electrical system and is intended to be the starting point for similar analyses in the rest of the distribution company's concession.

***Keywords: Contingency Analysis, Power System, Power Flow, Supply Quality Indicators, Compensations, Load Shedding.***

# INDICE

<i>Dedicatoria</i> .....	III
<i>Agradecimientos</i> .....	IV
Resumen.....	V
Abstract .....	VI
CAPITULO I. Generalidades.....	1
1.1 Antecedentes Investigativos.....	1
1.2 Identificación y Descripción del Problema de Estudio .....	6
1.2.1 Acciones previstas para solucionar la sobrecarga.....	12
1.2.2 Contingencia ocurrida el 21 de setiembre de 2021 .....	14
1.3 Formulación del Problema .....	23
1.3.1 Problema Principal .....	23
1.3.2 Problemas Secundarios.....	23
1.4 Justificación e Importancia.....	23
1.5 Objetivos .....	24
1.5.1 Objetivo General.....	24
1.5.2 Objetivos Específicos .....	24
1.6 Hipótesis.....	24
1.6.1 Hipótesis General.....	24
1.6.2 Hipótesis Especificas .....	24
1.7 Variables y Operacionalización de Variables .....	25
1.7.1 Operacionalización de Variables .....	26
1.8 Metodología de la Investigación.....	28
1.8.1 Unidad de Análisis .....	28
1.8.2 Tipo, Enfoque y Nivel de Investigación .....	29
1.8.3 Diseño de la Investigación .....	30
1.8.4 Fuentes de Información .....	30
1.8.5 Población y Muestra .....	31
1.8.6 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos .....	31
1.8.7 Análisis y Procesamiento de Datos.....	33
CAPÍTULO II. Marco Teórico y Marco Conceptual .....	34
2.1 Bases Teóricas .....	34

2.1.1 Sistema Eléctrico de Potencia .....	34
2.1.2 Requerimientos generales para operar un Sistema Eléctrico de Potencia .....	35
2.1.3 Análisis de Contingencias .....	37
2.1.4 Operación en Sobrecarga .....	39
2.2 Marco Conceptual: Definición de términos o conceptos .....	41
2.2.1 Flujo de Potencia .....	41
2.2.2 Procedimiento para el Flujo de Potencia con Newton-Raphson .....	43
2.2.3 Calidad de Suministro .....	44
2.2.4 Periodos en la Operación de un Sistema de Potencia .....	48
CAPÍTULO III. Desarrollo del Trabajo de Investigación.....	50
3.1 Procedimiento seguido para el desarrollo del trabajo .....	50
3.2 Diagrama de bloques de las etapas del proceso .....	51
3.3 Datos técnicos del equipamiento del sistema eléctrico de potencia .....	58
3.4 Procedimiento para la clasificación de alimentadores .....	60
3.4.1 Modelo matemático de la clasificación de alimentadores .....	61
3.5 Procedimiento para solucionar la contingencia con rechazo manual de carga .....	62
3.6 Procedimiento para solucionar la contingencia con generación térmica .....	64
CAPÍTULO IV. Resultados, Contrastación de Hipótesis y Discusión de Resultados .....	66
4.1 Resultados preliminares .....	66
4.1.1 Demandas en las líneas de subtransmisión .....	66
4.1.2 Demandas en los alimentadores en media tensión .....	66
4.1.3 Facturación, suministros y clientes libres externos en los alimentadores en media tensión .....	67
4.1.4 Clasificación de los alimentadores en media tensión.....	68
4.2 Resultados finales .....	76
4.3 Contrastación de la Hipótesis .....	77
4.4 Discusión de Resultados.....	78
Conclusiones .....	80
Recomendaciones.....	81
Referencia.....	82
Anexos .....	85
Anexo A : <i>Matriz de Consistencia</i> .....	86
Anexo B: <i>Tablas detalladas de datos técnicos de los transformadores del sistema eléctrico de potencia.</i> .....	87

Anexo C: <i>Datos técnicos del equipamiento del sistema eléctrico de potencia ingresados en la herramienta informática.</i> .....	95
Anexo D: <i>Tablas de resultados de flujos de potencia simulados para el sistema eléctrico analizado.</i> .....	121
Anexo E: <i>Tabla de resumen de las potencias de rechazo de carga por etapas.</i> .....	145

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Evolución de la Máxima Demanda en MW del sistema eléctrico de la empresa de distribución del norte del Perú para los años del 2018 al 2022 .....	10
<b>Tabla 2.</b> Principales acciones previstas para solucionar la sobrecarga en el sistema eléctrico de Trujillo	13
<b>Tabla 3.</b> Señalizaciones de las Protecciones Eléctricas en el evento del 21-09-2021 .....	17
<b>Tabla 4.</b> Perfil de Carga de las líneas L-1117 y L-1139 durante el evento del 21-09-2021.....	19
<b>Tabla 5.</b> Operacionalización de Variables.....	26
<b>Tabla 6.</b> Tabla de tolerancias $N'$ y $D'$ .....	47
<b>Tabla 7.</b> Tabla de datos técnicos de las líneas de subtransmisión del sistema eléctrico de potencia .....	59
<b>Tabla 8.</b> Tabla general de datos técnicos de los transformadores del sistema eléctrico de potencia.....	59
<b>Tabla 9.</b> Tabla de datos técnicos de los transformadores de puesta a tierra del sistema eléctrico de potencia.....	59
<b>Tabla 10.</b> Registros de demandas del sistema eléctrico de Trujillo en el periodo de Estiaje de los años 2021 y 2022 .....	66
<b>Tabla 11.</b> Registros de demandas del sistema eléctrico de Trujillo en el periodo de Avenida de los años 2021 y 2022 .....	66
<b>Tabla 12.</b> Registros de demandas en los alimentadores de media tensión en los años 2021 y 2022 .....	67
<b>Tabla 13.</b> Registros de facturación, suministros y clientes libres externos en los alimentadores de media tensión al año 2021 .....	68
<b>Tabla 14.</b> Resultados de valoración total en los alimentadores de media tensión durante el periodo de Avenida en Demanda Máxima.....	69
<b>Tabla 15.</b> Resultados de valoración total en los alimentadores de media tensión durante el periodo de Avenida en Demanda Media .....	70
<b>Tabla 16.</b> Resultados de valoración total en los alimentadores de media tensión durante el periodo de Avenida en Demanda Mínima .....	71
<b>Tabla 17.</b> Resultados de valoración total en los alimentadores de media tensión durante el periodo de Estiaje en Demanda Máxima.....	72
<b>Tabla 18.</b> Resultados de valoración total en los alimentadores de media tensión durante el periodo de Estiaje en Demanda Media. ....	73
<b>Tabla 19.</b> Resultados de valoración total en los alimentadores de media tensión durante el periodo de Estiaje en Demanda Mínima. ....	74
<b>Tabla 20.</b> Clasificación de los alimentadores de media tensión para el rechazo manual de carga por etapas.....	75
<b>Tabla 21.</b> Resultados comparativos del SAIDI, SAIFI, Energía no suministrada, Compensaciones y Suministros afectados .....	77

## LISTA DE FIGURA

<b>Figura 1.</b> Interacción de recursos de la operación en tiempo real del sistema de potencia analizado .....	9
<b>Figura 2.</b> Diagrama de Carga anual del 2018 al 2022 del sistema eléctrico de la empresa de distribución del norte del Perú.....	10
<b>Figura 3.</b> Segmentación del SAIDI y SAIFI del sistema eléctrico de la empresa de distribución del norte del Perú.....	11
<b>Figura 4.</b> Reporte de Falla del relé de la línea L-1117 en el extremo Trujillo Norte, evento del 21-09-2021	17
<b>Figura 5.</b> Oscilografía del relé de la línea L-1117 en el extremo Trujillo Norte, evento del 21-09-2021 .....	18
<b>Figura 6.</b> Huella de la descarga a tierra en la base de la estructura de los aisladores portabarras en 138 kV de la subestación Porvenir .....	20
<b>Figura 7.</b> Sistema Eléctrico de la Ciudad de Trujillo.....	29
<b>Figura 8.</b> Diseño Pre-Experimental: Diseño de Prueba/Postprueba con Un Solo Grupo. ....	30
<b>Figura 9.</b> Pantalla del Programa Optimus NGC que Gestiona los Registros de Interrupciones Eléctricas.	32
<b>Figura 10.</b> Principales componentes de un sistema eléctrico de potencia.....	35
<b>Figura 11.</b> Estructura de Operación del Sistema Eléctrico de Potencia.....	37
<b>Figura 12.</b> Estados de Operación del Sistema Eléctrico de Potencia .....	38
<b>Figura 13.</b> Etapas del desarrollo del trabajo de investigación.....	50
<b>Figura 14.</b> Etapa 1 del trabajo de investigación .....	51
<b>Figura 15.</b> Etapa 2 del trabajo de investigación. ....	52
<b>Figura 16.</b> Diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia graficado con la herramienta informática. ....	53
<b>Figura 17.</b> Diagrama unifilar del sistema eléctrico con sus alimentadores en media tensión graficados con la herramienta informática. ....	54
<b>Figura 18.</b> Etapa 3 del trabajo de investigación. ....	55
<b>Figura 19.</b> Etapa 3 del trabajo de investigación. ....	56
<b>Figura 20.</b> Etapa 5 del trabajo de investigación .....	57
<b>Figura 21.</b> Etapa 6 del trabajo de investigación .....	58
<b>Figura 22.</b> Procedimiento para solucionar la contingencia con rechazo manual de carga .....	63
<b>Figura 23.</b> Procedimiento para solucionar la contingencia con generación térmica .....	65

## ***INTRODUCCION***

La calidad del suministro eléctrico constituye un factor determinante para el desarrollo económico y social de una región, dado que garantiza la continuidad, confiabilidad y eficiencia del servicio a los usuarios. En este contexto, las empresas de distribución deben enfrentar diversas contingencias que afectan la operación del sistema eléctrico, comprometiendo indicadores como el SAIDI, SAIFI y la energía no suministrada, así como generando compensaciones a los usuarios y un incremento en los suministros afectados.

En la ciudad de Trujillo, dichas contingencias adquieren especial relevancia debido al crecimiento de la demanda eléctrica y a la particular configuración de su sistema eléctrico, conformado por cuatro líneas que operan en anillo. La ocurrencia de fallas en las líneas que conforman su anillo eléctrico evidencia limitaciones en la capacidad de respuesta y pone en riesgo la calidad del servicio.

Por lo tanto, esta investigación se orienta al análisis de contingencias en el sistema eléctrico de Trujillo, con el propósito de determinar su efecto en los indicadores de calidad de suministro, en las compensaciones otorgadas a los usuarios y en el número de suministros afectados. De esta manera, se busca aportar lineamientos basados en la experiencia del Centro de Control de Operaciones de la empresa distribuidora, orientados a mejorar la gestión operativa y a garantizar un servicio más seguro y eficiente.

# CAPITULO I. Generalidades

## 1.1 Antecedentes Investigativos

Trebejo Yrupailla, L. (2020)<sup>1</sup> llevó a cabo una investigación que se enfoca en analizar los casos de estudio del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú (SEIN) en el año 2021, para tomar decisiones operativas basadas en el cálculo de los márgenes de proximidad al colapso por tensión debido al crecimiento natural de la carga en operación normal y en contingencias considerando el criterio N-1. En ese sentido, esta tesis aplica un criterio distinto al utilizado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) el cual realiza estudios de rechazo de carga con criterios basados solo en el nivel de tensión. En la hipótesis propuesta que desarrolla la tesis se sugiere que la proximidad de los sistemas de potencia al colapso por tensión está por debajo de un margen aceptable por lo que es necesario realizar cálculos aplicados a un modelo estático del SEIN para los casos de estudio en avenida y estiaje proyectados para el año 2021. En ese sentido, esta tesis busca principalmente tres objetivos: calcular el flujo de potencia convencional para evaluar los casos de estudio en forma preliminar, calcular el flujo de potencia de continuación para completar la evaluación de los casos de estudio utilizando los márgenes de proximidad al colapso e identificar las contingencias aplicando el criterio N-1 del SEIN que representen la reducción más severa del margen de proximidad al colapso identificando los casos de estudio más críticos para sugerir soluciones, prevenir y mejorar las decisiones de los operadores y planificadores del SEIN. Finalmente, los resultados obtenidos en la tesis demuestran que en operación normal y para

---

<sup>1</sup> Trebejo Yrupailla, L. (2020). *Análisis de Estabilidad de la Proximidad al Colapso por Voltaje del SEIN Proyectado a un Año Siguierte*. [Tesis, Universidad Nacional de Ingeniería].

el año 2021 las tensiones de barra se encuentran dentro de los límites establecidos en la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos y que no presentan sobrecarga los transformadores y líneas de transmisión, en operación normal el área de colapso es el Norte (barras Zarumilla, Tumbes, Máncora, Puerto Pizarro) y el margen de proximidad al colapso del SEIN es de 1000 MW, valor por encima de un margen aceptable de proximidad al colapso previamente establecido. Así mismo, se identifican las contingencias obtenidas con el criterio N-1 que afectan severamente al sistema, sugiriendo las soluciones operativas.

La relación que el antecedente investigativo descrito tiene con el presente trabajo de investigación es que también utiliza el criterio N-1 para los casos de estudio de avenida y estiaje del sistema eléctrico analizado, y se diferencia porque utiliza el margen de proximidad al colapso por tensión debido el crecimiento natural de la carga en operación, mientras que el presente trabajo de investigación utiliza el flujo de potencia para evitar la sobrecarga en el anillo eléctrico de Trujillo como parte del análisis de contingencias.

Castelán Flores, R. (2023)<sup>2</sup> llevó a cabo una investigación de los análisis de contingencias y su efecto en los sistemas eléctricos de potencia, en este caso la salida de un elemento del sistema, en su estado estable. La justificación de esta investigación se basa en la necesidad de contar con una herramienta para realizar los estudios de análisis de contingencias teniendo en cuenta que dichos estudios son extensos para realizar debido a que son un conjunto de múltiples estudios de flujos de potencia para el mismo sistema, múltiples iteraciones por cada caso además de los varios elementos a considerar. Con el objetivo de desarrollar los estudios de análisis de contingencias para complementar un programa base desarrollado por la Universidad Autónoma de Puebla, la tesis tiene por objetivo desarrollar en el lenguaje de programación Matlab una subrutina compatible con el programa

---

<sup>2</sup> Castelán Flores, R. (2023). *Análisis de Contingencias en un Sistema Eléctrico de Potencia Utilizando Matlab*. [Tesis de maestría, Benemérita Universidad Autónoma de Puebla].

existente, comparar sus resultados con los obtenidos en un programa comercial y probar el programa utilizando sistemas de prueba para comprobar el análisis de contingencias. La hipótesis planteada sugiere que la programación para el análisis de contingencias a través del programa Matlab mejora la rapidez con la que se realizan los análisis de contingencias y logrará la mejora en la enseñanza de uno de los métodos de resolución, el proceso del análisis y sus aplicaciones e importancia. Con los resultados obtenidos el programa logra su objetivo, se logra hacer análisis de contingencias con cierta rapidez, al tener múltiples características y formas diferentes de realizar un análisis de contingencias sencillo es más didáctico. Finalmente la tesis propone principalmente como trabajos futuros unir todos los métodos presentados en su investigación en un solo programa con la posibilidad de utilizar cualquiera de ellos para realizar los análisis de contingencias y también propone hacer un método no iterativo con el propósito de una mejor comparativa entre los dos métodos, además de considerarse de menor tiempo de ejecución, aunque con menor precisión.

La relación que el antecedente investigativo descrito tiene con el presente trabajo de investigación es que también utiliza el criterio N-1 para los análisis de contingencias en los sistemas eléctricos de prueba, y se diferencia porque utiliza el software Matlab, mientras que el presente trabajo de investigación utiliza el software Power Factory DigSILENT. Con el uso del Matlab el investigador logra mejorar la rapidez del análisis de contingencias pero con menor precisión.

Machado da Silva, J. et al. (2020)<sup>3</sup> reconocen la complejidad de las redes eléctricas en crecimiento para producir más energía. Esta complejidad requiere que el análisis de seguridad de la red eléctrica se realice en tiempo real para evitar errores de decisión al desconectar un dispositivo de la red o prever la posibilidad de salida de un elemento subdimensionado, es así

---

<sup>3</sup> Machado da Silva, J. et al. (2020). Toward a More Reliable System for Contingency Selection in Static Security Analysis of Electric Power System. *IEEE Systems Journal*, vol.14, pp. 1183-1194.

que la fiabilidad para suministrar energía eléctrica a la población depende del trabajo de los centros de control los cuales deben investigar rápidamente e identificar las perturbaciones que puedan ocurrir. En este artículo, se propone un sistema inteligente para la selección de contingencias en el análisis de seguridad estática de sistemas eléctricos de potencia. La indicación de la gravedad de las contingencias es el referente o primer paso para desarrollar acciones de control y mantener la integridad de la operación del sistema. Teniendo en cuenta que un análisis extensivo de todas las contingencias en una red eléctrica se vuelve impracticable en tiempo real, debido a las restricciones de tiempo impuestas en la operación, es en ese sentido que las contingencias más severas deben identificarse de manera confiable y ágil. Para identificar las contingencias más severas los autores revisaron y observaron los aportes del algoritmo de aprendizaje automático como herramienta de asistencia para seleccionar las contingencias más severas del sistema y algunos de los métodos de aprendizaje automático probados en la selección de contingencias como redes neuronales artificiales (ANN), árboles de decisión (DT), máquina de vectores de soporte (SVM) y algoritmos genéticos (GA). Los autores proponen y evalúan la selección de contingencias como un problema de optimización combinatoria, empleando una metaheurística basada en Optimización de Colonia de Hormigas (ACO) para modelar la situación, la misma cuya aplicación no ha sido encontrada en los diversos motores de búsqueda. La principal contribución de este artículo es la propuesta de un método nuevo y robusto para la selección de las contingencias múltiples más severas en los sistemas eléctricos de potencia. Los autores concluyen en que el algoritmo ACO es una alternativa para la selección de contingencias en el análisis estático de seguridad, en este artículo también se aplicó la búsqueda de nuevas soluciones basadas en las barras de la red eléctrica contribuyendo al enfoque de reducción del vecindario de búsqueda, ya que el número de barras en una red eléctrica es menor que el número de ramas. Finalmente, de acuerdo a los resultados obtenidos, los autores proponen reforzar el ACO en trabajos futuros para que se asemeje a la búsqueda local existente en GA.

La relación que el antecedente investigativo descrito tiene con el presente trabajo de investigación es que también reconoce que el análisis de seguridad de la red eléctrica se realice en tiempo real considerando que los centros de control deben investigar rápidamente para identificar las perturbaciones que pudieran ocurrir; el presente trabajo de investigación es realizado desde el punto de vista operativo, con los recursos y la experiencia de la operación en tiempo real del Centro de Control de Operaciones de la empresa de distribución. El antecedente investigativo se diferencia con el presente trabajo de investigación porque utiliza la inteligencia artificial para la selección de contingencias en lugar del criterio N-1.

Zhou, K. et al. (2024)<sup>4</sup> reconocen la rutina de elegir contingencias iniciales de interrupción de líneas para evaluar la seguridad del sistema de transmisión de energía con simulaciones. Las contingencias de una sola línea, conocidas como N-1, son manejables y su impacto se prueba simplemente aplicando cada interrupción por turno. En este documento los autores analizan las probabilidades de las contingencias iniciales de interrupción de líneas más desafiantes con N-k, donde  $k > 1$  líneas que se interrumpen a la vez. Estas contingencias de múltiples líneas, generalmente de mayor impacto y menor frecuencia, ocurren en la práctica y se simulan al evaluar el riesgo de eventos más extremos como cascadas, o al asegurar la robustez del sistema ante una lista de contingencias que va más allá de N-1. Estas aplicaciones motivan en los autores el análisis de la probabilidad de interrupciones iniciales de N-k basadas en datos de interrupciones recopilados rutinariamente por las empresas de servicios públicos. Este documento: define motivos de contingencia de la red eléctrica y encuentra que las interrupciones iniciales múltiples de línea ocurren con mucha más frecuencia en motivos de contingencia, desarrolla un modelo probabilístico y esquemas de

---

<sup>4</sup> Zhou, K. et al. (2024). The Most Frequent N-k Line Outages Occur in Motifs That Can Improve Contingency Selection. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 39, pp. 1785-1796.

muestreo para múltiples contingencias, muestra que los nuevos esquemas de muestreo y listas de contingencia representan la mayor parte de la probabilidad de múltiples interrupciones iniciales de línea y se aplica a datos de servicios públicos estándar analizando contingencias históricas de dos grandes empresas de servicios públicos de América del Norte. Los autores concluyen que al ir más allá de la seguridad N-1, las listas de contingencias de múltiples interrupciones iniciales de línea son fundamentales para evaluar el riesgo de cascada y la seguridad de los sistemas de transmisión de energía y que la existencia de motivos de contingencia es el resultado de complejas dependencias físicas e ingenieriles en los sistemas eléctricos. El muestreo basado en motivos funciona en los conjuntos de datos de interrupción de dos sistemas de transmisión y los autores esperan que también sea aplicable a otros sistemas de transmisión, y que otros investigadores puedan confirmarlo con los datos de interrupción disponibles para ellos. Los motivos de contingencia pueden mejorar sustancialmente las listas de contingencia y las estimaciones de riesgo obtenidas al evaluar el riesgo de cascada con respecto a las contingencias N-k con simulaciones.

La relación que el antecedente investigativo descrito tiene con el presente trabajo de investigación es que también reconoce la rutina de elegir contingencias iniciales de interrupción de líneas para evaluar la seguridad del sistema con simulaciones, y se diferencia porque los investigadores proponen aplicar el criterio N-k, donde  $k > 1$  líneas que se interrumpen a la vez, mientras que el presente trabajo de investigación utiliza el criterio N-1.

## **1.2 Identificación y Descripción del Problema de Estudio**

Actualmente el sistema eléctrico de subtransmisión de la ciudad de Trujillo está compuesto por un anillo eléctrico en 138 kV conformado por las líneas L-1117 (Trujillo Norte-Porvenir), L-1128 (Porvenir-Trujillo Sur), L-1139 (Trujillo Norte-Trujillo Noroeste) y la recientemente construida L-1150 (Trujillo Noroeste-Trujillo Sur). Debido a que aún no se ha

ejecutado el reforzamiento de las líneas L-1139 y L-1128, este anillo eléctrico opera sujeto a sobrecargas cuando se produce una interrupción intempestiva de una de las líneas cambiando su topología eléctrica en anillo a topología eléctrica radial.

Ante este escenario surge la necesidad de que la operación en anillo tenga un análisis de contingencias de aplicación inmediata, que permita evitar sobrecarga en las líneas L-1139 y L-1128 como parte del sistema eléctrico de Trujillo, además de ser parte del sustento de las acciones de emergencia previstas para la empresa de distribución que opera en la concesión.

El sistema eléctrico de subtransmisión de la ciudad de Trujillo solo dispone de un estudio de operatividad en alta tensión, el cual no incluye los alimentadores en media tensión y que contempla un análisis de contingencias para su operación en anillo pero que no considera su impacto sobre los indicadores de calidad de suministro, compensaciones y suministros afectados ni tampoco propone el esquema de rechazo automático de carga durante las contingencias ni los procedimientos de maniobras para el restablecimiento del servicio eléctrico en los suministros afectados.

Las principales problemáticas relacionadas al tema en estudio son:

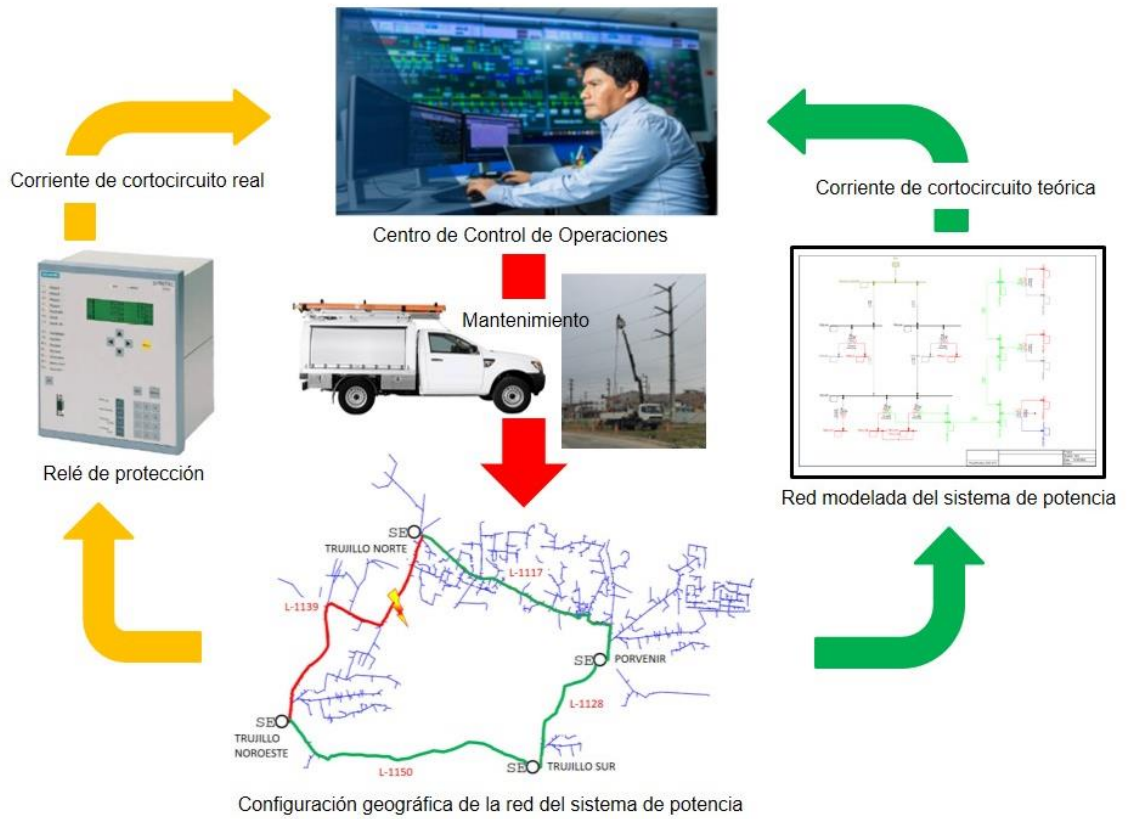
- a) No se cuenta con un análisis de contingencias para el sistema eléctrico de Trujillo operando en anillo que muestre su afectación en los indicadores de calidad de suministro, compensaciones y suministros afectados.
- b) No se cuenta con un análisis de contingencias que proponga un esquema de rechazo automático de carga ni los procedimientos de maniobras para el restablecimiento del servicio eléctrico en los suministros afectados.
- c) Debido a la falta de reforzamiento de las líneas L-1139 y L-1128, la operación en anillo del actual sistema eléctrico de subtransmisión de Trujillo en 138 kV genera

contingencias operativas ante la desconexión de una de sus líneas debido a que se produce sobrecargas en las líneas L-1139 y L-1128.

La empresa de distribución eléctrica del norte del Perú que tiene la concesión de las regiones de La Libertad, Ancash y la zona sur de Cajamarca opera su sistema eléctrico de potencia a través de su Centro de Control de Operaciones quién a través de un supervisor de turno se toman las decisiones para preservar una operación técnica, económica y socialmente eficiente.

El Centro de Control de Operaciones realiza el monitoreo, control y supervisión remota en tiempo real de su sistema eléctrico de potencia utilizando su sistema SCADA y cuando ocurre una interrupción en su sistema de subtransmisión, a través de su relé de protección se identifica la función que activó el disparo, el tipo y el valor de la corriente de cortocircuito así como la distancia censada por el relé en caso se active la protección de distancia en las líneas de subtransmisión; con esta distancia se comunica al área de mantenimiento para su desplazamiento y efectúe la inspección y correctivo de la instalación afectada. Para validar la distancia censada por el relé, su valor es ingresado a la red del sistema de potencia modelada según su estudio de operatividad disponible y se simula un cortocircuito según la función activada del relé, se obtiene un valor de corriente de cortocircuito teórico y se compara con el valor de la corriente de cortocircuito que activó el disparo del relé, con esta comparación y con la inspección final de campo, el Centro de Control de Operaciones determina que puede ser necesario evaluar los ajustes del relé o actualizar la red modelada del estudio de operatividad; en la Figura 1 se muestra cómo interactúan todos estos recursos de la operación en tiempo real.

**Figura 1.** Interacción de recursos de la operación en tiempo real del sistema de potencia analizado



Acorde a la Memoria Anual indicada en Hidrandina. (2022)<sup>5</sup>; en la zona norte del Perú, la empresa de distribución eléctrica que es concesionaria de 5494  $km^2$  en las regiones de La Libertad, Ancash y la zona sur de Cajamarca opera 17924 km de redes de media tensión, 1468 km de líneas de subtransmisión y 46 subestaciones de transformación con una potencia instalada de 1110 MVA que conforman su sistema eléctrico de potencia. En el año 2022, dicha concesión de distribución tuvo entre sus cargas una máxima demanda de 353,6 MW según se muestra en la Tabla 1 y en la Figura 2.

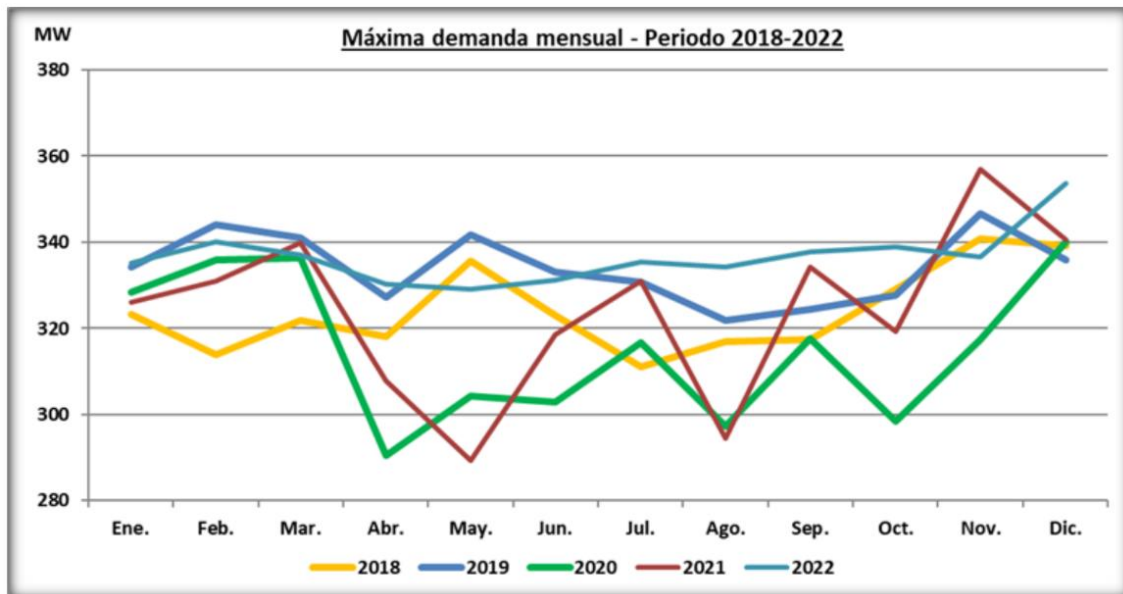
<sup>5</sup> Hidrandina. (2022). Memoria Anual de Hidrandina 2022.

**Tabla 1.** Evolución de la Máxima Demanda en MW del sistema eléctrico de la empresa de distribución del norte del Perú para los años del 2018 al 2022

Año	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Máxima Demanda	Demanda Promedio
2018	323.2	313.9	321.9	318.1	335.7	322.9	311.2	316.8	317.4	329.2	340.7	339.2	<b>340.7</b>	<b>324.2</b>
2019	334.3	344.0	341.0	327.2	341.6	333.2	330.6	321.7	324.4	327.8	346.7	335.9	<b>346.7</b>	<b>334.0</b>
2020	328.3	336.0	336.4	290.6	304.2	302.8	316.8	297.3	317.6	298.4	317.3	340.1	<b>340.1</b>	<b>315.5</b>
2021	325.9	330.9	340.0	307.8	289.3	318.6	330.9	294.4	334.3	319.4	356.8	340.7	<b>356.8</b>	<b>324.1</b>
2022	335.2	340.1	337.1	330.4	329.2	331.2	335.4	334.3	337.8	338.9	336.5	353.6	<b>353.6</b>	<b>336.6</b>

Fuente. (Hidrandina. 2022).

**Figura 2.** Diagrama de Carga anual del 2018 al 2022 del sistema eléctrico de la empresa de distribución del norte del Perú.

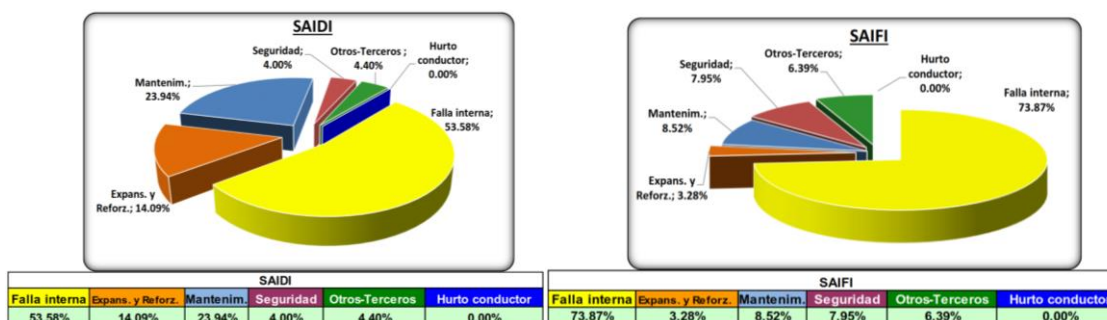


Fuente. (Hidrandina. 2022).

La medición anual del promedio de interrupciones a través de los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI que incluyen los sistemas de generación, transmisión y distribución en el año 2022 fue de 21,40 horas para el SAIDI y 10,28 números de interrupciones para el SAIFI;

sin embargo, en Osinergmin. (2019)<sup>6</sup> se estableció que solo para distribución el límite permitido para la concesionaria era de 14,10 horas para el SAIDI y 6,32 números de interrupciones para el SAIFI. La segmentación de los resultados en porcentaje de SAIDI y SAIFI del año 2022 indicando sus motivos se muestran en la Figura 3.

**Figura 3.** Segmentación del SAIDI y SAIFI del sistema eléctrico de la empresa de distribución del norte del Perú



Fuente. (Hidrandina. 2022).

Para el SAIDI, en orden decreciente, las interrupciones por falla interna tuvieron un mayor impacto con el 53,58%, mantenimiento con 23,94%, expansión y reforzamiento con 14,09%, otros y terceros con 4,40%, seguridad 4% y hurto de conductores sin mayor relevancia.

Para el SAIFI, en orden decreciente, las interrupciones por falla interna tuvieron un mayor impacto con el 73,87%, mantenimiento con 8,52%, seguridad con 7,95%, otros y terceros con 6,39%, expansión y reforzamiento con 3.28% y hurto de conductores sin mayor relevancia.

Con los valores de porcentajes obtenidos para el SAIDI y SAIFI, se hace necesario implementar mejoras para reducir su impacto, principalmente en las interrupciones que se

<sup>6</sup> Osinergmin. (2019). Fijación de los Valores Agregados de Distribución de 2019 – 2023, Resolución de Osinergmin N° 168-2019-OS/CD.

originan de manera imprevista como la falla interna y otros y terceros; las interrupciones programadas como mantenimiento y expansión y reforzamiento también pueden ser incluidas para su evaluación y reducción de su impacto por la indisponibilidad N-1 en el anillo eléctrico en 138 kV de Trujillo. La implementación de estas mejoras incidirá directa o indirectamente en el desempeño de dichos indicadores.

La venta de energía eléctrica entre clientes libres y regulados de la empresa de distribución en el año 2022 fue de 1822,3 GWh, la cantidad de clientes atendidos fue de 1025 miles de suministros correspondiente a una población aproximada de 3,60 millones de habitantes y las compensaciones por Norma para el segundo semestre del año 2021 fueron de 372983 USD y para primer semestre del año 2022 fueron de 253421 USD haciendo un total de 626404 USD en el periodo de un año. Con los valores indicados se hace necesario implementar mejoras para reducir su impacto por las interrupciones que originan la energía no suministrada a los clientes, los suministros afectados y las compensaciones que afectan a la empresa de distribución.

### ***1.2.1 Acciones previstas para solucionar la sobrecarga***

A continuación, en la Tabla 2 se muestra un resumen de las principales acciones previstas por la empresa de distribución para solucionar la sobrecarga de manera integral en el sistema eléctrico de Trujillo pero que sin embargo todavía se encuentran en ejecución. Los equipos para su implementación fueron aprobados a través de los Planes de Inversiones de Transmisión pero debido principalmente al retraso de la puesta en operación comercial del proyecto “SET Virú Nueva 220/138/60 kV – 120 MVA y celdas asociadas”, el Ministerio de Energía y Minas del Perú declaró la situación de grave deficiencia para Trujillo Sur, Huaca del Sol, Virú y Chao 60 kV por falta de capacidad de transporte y aprobando la generación térmica y su ampliación de periodo para solucionar parcialmente la deficiencia presentada.

**Tabla 2.** Principales acciones previstas para solucionar la sobrecarga en el sistema eléctrico de Trujillo

Referencia	Descripción	Equipo aprobado
Resolución Osinergmin N° 104-2016-OS/CD	Aprobación del Plan de Inversiones de Transmisión de 2017 - 2021	Transformador 60/22.9/10 kV, 30 MVA en la S.E. Virú
Resolución Osinergmin N° 185-2016-OS/CD	Recurso de Reconsideración del Plan de Inversiones de Transmisión de 2017 - 2021	Implementar la S.E. Virú Nueva 220/138/60 kV, 120 MVA
		Reforzamiento de la línea Trujillo Norte - Trujillo Noroeste de 240 a 300 mm <sup>2</sup> AAAC
Resolución Osinergmin N° 186-2020-OS/CD	Recurso de Reconsideración del Plan de Inversiones de Transmisión de 2021 - 2025	Nueva línea Porvenir - Trujillo Sur de 300 mm <sup>2</sup> AAAC
Resolución Ministerial N° 090-2023-MINEM/DM	Declaran en situación de grave deficiencia al Sistema Eléctrico asociado al Eje Trujillo Sur, Huaca del Sol, Virú y Chao en 60 kV, por falta de capacidad de transporte	Generación Térmica de hasta 19 MW hasta el 30/09/2024
Resolución Ministerial N° 268-2024-MINEM/DM	Amplian periodo de la declaración en situación de grave deficiencia del servicio eléctrico del Eje Trujillo Sur, Huaca del Sol, Virú y Chao en 60 kV	Generación Térmica de hasta 17 MW hasta el 01/09/2026

Ante el retraso de las acciones dispuestas e indicadas en la Tabla 2 y que aún se encuentran en ejecución se hace necesario implementar una solución de aplicación inmediata, desde el punto de vista operativo, con los recursos y la experiencia de la operación en tiempo real del Centro de Control de Operaciones de la empresa de distribución, la misma que se aborda en el presente trabajo de investigación.

### **1.2.2 Contingencia ocurrida el 21 de setiembre de 2021**

A continuación se analiza la falla ocurrida el día 21 de setiembre de 2021 y que produjo una contingencia en el sistema eléctrico de Trujillo debido a la indisponibilidad de la línea L-1117, reflejando el criterio N-1 y que produjo sobrecarga en la operación de la línea L-1139.

1. Fecha y Hora del Evento: 21 de setiembre de 2021 a las 06:42:27 horas.
2. Instalación afectada: Línea 138 kV L-1117 (Trujillo Norte – Porvenir).
3. Causa de la perturbación: Aislador portabarras descargado a tierra en la S.E. Porvenir.
4. Configuración pre-falla: Instalaciones en servicio L-1117 = 41.1 MW, L-1139 = 45 MW, L-1128 = 29.5 MW, L-6695 = 26.36 MW, Transformador TP-A051 S.E. Porvenir = 11.40 MW.
5. Descripción: A las 06:42:27 horas se interrumpe el servicio eléctrico de la línea 138 kV L-1117 (Trujillo Norte – Porvenir), cuando atendía una demanda de 41.1 MW, por actuación de su relé de protección Siemens Siprotec 7SA612 señalizando sobrecorriente fase “B”, distancia 11.4 km en el extremo Trujillo Norte y en simultáneo se apertura el interruptor IN-A048 de la línea 138 kV L-1128 (Trujillo Sur - Porvenir) en el extremo Trujillo Sur dejando fuera de servicio la S.E. Porvenir con una demanda de 29.80 MW, por actuación del relé Siemens Siprotec 7SL86 señalizando sobrecorriente a tierra, fase “B”, zona 2, función 21, distancia 5.5 km. También se apertura el interruptor IN-6057 de la línea 60 kV L-6695 (Trujillo Sur – Huaca del Sol) en el extremo Huaca del Sol, con una demanda de 26.36 MW, dejando fuera de servicio la S.E. Huaca del Sol con sus alimentadores en media tensión dependientes y las líneas L-6696 (Huaca del Sol – Virú), L-6697 (Virú – Chao) y subestaciones Virú y Chao, por actuación de su relé de protección Micom P545 señalizando sobrecorriente direccional, fase “B”; también se produjo la desconexión automática del alimentador en media

tensión 10 kV TPO007 (Open Plaza) de la S.E. Porvenir con una demanda de 1.73 MW, por actuación de su protección relé GE F650 señalizando sobrecorriente sensitiva a tierra.

6. Configuración pos-falla.

Instalación en servicio sin sobrecarga: L-1139 = 45.17 MW;

Instalaciones fuera de servicio sin carga L-1117, L-1128, L-6695, Transformador TP-A051 S.E. Porvenir.

7. Secuencia de maniobras.

Para restablecer el servicio eléctrico se tuvo en cuenta la indisponibilidad de la línea L-1117 que quedó fuera de servicio para su inspección minuciosa además de ejecutar correctivos puntuales en aisladores sucios por falta de mantenimiento. Se realizaron las siguientes maniobras para restablecer el servicio:

- a) A las 06:48:22 horas, Se apertura manualmente sin tensión el interruptor IN-A049 de la línea L-1117 en la S.E. Porvenir.
- b) A las 06:49:13 horas, Se cierra el interruptor IN-A048 de la línea L-1128 en la S.E. Trujillo Sur energizando la S.E. Porvenir y sus alimentadores dependientes con una demanda de 8.61 MW a excepción del alimentador TPO007 (Open Plaza).
- c) A las 06:51:36 horas, Se cierra el interruptor IN-6057 de la línea L-6695 en la S.E. Huaca del Sol energizando sus alimentadores dependientes, las líneas L-6696, L6697 y las subestaciones Virú y Chao con una demanda total de 6.79 MW.
- d) A las 07:42:02 horas, Se energiza el alimentador TPO007 (Open Plaza) con una demanda de 1.93 MW.

- e) A las 12:01:00 horas, Se cierra el interruptor de la línea L-1117 en la S.E. Trujillo Norte, energizándola en vacío.
  - f) A las 13:16:05 horas, Se cierra el interruptor IN-A049 de la línea L-1117 en la S.E. Porvenir, retornando a la topología original de anillo eléctrico en 138 kV.
8. Actuación de las protecciones eléctricas:

La información obtenida de la actuación de las protecciones eléctricas se presenta a través de la Tabla 3 donde se muestran las señalizaciones de las protecciones indicando la naturaleza de la falla eléctrica, la función de protección que actuó y la distancia censada en la falla; también se incluyen las instalaciones comprometidas con la falla y los elementos que aperturaron los circuitos. Una información más detallada de la falla se muestra a través de los registros del relé de la línea L-1117 en el extremo Trujillo Norte donde se presenta el reporte de falla en la Figura 4 y la oscilografía en la Figura 5; en el reporte de falla se obtiene la corriente de cortocircuito y la distancia censada del punto de falla, mientras que a través de los canales analógico y digital de la oscilografía se obtienen el desenlace cronológico de la falla indicando los valores alcanzados por los parámetros eléctricos así como la actuación del relé en el instante previo con el arranque y en el instante del disparo y despeje de la falla.

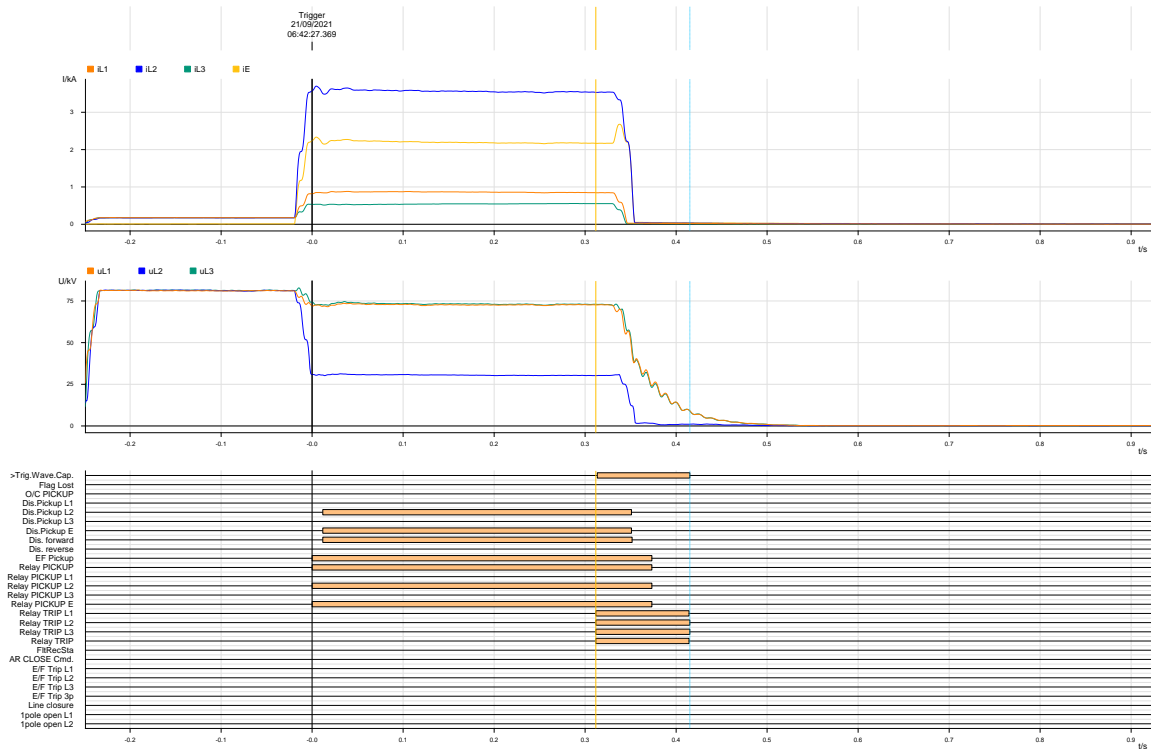
**Tabla 3.** Señalizaciones de las Protecciones Eléctricas en el evento del 21-09-2021

Subestación	Instalación	Relé	Señalización	Interruptor	Posición	Distancia (km)
Trujillo Norte	Línea L-1117	Siemens Siprotec 7SL86	Sobrecorriente a tierra, fase "B", zona 2, función 21	Interruptor CL-1117	ABIERTO	11,4
Trujillo Sur	Línea L-1128	Siemens Siprotec 7SL86	Sobrecorriente a tierra, fase "B", zona 2, función 21	IN-A048	ABIERTO	5,5
Huaca del Sol	Línea L-6695	Micom P545	Sobrecorriente direccional, fase "B"	IN-6057	ABIERTO	-----
Porvenir	Alimentador TPO007	GE F650	Sobrecorriente sensitiva a tierra	IN1246	ABIERTO	-----

**Figura 4.** Reporte de Falla del relé de la línea L-1117 en el extremo Trujillo Norte, evento del 21-09-2021

Number	Indication	Value	Date and time	Initiator	Cause
00301	Power System fault	3 - ON	21.09.2021 06:42:27.369		
00302	Fault Event	3 - ON	21.09.2021 06:42:27.369		
01358	E/F picked up FORWARD	ON	0 ms		
01337	E/F phase selector L2 selected	ON	0 ms		
01357	E/F 3I0p PICKED UP	ON	0 ms		
03684	Distance Pickup L2E	ON	12 ms		
03702	Distance Loop L2E selected forward	ON	12 ms		
01335	Earth fault protection Trip is blocked	ON	16 ms		
03805	Distance TRIP command Phases L123	ON	312 ms		
00536	Relay Definitive TRIP	ON	312 ms		
00533	Primary fault current IL1	0,85 kA	316 ms		
00534	Primary fault current IL2	3,55 kA	316 ms		
00535	Primary fault current IL3	0,55 kA	316 ms		
01370	E/F Inrush picked up	ON	348 ms		
03671	Distance PICKED UP	OFF	351 ms		
03702	Distance Loop L2E selected forward	OFF	352 ms		
01370	E/F Inrush picked up	OFF	373 ms		
01337	E/F phase selector L2 selected	OFF	373 ms		
01345	Earth fault protection PICKED UP	OFF	373 ms		
10300	U1< Pickup	ON	385 ms		
01335	Earth fault protection Trip is blocked	OFF	389 ms		
01124	Fault Locator Loop L2E	ON	266 ms		
01117	Ft Locator: secondary RESISTANCE	2,44 Ohm	266 ms		
01118	Ft Locator: secondary REACTANCE	6,17 Ohm	266 ms		
01114	Ft Locator: primary RESISTANCE	2,11 Ohm	266 ms		
01115	Ft Locator: primary REACTANCE	5,32 Ohm	266 ms		
01119	Ft Locator: Distance to fault	11,4 km	266 ms		
01120	Ft Locator: Distance [%] to fault	99,1 %	266 ms		

**Figura 5. Oscilografía del relé de la línea L-1117 en el extremo Trujillo Norte, evento del 21-09-2021**



### 9. Desempeño de la demanda durante el evento.

Teniendo en cuenta que debido al evento del 21-09-2021, el anillo eléctrico 138 kV de Trujillo se aperturó por desconexión de las líneas L-1117 y L-1128 y que después de conectada la línea L-1128, el sistema eléctrico de Trujillo queda configurado con topología radial y con la línea L-1139 asumiendo toda la carga, entonces se procede a evaluar el desempeño de la demanda en la línea L-1139 para verificar si estuvo operando con sobrecarga. En la Tabla 4 se presentan los valores de demanda y corriente cada 15 minutos con valores previos, durante y posteriores al evento, se ha remarcado la franja horaria en la que sucedió el evento y también el horario en que se produjo la sobrecarga.

**Tabla 4 . Perfil de Carga de las líneas L-1117 y L-1139 durante el evento del 21-09-2021**

DIA	HORA	LÍNEA L-1117			LÍNEA L-1139				
		MW	MVAR	kV	MW	MVAR	kV	A	A %
21/09/2021	05:45:00	38.108	10.207	140.91	42.074	10.431	141.24	177.19	32.51
21/09/2021	06:00:00	38.108	10.207	140.76	42.510	10.380	141.20	178.93	32.83
21/09/2021	06:15:00	38.389	10.102	140.49	43.658	10.598	140.98	183.99	33.76
21/09/2021	06:30:00	39.527	10.399	140.75	45.027	11.013	140.83	190.03	34.87
21/09/2021	06:45:00	40.863	10.798	0.00	45.172	10.733	141.06	190.04	34.87
21/09/2021	07:00:00	34.951	9.134	0.00	55.632	10.830	141.78	230.80	42.35
21/09/2021	07:15:00	0.000	0.000	0.00	72.161	14.652	140.75	302.04	55.42
21/09/2021	07:30:00	0.000	0.000	0.00	82.601	20.103	140.19	350.11	64.24
21/09/2021	07:45:00	0.000	0.000	0.00	92.909	26.654	139.41	400.29	73.45
21/09/2021	08:00:00	0.000	0.000	0.00	102.270	32.794	139.53	444.39	81.54
21/09/2021	08:15:00	0.000	0.000	0.00	106.623	34.791	139.18	465.26	85.37
21/09/2021	08:30:00	0.000	0.000	0.00	110.858	37.483	138.91	486.38	89.24
21/09/2021	08:45:00	0.000	0.000	0.00	113.099	38.886	138.80	497.49	91.28
21/09/2021	09:00:00	0.000	0.000	0.00	114.238	39.463	138.55	503.65	92.41
21/09/2021	09:15:00	0.000	0.000	0.00	115.837	40.360	138.33	511.96	93.94
21/09/2021	09:30:00	0.000	0.000	0.00	118.810	42.674	137.89	528.60	96.99
21/09/2021	09:45:00	0.000	0.000	0.00	120.871	44.215	137.71	539.61	99.01
21/09/2021	10:00:00	0.000	0.000	0.00	122.311	44.956	137.76	546.12	100.21
21/09/2021	10:15:00	0.000	0.000	0.00	123.501	45.840	137.75	552.12	101.31
21/09/2021	10:30:00	0.000	0.000	0.00	124.556	46.646	137.66	557.83	102.35
21/09/2021	10:45:00	0.000	0.000	0.00	124.304	46.329	137.67	556.34	102.08
21/09/2021	11:00:00	0.000	0.000	0.00	126.020	47.352	137.50	565.28	103.72
21/09/2021	11:15:00	0.000	0.000	0.00	127.322	47.953	137.73	570.32	104.65
21/09/2021	11:30:00	0.000	0.000	0.00	129.570	49.619	137.46	582.76	106.93
21/09/2021	11:45:00	0.000	0.000	0.00	132.157	51.964	138.77	590.80	108.40
21/09/2021	12:00:00	0.000	0.000	0.00	133.199	52.207	138.81	595.04	109.18
21/09/2021	12:15:00	0.159	-0.701	138.89	133.286	51.918	139.05	593.94	108.98
21/09/2021	12:30:00	0.159	-0.701	139.28	134.320	52.630	139.23	598.23	109.77
21/09/2021	12:45:00	0.178	-0.808	139.09	133.712	51.769	139.41	593.79	108.95
21/09/2021	13:00:00	0.175	-0.808	139.73	132.822	50.731	139.55	588.22	107.93
21/09/2021	13:15:00	0.178	-0.813	139.51	130.295	48.360	139.90	573.56	105.24
21/09/2021	13:30:00	0.175	-0.823	139.94	75.717	25.259	140.25	328.58	60.29
21/09/2021	13:45:00	54.718	18.757	140.00	66.739	21.653	140.47	288.39	52.92
21/09/2021	14:00:00	59.717	20.460	140.33	66.389	21.722	140.33	287.39	52.73
21/09/2021	14:15:00	59.495	20.459	139.70	66.402	22.169	140.14	288.41	52.92
21/09/2021	14:30:00	59.562	20.917	139.60	66.815	22.883	139.86	291.54	53.49

10. Observaciones.

- a) En el Reporte de Falla presentado en la Figura 4, se observa que la desconexión de la línea L-1117 en el extremo Trujillo Norte se produjo por una sobrecorriente a tierra en la fase “B” que registró un valor de 3.55 kA, con un punto de falla censado a 11.4 km de Trujillo Norte y que fue despejado después de 103.3 ms de activado su disparo según se observa en el canal digital de la

oscilografía presentada en la Figura 5. Por la longitud de la línea, se determinó que el punto de falla se ubicó aproximadamente en la subestación Porvenir.

- b) En inspección minuciosa de campo efectuada por el personal de mantenimiento se verificó la existencia de una huella de descarga a tierra en la fase “B” de la base de las estructura de los aisladores portabarras en 138 kV de la subestación Porvenir lo que estaría evidenciando un bajo nivel de aislamiento por falta de mantenimiento. En la Figura 6 se muestra la huella de la descarga a tierra.
- c) De la secuencia de maniobras se observa que la línea L-1117 estuvo fuera de servicio aproximadamente 6 horas, tiempo que incluyó un mantenimiento preventivo en varias cadenas de aisladores puntualmente identificadas con riesgo de falla.

**Figura 6.** Huella de la descarga a tierra en la base de la estructura de los aisladores portabarras en 138 kV de la subestación Porvenir



- d) El evento del 21-09-2021 evidenció la actuación inadecuada de las protecciones eléctricas por falta de la selectividad de la línea L-6695 en el extremo Huaca del Sol y del alimentador TPO007 en la subestación Porvenir.

- e) En el Perfil de Carga presentado en la Tabla 4 se observa la operación en sobrecarga de la línea L-1139 en el horario de 10:00 a 13:15 horas, registrando un valor máximo de 109.77 % de su corriente nominal de diseño debido a que el evento del 21-09-2021 ocasionó el cambio de topología eléctrica de sistema en anillo a sistema radial por indisponibilidad de la línea L-1117.

#### 11. Análisis del evento.

Debido a un punto de falla ubicado en la Barra 138 kV de la subestación Porvenir no se produjo la actuación de la protección diferencial de la línea L-1128 y teniendo en cuenta que la línea L-1117 no tiene protección diferencial, ambas líneas quedaron configuradas como una sola y se produjo la desconexión de los extremos Trujillo Norte de la línea L-1117 y Trujillo Sur de la línea L-1128, por actuación de sus protecciones de distancia siendo despejada la falla después de 103.3 ms; al no tratarse de una falla permanente, se tuvo un cierre exitoso de la línea L-1128 desde Trujillo Sur. Debido a la falta de selectividad, actuaron indebidamente los sistemas de protección de la línea L-6695 en el extremo Huaca del Sol y del alimentador TPO007 en la subestación Porvenir.

#### 12. Conclusiones del evento.

- a) La empresa de distribución debe evaluar la frecuencia de sus mantenimientos predictivos para programar oportunamente la ejecución de sus mantenimientos preventivos.
- b) Las interrupciones en el alimentador TPO007 y las subestaciones Huaca del Sol, Virú y Chao por desconexión de la línea L-6695 fueron indebidas y

ocasionadas por un ajuste deficiente de las protecciones eléctricas. La empresa de distribución debe corregir esta deficiencia.

- c) La empresa de distribución en coordinación con la empresa transmisora deben evaluar la implementación de la protección diferencial de la línea L-1117.
- d) Puede optimizarse el tiempo de mantenimiento que realiza el personal técnico de la empresa de distribución en una cadena de aisladores puntualmente identificada con riesgo de falla, teniendo en cuenta que los aisladores con descargas por suciedad debido a falta de mantenimiento son los más recurrentes y que al cruzar la información de la distancia censada por el relé con el control de instalaciones del área de mantenimiento se optimiza la ubicación y puede reducirse la indisponibilidad de la línea de subtransmisión a 4 horas aproximadamente para evitar la compensación por ley. Este tiempo optimizado es el que ha sido considerado como referencia para este trabajo de investigación.
- e) El sistema eléctrico de Trujillo al no tener un plan de contingencias previamente elaborado puede operar con sobrecarga en una línea en 138 kV de su anillo eléctrico comprometiendo su ida útil y disminuyendo la confiabilidad del servicio eléctrico además de incumplir la normativa vigente.

Teniendo en cuenta las conclusiones del evento analizado se evidencia la necesidad de implementar un análisis de contingencias para el sistema eléctrico de la ciudad de Trujillo de tal manera que permita evitar la sobrecarga en su anillo eléctrico 138 kV cuando ocurra la indisponibilidad N-1 de una de sus líneas.

## **1.3 Formulación del Problema**

### **1.3.1 Problema Principal**

¿De qué manera se mejoran los indicadores de calidad de suministro, compensaciones y suministros afectados del sistema eléctrico de Trujillo?.

### **1.3.2 Problemas Secundarios**

¿De qué manera el análisis de contingencias contribuye a mejorar los indicadores de calidad de suministro del sistema eléctrico de Trujillo?.

¿De qué manera el análisis de contingencias contribuye a mejorar las compensaciones del sistema eléctrico de Trujillo?.

¿De qué manera el análisis de contingencias contribuye a mejorar los suministros afectados del sistema eléctrico de Trujillo?.

## **1.4 Justificación e Importancia**

La presente investigación se justifica desde el punto de vista técnico, económico y social debido a que un sistema eléctrico de potencia operando en anillo sin un análisis de contingencias que permita evitar sobrecarga en las líneas L-1139 y L-1128 podría deteriorar los indicadores de calidad de suministro, las compensaciones y la cantidad de suministros afectados del sistema eléctrico comprometido.

De manera directa se justifica desde el punto de vista económico teniendo en cuenta que las compensaciones en la empresa de distribución eléctrica fueron de 626404 USD en el periodo de un año considerado desde el segundo semestre del año 2021 al primer semestre del año 2022 y de manera directa se justifica desde el punto de vista social teniendo en cuenta que los suministros registrados en el año 2022 fueron de 1025 miles de números de suministros.

## **1.5 Objetivos**

### **1.5.1 Objetivo General**

Analizar las contingencias para mejorar los indicadores de calidad de suministro, compensaciones y suministros afectados del sistema eléctrico de Trujillo.

### **1.5.2 Objetivos Específicos**

- a) Determinar el efecto del análisis de contingencias en los indicadores de calidad de suministro del sistema eléctrico de Trujillo para mejorar su desempeño.
- b) Determinar el efecto del análisis de contingencias en las compensaciones del sistema eléctrico de Trujillo para mejorar su desempeño.
- c) Determinar el efecto del análisis de contingencias en los suministros afectados del sistema eléctrico de Trujillo para mejorar su desempeño.

## **1.6 Hipótesis**

### **1.6.1 Hipótesis General**

El análisis de contingencias mejora los indicadores de calidad de suministro, compensaciones y suministros afectados del sistema eléctrico de Trujillo.

### **1.6.2 Hipótesis Específicas**

- 1) El análisis de contingencias mejora los indicadores de calidad de suministro del sistema eléctrico de Trujillo.
- 2) El análisis de contingencias mejora las compensaciones del sistema eléctrico de Trujillo.
- 3) El análisis de contingencias mejora los suministros afectados del sistema eléctrico de Trujillo.

## 1.7 Variables y Operacionalización de Variables

En este capítulo se presentan las variables determinadas en función del problema de investigación y los objetivos planteados. La correcta identificación, definición y operacionalización de las variables permiten establecer con precisión los elementos que serán medidos y analizados.

A continuación, se presentan la variable independiente y las variables dependientes determinadas para la investigación:

- a) Variable independiente: Análisis de contingencias.
- b) Variable dependiente 1: Indicadores de calidad de suministro (SAIDI, SAIFI y Energía no suministrada).
- c) Variable dependiente 2: Compensaciones.
- d) Variable dependiente 3: Suministros afectados.

En la sección de Operacionalización de Variables se detallan la definición conceptual y operacional de las variables, así como los indicadores y dimensiones necesarios para sus mediciones y análisis, incluyendo también las técnicas e instrumentos para la recolección de datos.

### 1.7.1 Operacionalización de Variables

Tabla 5. Operacionalización de Variables

Variables	Definición Conceptual	Definición Operacional	Operacionalización		Técnicas e Instrumentos
			Dimensiones	Indicadores	
VI: Análisis de Contingencias	Un análisis de seguridad, más conocido como análisis de contingencias, consiste básicamente en realizar múltiples estudios en los cuales se determina el estado de la red tras la pérdida de uno o varios elementos del sistema eléctrico. (Martínez y Quintana, p 315).	El análisis de contingencias implica, en principio, realizar un flujo de cargas completo para cada una de las contingencias seleccionadas. (Martínez y Quintana, p 315).	Línea L-1117 Línea L-1128 Línea L-1150 Línea L-1139		Técnica: Observación  Instrumentos: Guía de Registros
VD1: Indicadores de calidad de suministro	Un aspecto importante de la calidad de suministro es la forma de medirla, para lo cual se utilizan indicadores. No existe un indicador que sea capaz de medir la calidad de suministro total. Es necesario medir una característica	Los indicadores globales reflejan el nivel de calidad de suministro medio del sistema eléctrico, definido este como una parte de las instalaciones eléctricas, una zona, una región, etc., que involucra una cantidad determinada de clientes. Estos indicadores globales suelen ser medias	SAIDI SAIFI  Energía no suministrada	Horas/año Número de interrupciones/año o kWh/año	Técnica: Observación  Instrumentos: Guía de Registros

	de interés con un indicador asociado, lo cual conlleva a la existencia de multitud de indicadores. Dependiendo de la utilización que se quiera hacer del indicador, se puede calcular en modo histórico o predictivo. (Collantes, 2010, p 2).	ponderadas de los indicadores individuales de dichos clientes. (Collantes, 2010, p 3).			
VD2: Compensaciones	Los suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del servicio no satisface los estándares fijados en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, según corresponda. (NTCSE, 1997, p 30).	Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía teóricamente No Suministrada (ENS), el Número de interrupciones por Cliente por semestre (N) y la duración total acumulada de interrupciones (D). (NTCSE, 1997, p 30).	Dinero	US\$/año	Técnica: Observación  Instrumentos: Guía de Registros
VD3: Suministros afectados	Cantidad de suministros comprometidos con la falta de servicio eléctrico.	Cantidad de suministros comprometidos con la falta de servicio eléctrico.	Suministros	Número de suministros/año	Técnica: Observación  Instrumentos: Guía de Registros

## **1.8 Metodología de la Investigación**

En el presente capítulo se describe la metodología utilizada para desarrollar la investigación, la cual se desarrolló bajo un enfoque cuantitativo de tipo aplicada y de diseño pre-experimental. El propósito es recolectar datos objetivos y medibles que permitan analizar el impacto de diversas contingencias eléctricas sobre los indicadores de calidad de suministro, las compensaciones y los suministros afectados en el sistema eléctrico de Trujillo.

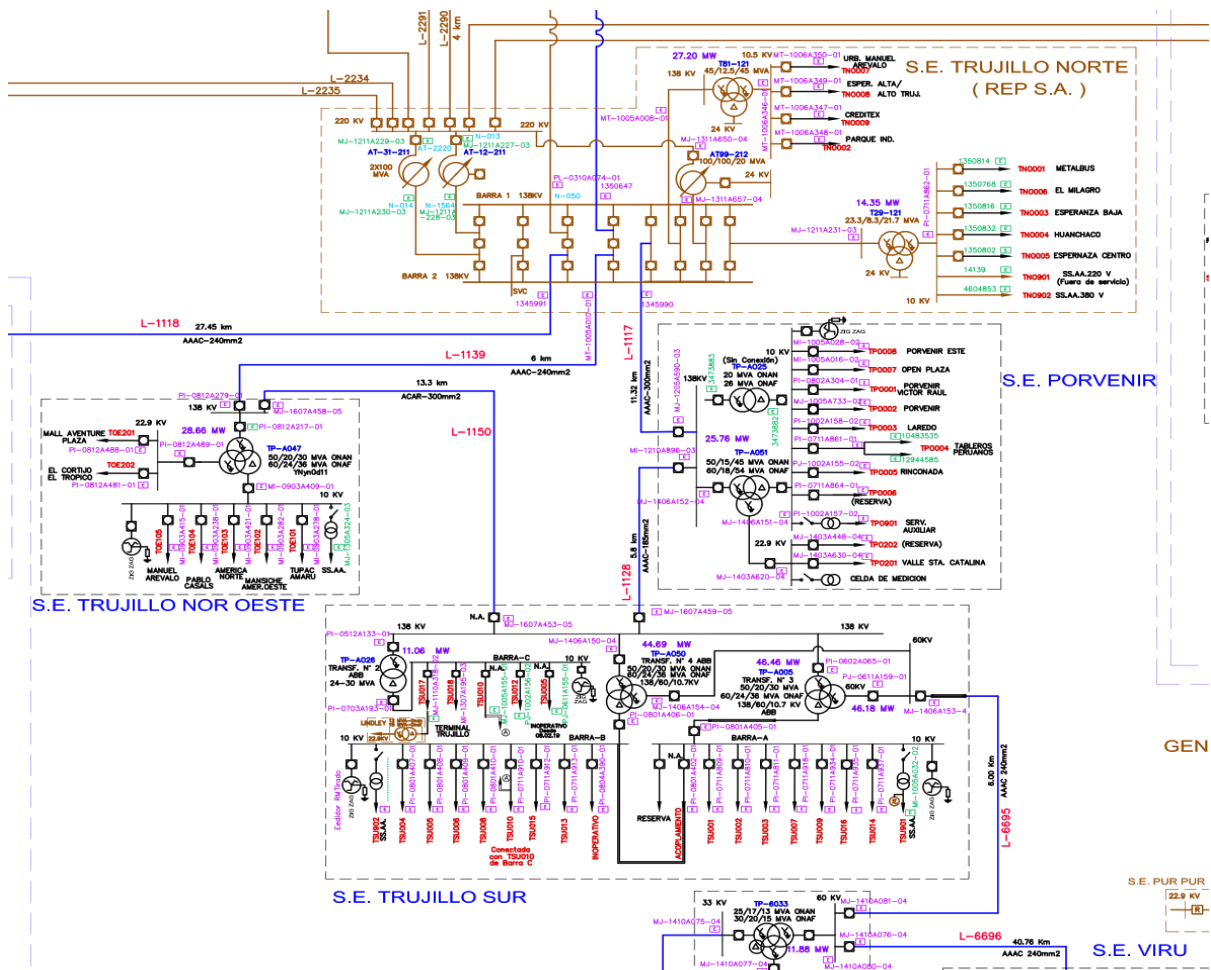
Este capítulo también describe las fuentes de información, la población y muestra, las técnicas e instrumentos de recolección de datos y el análisis y procesamiento de datos para la obtención de los resultados que serán sometidos al análisis final.

### **1.8.1 Unidad de Análisis**

El sistema eléctrico de la ciudad de Trujillo conformado por las líneas, subestaciones de subtransmisión y los alimentadores en media tensión.

En la Figura 7 se muestra el sistema eléctrico de la ciudad de Trujillo donde se observa el anillo eléctrico en 138 kV conformado por las líneas L-1117, L-1128, L-1150 y L-1139 sobre las que este trabajo investigación realiza el análisis de contingencias.

Figura 7. Sistema Eléctrico de la Ciudad de Trujillo



### 1.8.2 Tipo, Enfoque y Nivel de Investigación

Para el análisis se ha considerado el periodo comprendido entre junio del 2021 a mayo del 2022.

De acuerdo con la clasificación la presente investigación es de tipo aplicada porque va a resolver un problema de la realidad aplicando conocimientos científicos disponibles; el enfoque cuantitativo porque se van a analizar información objetiva y manejar cantidades numéricas, se va a plantear y demostrar una hipótesis; el nivel de investigación explicativo porque es posible encontrar la relación existente entre la causa y consecuencia del

fenómeno específico, de esta forma es posible conocer el porqué de este y como ha llegado a su estado actual.

### **1.8.3 Diseño de la Investigación**

El diseño es pre-experimental: diseño de prueba/postprueba con un solo grupo tal como se muestra en la Figura 8.

*Figura 8. Diseño Pre-Experimental: Diseño de Prueba/Postprueba con Un Solo Grupo.*

O1    X    O2  
O1 = Preprueba  
X = Variable independiente  
O2= Posprueba

### **1.8.4 Fuentes de Información**

Las fuentes de información son artículos científicos de la IEEE, tesis y libros de sistemas de potencia; todos se encuentran indicados en la bibliografía.

Los datos para los sistemas de prueba se obtuvieron a partir de los registros almacenados en los medidores, informes de fallas eléctricas y registros de interrupciones del centro de control de operaciones de la empresa distribuidora para el periodo de junio del 2021 a mayo del año 2022 y el modelamiento del sistema eléctrico de potencia se obtuvo a partir de su correspondiente estudio de operatividad.

Los registros almacenados en los medidores de las líneas, transformadores y alimentadores en media tensión que componen el sistema eléctrico estudiado para el periodo de junio de 2021 a mayo de 2022 fueron obtenidos de la Gerencia Comercial de la empresa de distribución.

Los informes de fallas eléctricas para el periodo de junio del 2021 a mayo del año 2022 fueron obtenidos del centro de control de operaciones de la empresa de distribución.

Los registros de interrupciones eléctricas para el periodo de junio del 2021 a mayo del año 2022 fueron obtenidos del centro de control de operaciones de la empresa de distribución.

El archivo de modelamiento del sistema eléctrico de potencia del estudio de operatividad fue obtenido de la Unidad de Ingeniería y Análisis de la empresa de distribución.

#### **1.8.5 Población y Muestra**

La población estaría conformada por los diversos componentes físicos y de información que integran el Sistema Eléctrico de Trujillo delimitado por los suministros que son atendidos a través de las subestaciones Trujillo Sur, Trujillo Noroeste, Porvenir, Huaca del Sol, Virú, Chao y que fueron afectados en su servicio eléctrico, impactando en los Indicadores de Calidad de Suministro y Compensaciones en el periodo comprendido entre junio del 2021 a mayo del 2022. No sería parte de la población los suministros conectados a la subestación Trujillo Norte.

Debido a que el trabajo de investigación aplica las simulaciones y análisis sobre la totalidad del universo de la población considerada finita es que resulta que la muestra es la misma población analizada.

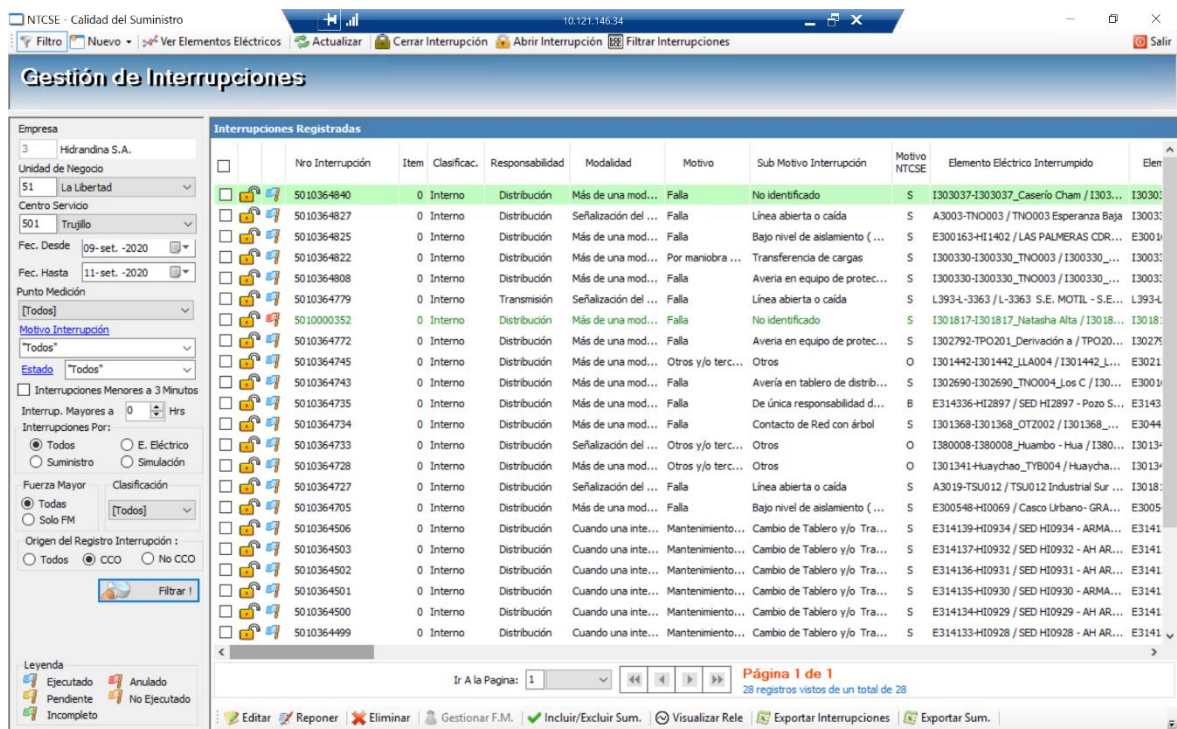
#### **1.8.6 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos**

Los datos de los registros almacenados en los medidores se obtuvieron mediante conexión remota o conexión local a través de una computadora para los medidores ubicados dentro de las instalaciones de la empresa distribuidora y mediante gestión entre las áreas comerciales de las empresas distribuidora y transmisora para la subestación Trujillo Norte. Todas las mediciones obtenidas tienen un registro de consolidación de cada 15 minutos.

Los informes de fallas eléctricas analizados y emitidos por el centro de control de operaciones de la empresa de distribución se obtuvieron a través de su publicación en su sistema integrado de gestión de calidad.

La recolección de los registros de interrupciones eléctricas elaborados por el centro de control de operaciones se obtuvieron de la base de datos almacenadas en la herramienta informática denominada Optimus NGC del Sistema Integrado de Gestión Comercial de la empresa de distribución concesionaria de la zona. En la Figura 9 se muestra la pantalla del programa que gestiona la base de datos de los registros de interrupciones eléctricas.

**Figura 9.** Pantalla del Programa Optimus NGC que Gestiona los Registros de Interrupciones Eléctricas.



**Fuente:** Sistema Integrado de Gestión Comercial de la Empresa de Distribución Eléctrica

El archivo de modelamiento del Sistema Interconectado Nacional del Perú, obtenido del estudio de operatividad fue elaborado con la herramienta computacional del software Power Factory DigSILENT y a partir de allí se procedió a modelar y actualizar el sistema eléctrico de potencia objeto del estudio.

### **1.8.7 Análisis y Procesamiento de Datos**

Se obtuvieron 804 registros de medición pertenecientes a 67 puntos de medición, agrupados en periodos mensuales y que fueron evaluados para identificar las mediciones que requerían ser depuradas debido a que algunas no se encontraban con el horario sincronizado, tenían datos faltantes por filas o datos duplicados. Luego se estandarizaron las mediciones para el periodo de junio de 2021 a mayo de 2022, agrupando los periodos de Avenida y Estiaje para máxima, media y mínima demanda.

Se obtuvieron 108 informes de falla emitidos para los años 2021 y 2022 por el centro de control de operaciones de la empresa de distribución, luego fueron seleccionados los que pertenecían al periodo de junio de 2021 a mayo de 2022; se procedió con la evaluación y de acuerdo a ello se identificaron los informes que correspondían a la desconexión de al menos una de las líneas que conforman el anillo eléctrico 138 kV de Trujillo. Se obtuvieron algunos informes de falla pero fue necesario realizar en ellos un análisis más exhaustivo y orientado para las variables que se desean mejorar en el trabajo de investigación.

Se obtuvieron 3211 registros de interrupciones eléctricas que fueron ejecutados durante el periodo de junio de 2021 a mayo de 2022 por el centro de control de operaciones de la empresa de distribución, luego fueron evaluados y de acuerdo a ello se identificaron los que correspondían a las líneas que conforman el anillo eléctrico 138 kV de Trujillo así como a los alimentadores que se proponían para el rechazo manual de carga.

Se obtuvo el archivo de modelamiento del estudio de operatividad del sistema eléctrico de Trujillo al que se le aplicaron simulaciones de prueba con datos reales para verificar su vigencia y se determinó que se encontraba desactualizado por lo que fue necesario crear un nuevo archivo pero considerando la información parcial del archivo inicialmente obtenido.

## CAPÍTULO II. Marco Teórico y Marco Conceptual

### 2.1 Bases Teóricas

#### 2.1.1 Sistema Eléctrico de Potencia

Según Brokering Christie, W. et al. (2008)<sup>7</sup>, una de las formas de medir la actividad económica de un país es a través de la magnitud del consumo de la energía por lo que resulta de suma importancia medir la participación de la energía eléctrica como parte de la totalidad de la energía consumida. Los autores consideran tres razones principales de la preferencia en el empleo de la electricidad en lugar de otras formas de energía: facilidad para convertirla a otras formas de energía, facilidad de transporte y facilidad de distribución.

Matulic, I. (2003)<sup>8</sup> indica que un sistema de potencia es el conjunto de dispositivos que convierte la energía de una forma inicial a energía eléctrica, la transporta y la distribuye a los consumidores finales; también precisa que los tres componentes principales de un sistema eléctrico de potencia son: generación, transmisión y distribución.

En el Perú, el Coes Sinac. (2014)<sup>9</sup> con mayor precisión distingue a los componentes del sistema de potencia:

- Generación la que está compuesta por las Centrales Eléctricas incluyendo a las instalaciones que conectan al Sistema de Transmisión.
- Transmisión, compuesta por las Líneas de Transmisión y las Subestaciones que interconectan las instalaciones de generación con las de distribución. En Transmisión también se incluyen los equipos de compensación reactiva.

---

<sup>7</sup> Brokering Christie, W. et al. (2008). Los Sistemas Eléctricos de Potencia, primera edición.

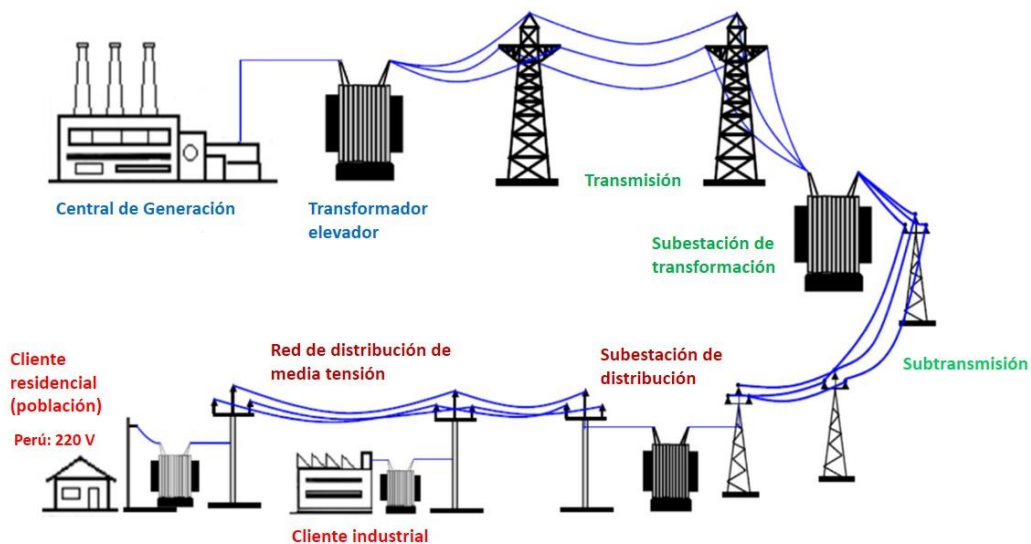
<sup>8</sup> Matulic, I. (2003). Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia, revista Acta Nova.

<sup>9</sup> Coes Sinac. (2014). Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN.

- Distribución, compuesta por las Líneas y Subestaciones de subtransmisión, así como las Redes de Distribución.

En la Figura 10 se muestran los principales componentes de un sistema eléctrico de potencia en donde se observan las etapas de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica; entre la etapa de transmisión y distribución se ubica la subtransmisión que es objeto de la presente investigación.

**Figura 10.** Principales componentes de un sistema eléctrico de potencia.



### 2.1.2 Requerimientos generales para operar un Sistema Eléctrico de Potencia

En el Perú, el Coes Sinac. (2014)<sup>10</sup> indica que un Sistema Eléctrico de Potencia tiene la finalidad de garantizar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica operando al mínimo costo, aprovechando los recursos energéticos debidamente disponibles y cumpliendo los niveles de calidad de la normativa vigente. Considerando lo indicado se

<sup>10</sup> Coes Sinac. (2014). Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN.

detallan los recursos que principalmente se requieren para que el Sistema de Potencia opere con seguridad, calidad y economía:

#### **2.1.2.1 Sistema de Supervisión y Control**

El Sistema de Supervisión y Control o Sistema SCADA permite de manera remota una Supervisión, Control y Adquisición de Data sobre las instalaciones en las que han sido integradas, permitiendo una supervisión de las magnitudes eléctricas del sistema y de los estados de los equipos para tomar acciones preventivas.

#### **2.1.2.2 Sistema de Protección**

Es el sistema que permite detectar y actuar sobre fallas o condiciones anormales de operación en los equipos y/o instalaciones del sistema de potencia, supervisando sus magnitudes eléctricas.

#### **2.1.2.3 Sistemas de Registro de Perturbaciones**

Este sistema recopila la data histórica de las magnitudes eléctricas del sistema de potencia identificando las perturbaciones para su análisis y toma de acciones correctivas o de mejora que permitan evitar se repitan en el futuro o disminuyendo su impacto.

#### **2.1.2.4 Sistema de Medición de Energía**

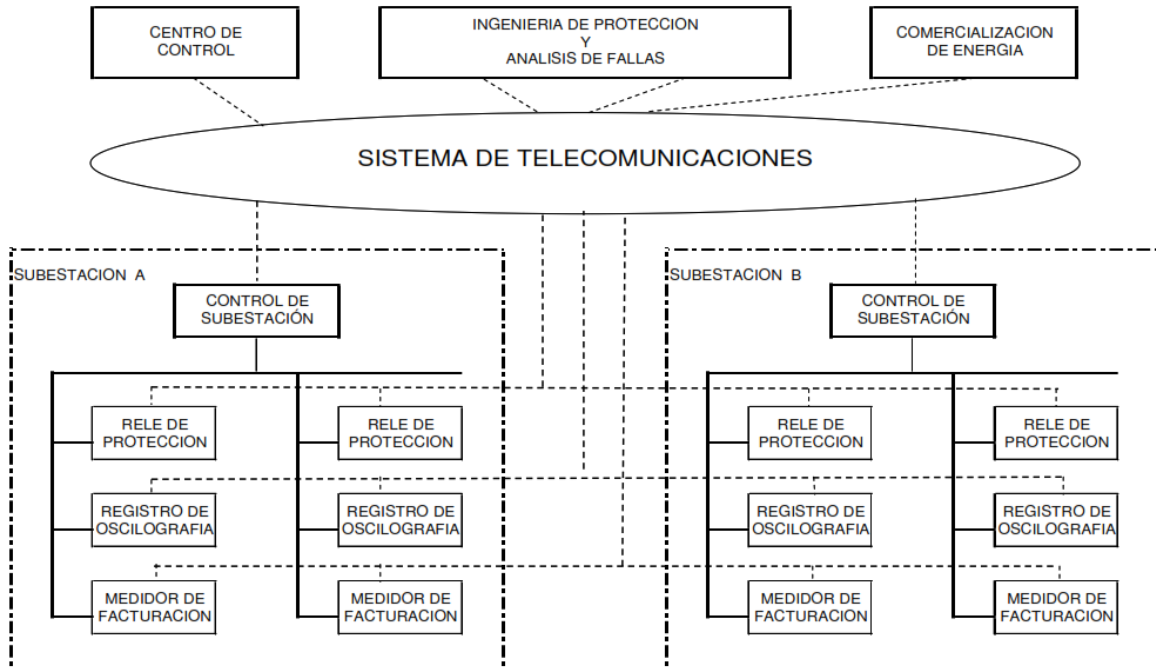
Este sistema recopila la data histórica de las magnitudes eléctricas del sistema de potencia relativas a las potencias y energías entregadas en determinados puntos del sistema eléctrico con fines comerciales y/o estadísticos.

#### **2.1.2.5 Sistema de Telecomunicaciones**

Es el soporte a través del cual se integran los sistemas antes mencionados permitiendo su acceso remoto o para interactuar entre ellos tal como se muestra en la

Figura 11. También es el medio de comunicación de voz para las actividades de operación del sistema eléctrico de potencia.

**Figura 11.** Estructura de Operación del Sistema Eléctrico de Potencia.



Fuente: (Coes Sinac. 2014).

### 2.1.3 Análisis de Contingencias

Teniendo como referencia la norma indicada en Osinergmin. (2005)<sup>11</sup> en el que se define al Evento como un suceso imprevisto en el sistema, el Coes Sinac. (2014)<sup>12</sup> indica que se tienen los siguientes estados de operación:

- Estado Normal, es cuando los equipos de la red operan sin sobrecarga y dentro de los márgenes de tolerancia permitidos para la frecuencia y tensión en una condición estacionaria con equilibrio de la potencia activa y reactiva.

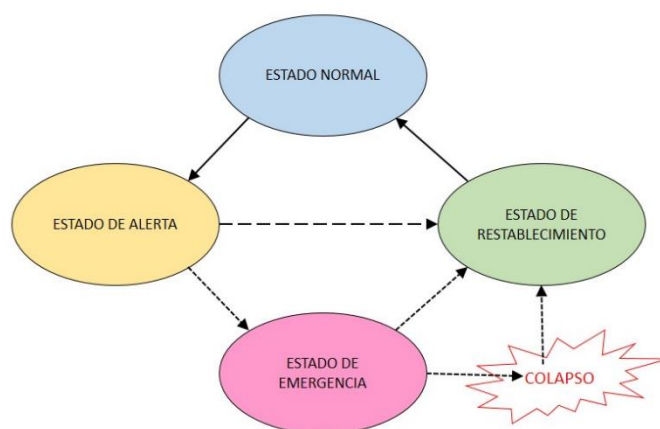
<sup>11</sup> Osinergmin. (2005). Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, versión modificada al año 2017.

<sup>12</sup> Coes Sinac. (2014). Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN.

- Estado de Alerta, es el que opera en condición estacionaria manteniendo permanentemente el equilibrio de potencia activa y reactiva pero condicionada al sistema que de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, los equipos y/o instalaciones operarán en sobrecarga y con variables de control fuera de los márgenes de tolerancia.
- Estado de Emergencia, es cuando después de haberse producido una perturbación en el sistema, la frecuencia y tensiones se separan de los valores normales y el sistema queda amenazado en su integridad, aquí se hace necesario aplicar el rechazo de carga o desconectar la generación en la medida que se permita mantener operando al sistema.
- Estado de Restablecimiento, es el que después de terminado el estado de Emergencia, el sistema ha quedado operando con restricciones de suministro para ello es necesario realizar coordinaciones y maniobras de reconexión de generación y carga para retornar al estado Normal del sistema.

En la Figura 12 se muestran los estados en la operación cíclica del sistema eléctrico de potencia.

**Figura 12.** Estados de Operación del Sistema Eléctrico de Potencia



En Gómez Expósito, A. et al. (2002)<sup>13</sup> los autores indican que la operación de un sistema eléctrico de potencia está sujeto a contingencias que pueden ser el resultado de un escenario intempestivo o programado. Conocer el grado de seguridad del sistema eléctrico de potencia es de vital importancia tanto para la planificación como para la operación en tiempo real. Las contingencias que se consideran normalmente son las siguientes:

- a) La falla simple de cualquier componente del sistema eléctrico de potencia (generador, línea, transformador o reactancia). A este criterio se le conoce como N-1.
- b) La falla simultánea de líneas en doble circuito que comparten apoyos en un tramo considerable de su trazado.
- c) En casos muy particulares, la falla del mayor generador de una región y de una de sus líneas de interconexión con el resto del sistema.

El análisis de contingencias consistirá en realizar un flujo de cargas para cada una de las contingencias seleccionadas y los resultados evidenciarán que tan crítica es la contingencia siendo ello el inicio para proponer las medidas correctivas.

Considerando que el ámbito del presente estudio se realiza en el sistema eléctrico de potencia de una empresa de distribución eléctrica, se ha considerado aplicar el criterio N-1 para las líneas de subtransmisión en 138 kV que componen el anillo eléctrico de Trujillo donde no existe un plan de contingencias para este escenario de operación.

#### **2.1.4 Operación en Sobrecarga**

A continuación, se alcanza la documentación referida en la normativa peruana para la operación en sobrecarga que puede ser aplicada para las líneas de subtransmisión que conforman el anillo eléctrico 138 kV de Trujillo.

---

<sup>13</sup> Gómez Expósito, A. et al. (2002). Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica, primera edición.

En Osinergmin. (2005)<sup>14</sup> se indica que los integrantes del sistema interconectado nacional supervisarán que sus equipos operen dentro de los límites de carga informados al Coordinador del COES y a la Dirección de Operaciones del COES (DOCOES); o aquellos límites establecidos por la DOCOES considerados por seguridad del sistema.

En las empresas que desarrollan la actividad de Generación, Transmisión o Distribución indicado en Osinergmin. (2003)<sup>15</sup>, se precisa que la Tipificación de Infracción es por no conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente de acuerdo a lo previsto en su contrato de concesión y la ley según el Ministerio de Energía y Minas. (1992)<sup>16</sup>.

En cumplimiento al procedimiento indicado en Osinergmin. (2024)<sup>17</sup> se efectúa la evaluación de cargabilidad de los transformadores y líneas de transmisión de las empresas titulares que operan los Sistemas de Transmisión Eléctrica del SEIN. La evaluación es efectuada por Osinergmin a través de reportes de máximas demandas mensuales que entregan las empresas titulares hasta los días 20 del mes siguiente y de encontrarse instalaciones en sobrecarga se solicita indicar el motivo y la validación de la información reportada; este requerimiento se realiza en virtud del artículo N° 79 del Perú, Presidencia del Consejo de Ministros. (2001)<sup>18</sup>.

---

<sup>14</sup> Osinergmin. (2005). Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, versión modificada al año 2017.

<sup>15</sup> Osinergmin. (2003). Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de Osinergmin, Resolución de Osinergmin N° 028-2003-OS/CD.

<sup>16</sup> Ministerio de Energía y Minas. (1992). Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844. Diario Oficial El Peruano.

<sup>17</sup> Osinergmin. (2024). Procedimiento Para la Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión, Resolución de Osinergmin N° 073-2024-OS/CD.

<sup>18</sup> Perú, Presidencia del Consejo de Ministros. (2001). Decreto Supremo N° 054-2001-PCM: Aprueban el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - Osinerg. Diario Oficial El Peruano.

En cumplimiento al procedimiento indicado en Coes Sinac. (2024)<sup>19</sup>, se precisa que en Estado Normal, el ingreso de un proyecto no debe provocar sobrecargas y si en ausencia del proyecto se observan sobrecargas, el ingreso del proyecto no debe incrementarlas. En Estado de Contingencia, el ingreso de un proyecto no debe provocar sobrecargas aplicando el criterio (N-1) en los transformadores de potencia y sobrecargas mayores al 20 % para las líneas de transmisión.

## **2.2 Marco Conceptual: Definición de términos o conceptos**

### **2.2.1 Flujo de Potencia**

El flujo de potencia es un método matemático que nos ayuda a determinar las tensiones que tendremos en cada nodo del sistema utilizando para ello las potencias que tenemos por demanda.

En Grainger, J., Stevenson, W. (1996)<sup>20</sup> los autores indican que los flujos de potencia son fundamentales en el planeamiento y diseño de las nuevas instalaciones que expandirán los sistemas de potencia, así como también son de gran importancia para determinar las mejores condiciones de operación de los sistemas que ya vienen funcionando. La información que principalmente se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de fase de la tensión en cada barra y las potencias activa y reactiva que fluyen en cada línea; sin embargo, a través del uso de programas de computadora cada vez más sofisticados es posible obtener una mayor cantidad de información adicional que puede ser usado para diversos estudios del sistema de potencia.

Para procesar un flujo de potencia se debe empezar por introducir en la computadora el diagrama unifilar del sistema de potencia con todos los datos referidos a sus instalaciones como líneas y transformadores entre otros equipos.

---

<sup>19</sup> Coes Sinac. (2024). Procedimiento Técnico N° 20: Ingreso, Modificación y Retiros de Instalaciones del SEIN.

<sup>20</sup> Grainger, J., Stevenson, W. (1996). Análisis de Sistemas de Potencia.

Teniendo una barra típica  $i$  y siendo  $P_i$  y  $Q_i$  las potencias activa y reactiva totales que entran a la red a través de la barra  $i$ , entonces se obtiene:

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (2.1)$$

$$Q_i = - \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (2.2)$$

Donde

$P_i$ : Potencia activa total que entra a la red en la barra  $i$

$Q_i$ : Potencia reactiva total que entra a la red en la barra  $i$

$V_i$ : Tensión de fase en la barra  $i$

$V_n$ : Tensión de fase en la barra  $n$

$\delta_i$ : Angulo de la tensión de fase en la barra  $i$

$\delta_n$ : Angulo de la tensión de fase en la barra  $n$

$Y_{in}$ : Admitancia entre la barra  $i$  y la barra  $n$ ,  $Y_{in} = |Y_{in}| \angle \theta_{in}$

$\theta_{in}$ : Angulo de la admitancia entre la barra  $i$  y la barra  $n$

Las Ecuaciones 2.1 y 2.2 constituyen las ecuaciones de flujo de potencia en su forma polar y entregan valores calculados para la potencia activa  $P_i$  y la potencia reactiva  $Q_i$  totales que ingresan a la red a través de una barra típica  $i$ . Sobre estas ecuaciones se desarrollan diversos métodos de solución, los mismos que están integrados en los programas de computadora como el método de Newton-Raphson.

### 2.2.2 Procedimiento para el Flujo de Potencia con Newton-Raphson

Cuando  $n$  se hace igual a  $i$  en las Ecuaciones 2.1, 2.2 y los correspondientes términos se separan de las sumatorias, entonces se obtiene:

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{n=1}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i), n \neq i \quad (2.3)$$

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} - \sum_{n=1}^N |V_i V_n Y_{in}| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i), n \neq i \quad (2.4)$$

Los términos que incluyen la conductancia  $G_{ii}$  y la susceptancia  $B_{ii}$  provienen de  $Y_{in}$  y del hecho que el ángulo  $(\delta_n - \delta_i)$  sea cero cuando  $n = i$ .

A partir de las Ecuaciones 2.3 y 2.4 se desarrolla el procedimiento general que en mayor o menor medida se encuentran integrados en los programas de computadora para el método Newton-Raphson:

- 1) **Estimación inicial:** Se realiza una estimación inicial de las tensiones (magnitud y ángulo) en todas las barras del sistema. Un inicio común es cuando todos los ángulos son cero y las magnitudes son 1.0 pu.
- 2) **Cálculo de la matriz Jacobiana:** Se construye la matriz Jacobiana, que contiene las derivadas parciales de las ecuaciones de balance de potencia con respecto a las magnitudes y ángulos de las tensiones. Estas derivadas se obtienen a partir del modelo de la red eléctrica.
- 3) **Cálculo de los errores de potencia:** Se calcula la diferencia entre la potencia inyectada y la potencia absorbida en cada barra, conocida como error de potencia.
- 4) **Resolución del sistema de ecuaciones lineales:** Se resuelve un sistema de ecuaciones lineales utilizando la matriz Jacobiana y los errores de potencia. El

resultado son los incrementos de los voltajes (magnitud y ángulo) para la siguiente iteración.

- 5) **Actualización de las tensiones:** Se actualizan las magnitudes y ángulos de las tensiones en cada barra agregando los incrementos calculados en el paso anterior.
- 6) **Iteraciones:** Se repiten los pasos 2 a 5 hasta que los errores de potencia sean menores que un umbral predefinido o se alcanza un número máximo de iteraciones.

### **2.2.3 Calidad de Suministro**

Según Osinergmin. (1997)<sup>21</sup>, la Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio eléctrico.

#### **2.2.3.1 Indicadores de Calidad de Suministro**

Collantes Véliz, R. (2010)<sup>22</sup> indica que un aspecto importante en la calidad de suministro es la forma de medirla y para lo cual se necesitan indicadores; existen indicadores individuales e indicadores globales. Los indicadores individuales miden el desempeño de la calidad de suministro proporcionado para un cliente en particular mientras que los indicadores globales lo hacen para un sistema eléctrico que es parte de un sistema de potencia que conforma una zona, región, etc. Para el presente estudio se utilizaron los indicadores SAIDI, SAIFI y Energía No Suministrada; siendo SAIDI las siglas del Índice de Duración Media de Interrupción del Sistema y SAIFI del Índice de Frecuencia Media de Interrupción del Sistema.

---

<sup>21</sup> Osinergmin. (1997). Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, con exposición de motivos al año 2017.

<sup>22</sup> Collantes Véliz, R. (2010). *Análisis de Mejora de la Confiabilidad de los Sistemas de Distribución Eléctrica de Alta Densidad de Carga*. [Tesis de maestría, Universidad Nacional de Ingeniería].

En el Perú, Osinergmin es el organismo encargado de establecer y supervisar la calidad del suministro eléctrico, incluyendo las fórmulas de SAIDI y SAIFI, y en Osinergmin. (2012)<sup>23</sup>, los define de la siguiente manera:

$$SAIFI_{MT} = \sum_{i=1}^{12} \frac{\sum NUSUARIOSMT_i}{TUSUARIOS_i} \quad (2.5)$$

$$SAIDI_{MT} = \sum_{i=1}^{12} \frac{\sum DUSUARIOSMT_i}{TUSUARIOS_i} \quad (2.6)$$

Donde

$SAIFI_{MT}$ : SAIFI para media tensión en un año

$SAIDI_{MT}$ : SAIDI para media tensión en un año

$\sum NUSUARIOSMT_i$ : Suma del número de suministros afectados en el alimentador en media tensión, correspondiente al sistema eléctrico y al mes  $i$

$\sum DUSUARIOSMT_i$ : Suma de la duración de interrupciones de todos los suministros afectados en el alimentador en media tensión, correspondiente al sistema eléctrico y al mes  $i$

$TUSUARIOS_i$ : Número de suministros del sistema eléctrico

En Osinergmin. (1997)<sup>24</sup>, la Energía Teóricamente No Suministrada se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = \frac{ERS}{(NHS - \sum d_i)} \cdot D \quad (2.7)$$

<sup>23</sup> Osinergmin. (2012). Modificación del Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos, Resolución de Osinergmin N° 177-2012-OS/CD.

<sup>24</sup> Osinergmin. (1997). Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, con exposición de motivos al año 2017.

Donde

*ENS*: Energía Teóricamente No Suministrada a un cliente determinado. Es expresada en kWh

*ERS*: Energía registrada en el semestre

*NHS*: Número de horas del semestre

$\sum d_i$ : Duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre

*D*: Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente. Es expresada en horas

$$D = \sum (k_i \cdot d_i) \quad (2.8)$$

Donde

$d_i$ : Duración individual de la interrupción *i*

$k_i$ : Factor de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:  $k_i = 0.25$ , interrupción programada por expansión o reforzamiento;  $k_i = 0.50$ , interrupción programada por mantenimiento;  $k_i = 1$ , otras

### **2.2.3.2 Compensaciones por Mala Calidad de Suministro**

Según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) indicado en Osinergmin. (1997)<sup>25</sup>, los suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del servicio no satisface los estándares fijados en la norma, según corresponda. La NTCSE también indica que las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía teóricamente No Suministrada (ENS), el Número de Interrupciones por Cliente por semestre (N) y la

---

<sup>25</sup> Osinergmin. (1997). Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, con exposición de motivos al año 2017.

Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D), según se indica en las siguientes fórmulas:

$$\text{Compensaciones por Interrupciones} = e \cdot E \cdot ENS \quad (2.9)$$

Donde

$e$ : Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro. En la actualidad corresponde a la tercera etapa:  $e = 0,35$  US\$/kWh

$E$ : Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores N, D y está definido según se indica:

$$E = \left[ 1 + \frac{(N - N')}{N'} + \frac{(D - D')}{D'} \right] \quad (2.10)$$

Donde

$N$ : Número de Interrupciones por Cliente por semestre

$D$ : Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente, según Ecuación (2.8)

$N'$ : Tolerancia del Número de Interrupciones por Cliente por semestre

$D'$ : Tolerancia de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente

En la Tabla 6 se muestran las tolerancias  $N'$  y  $D'$  para los clientes conectados en distintos niveles de tensión.

**Tabla 6.** Tabla de tolerancias  $N'$  y  $D'$

Conexión	$N'$ (interrupciones/semestre)	$D'$ (horas/semestre)
Clientes en Muy Alta y Alta Tensión	2	4
Clientes en Media Tensión	4	7
Clientes en Baja Tensión	6	10

Para clientes en baja tensión en servicios calificados como urbano-rural y rural, se debe incrementar para ambos la tolerancia  $N'$  en 50% y la tolerancia  $D'$  en 100% para el servicio urbano-rural y 250%, para el servicio rural.

#### **2.2.4 Periodos en la Operación de un Sistema de Potencia**

En el transcurso de un año, en el Coes Sinac. (2000)<sup>26</sup> se definen las características estacionales hidrológicas que condicionan el sistema de potencia en el Perú e influyen en su demanda de energía. Los periodos que considera en un año son Avenida y Estiaje.

- Periodo de Avenida, es el periodo que de manera cíclica se caracteriza por precipitaciones pluviométricas con cierta regularidad, permitiendo almacenar los reservorios del sistema de generación hidráulica que en mayor medida se produce entre los meses de noviembre y mayo del siguiente año. Corresponde al periodo del 01 de diciembre al 31 de mayo.
- Periodo de Estiaje, es el periodo que de manera cíclica disminuye en el registro de precipitaciones pluviométricas y que origina la disminución de los caudales naturales, que es posible complementarlos con un programa de descarga de reservorios en la operación del sistema hidráulico del sistema interconectado nacional. Corresponde al periodo del 01 de junio al 30 de noviembre.

Debido a las condiciones de demanda que impactan en el desempeño de un sistema eléctrico de potencia, en el Coes Sinac. (2011)<sup>27</sup> se definen los periodos basados en el patrón de consumo de electricidad a lo largo de las 24 horas del día. Los periodos que considera son: Periodo de Base, Periodo de Media y Periodo de Punta.

---

<sup>26</sup> Coes Sinac. (2000). Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC, versión modificada al año 2025.

<sup>27</sup> Coes Sinac. (2011). Procedimiento Técnico N° 3: Pronóstico de la Demanda a Corto Plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

- Periodo de Base o de Demanda Mínima, es el periodo horario comprendido entre las 00:00 y 08:00 horas.
- Periodo de Media o de Demanda Media, es el periodo horario comprendido entre las 08:00 y 18:00 horas.
- Periodo de Punta o de Demanda Máxima, es el periodo horario comprendido entre las 18:00 y 24:00 horas.

Los periodos descritos para el transcurso de un año y un día, han sido considerados para el desarrollo del trabajo de investigación.

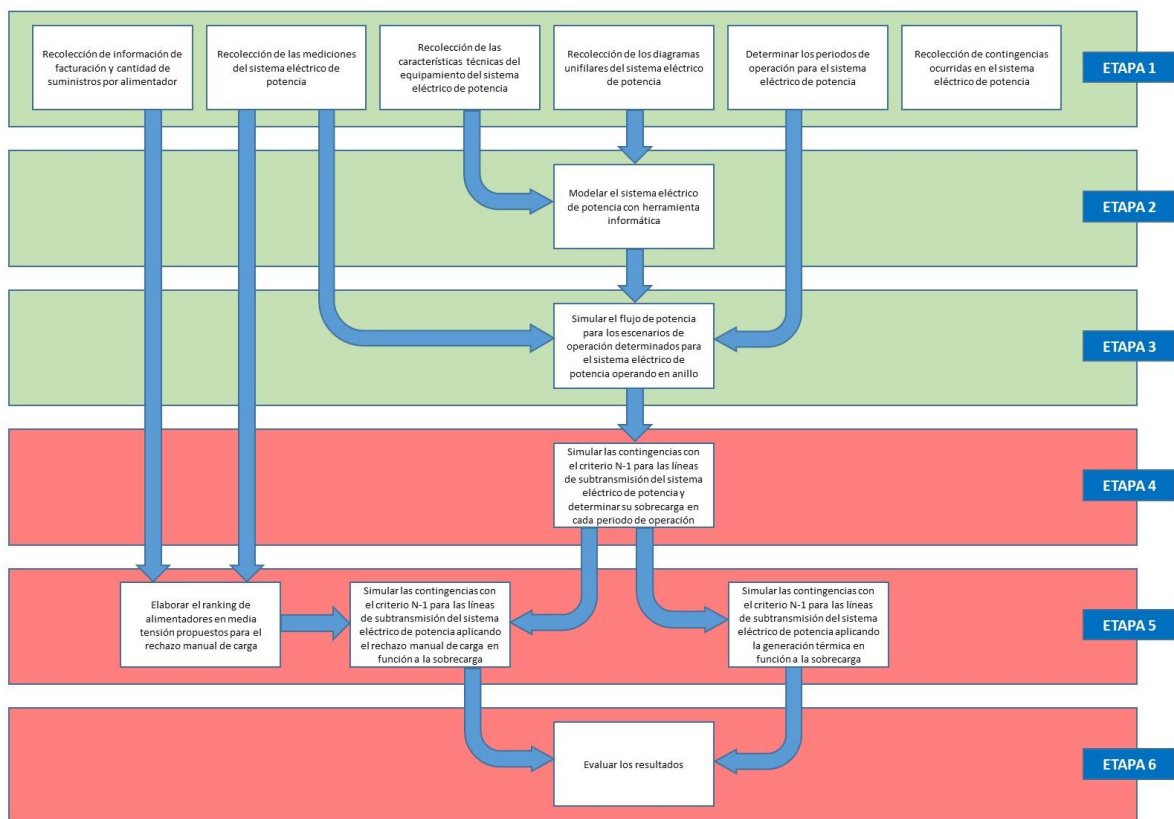
# CAPÍTULO III. Desarrollo del Trabajo de Investigación

En el presente capítulo, se explica el procedimiento a seguir para el desarrollo de la investigación que consiste en un análisis de contingencias de un sistema eléctrico de potencia partiendo de su operación con topología eléctrica en anillo, aplicando luego el criterio de N-1 en cada una de las líneas de subtransmisión que conforman el anillo y para cada periodo de operación determinado.

## 3.1 Procedimiento seguido para el desarrollo del trabajo

El desarrollo del trabajo comprende seis etapas principales mediante las cuales se va logrando progresivamente los objetivos específicos así como el objetivo general. En la Figura 13 se muestran gráficamente las seis etapas y de forma general cómo evolucionan entre ellas.

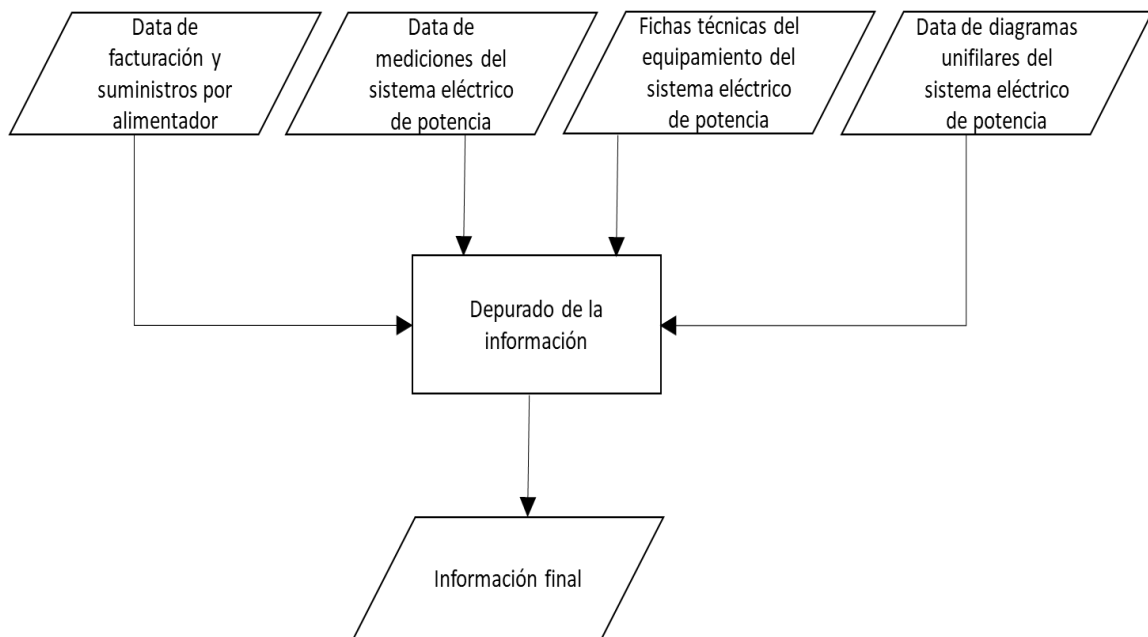
Figura 13. Etapas del desarrollo del trabajo de investigación



### 3.2 Diagrama de bloques de las etapas del proceso

Etapa 1: En esta etapa se recolecta la información que caracteriza al sistema eléctrico de potencia en estudio: facturación y cantidad de suministros por alimentador en media tensión, mediciones, datos técnicos del equipamiento, diagramas unifilares, periodos de operación y contingencias ocurridas en el anillo eléctrico. Luego se procede a depurar la información obtenida de los 4 primeros debido a que los periodos de operación y contingencias ocurridas son plenamente identificados. La Etapa 1 se muestra en la Figura 14.

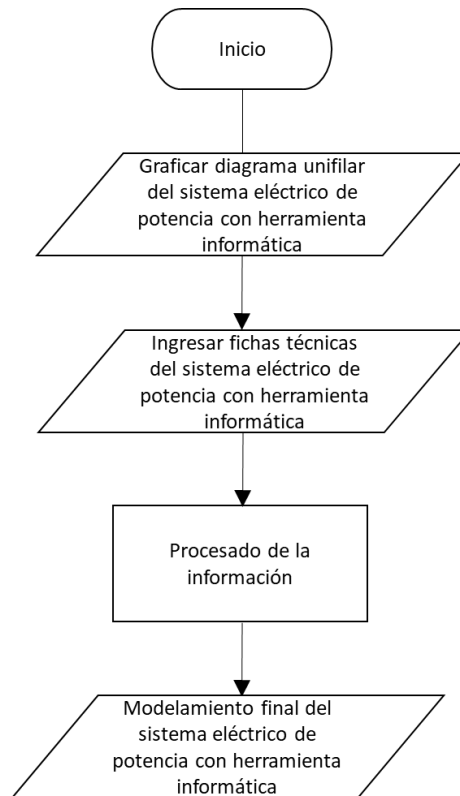
*Figura 14. Etapa 1 del trabajo de investigación*



Etapa 2: En esta etapa se utiliza la herramienta informática Power Factory DigSILENT para realizar el modelamiento del sistema eléctrico de potencia objeto del estudio, graficando e ingresando los datos técnicos a sus equipamientos compuestos por

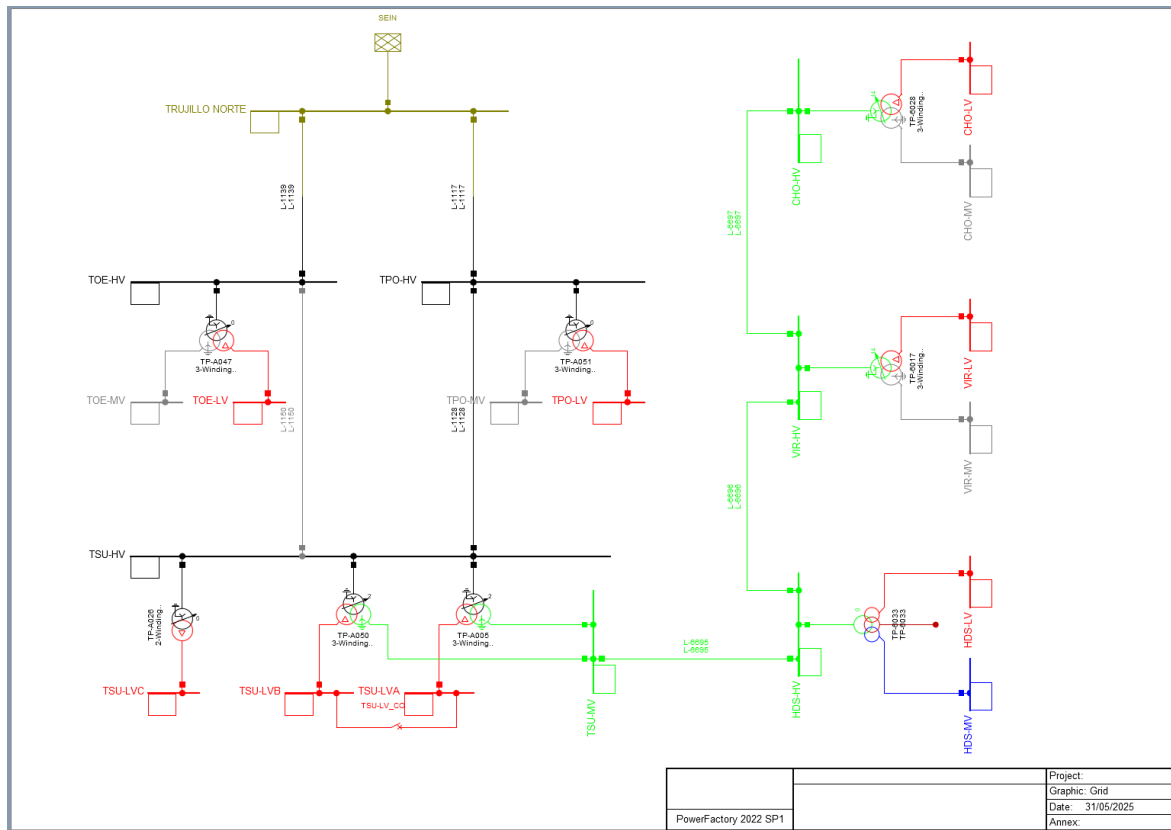
líneas de subtransmisión, transformadores, alimentadores en media tensión y banco de condensadores. La Etapa 2 se muestra en la Figura 15.

**Figura 15.** Etapa 2 del trabajo de investigación.



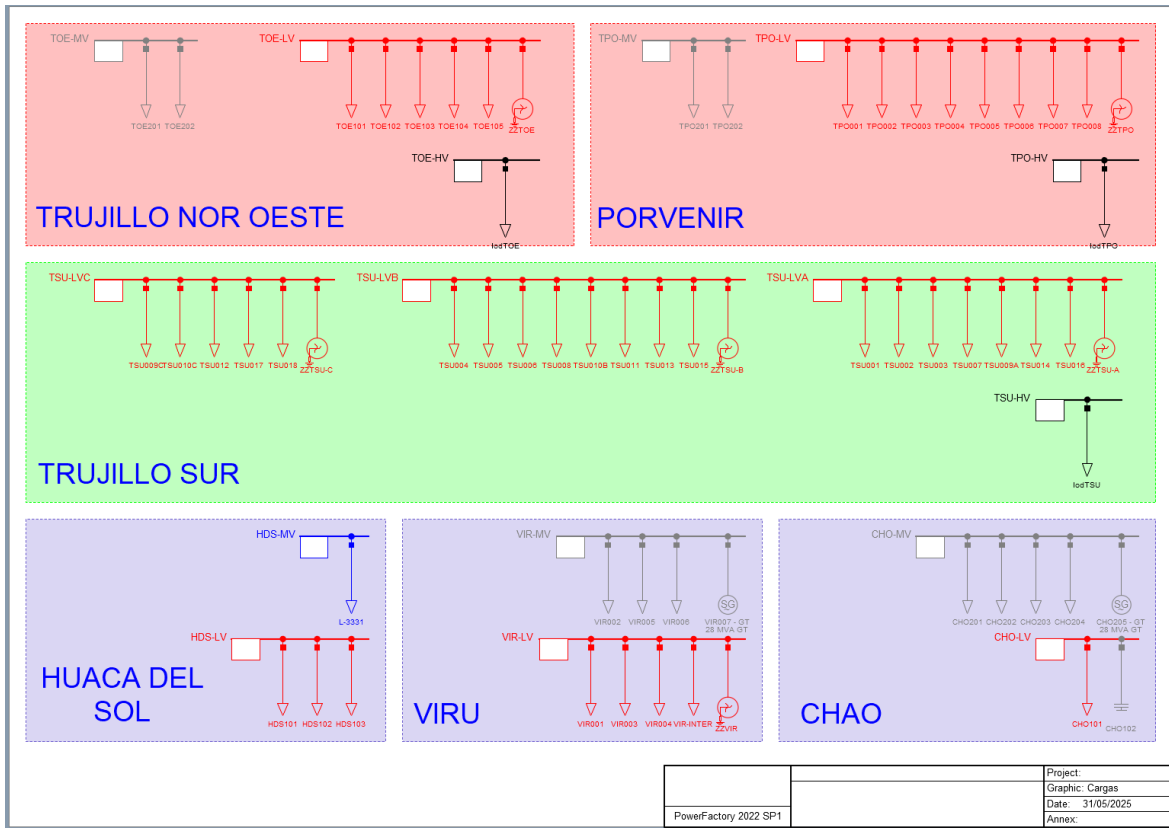
En la Figura 16 se muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia graficado con la herramienta informática. A partir de allí se procede a ingresar los datos de las fichas técnicas de las líneas de subtransmisión, transformadores y transformadores de puesta a tierra del sistema eléctrico de Trujillo.

**Figura 16.** Diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia graficado con la herramienta informática.



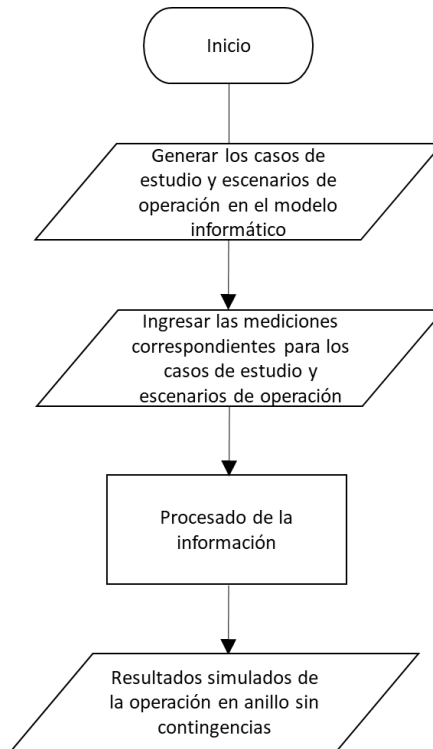
En la Figura 17 se muestra graficado con la herramienta informática, el diagrama unifilar del sistema eléctrico con sus alimentadores en media tensión conectados a los transformadores a través de sus barras.

**Figura 17.** Diagrama unifilar del sistema eléctrico con sus alimentadores en media tensión graficados con la herramienta informática.



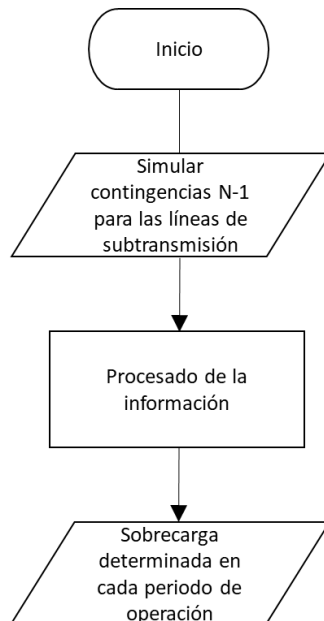
Etapa 3: En esta etapa se procede a generar los casos de estudio y escenarios de operación ingresando sus mediciones correspondientes en el modelo ya elaborado. Los resultados obtenidos como sistema eléctrico de potencia en estado estable son el punto de partida para a partir de allí iniciar las contingencias. La Etapa 3 se muestra en la Figura 18.

**Figura 18.** Etapa 3 del trabajo de investigación.



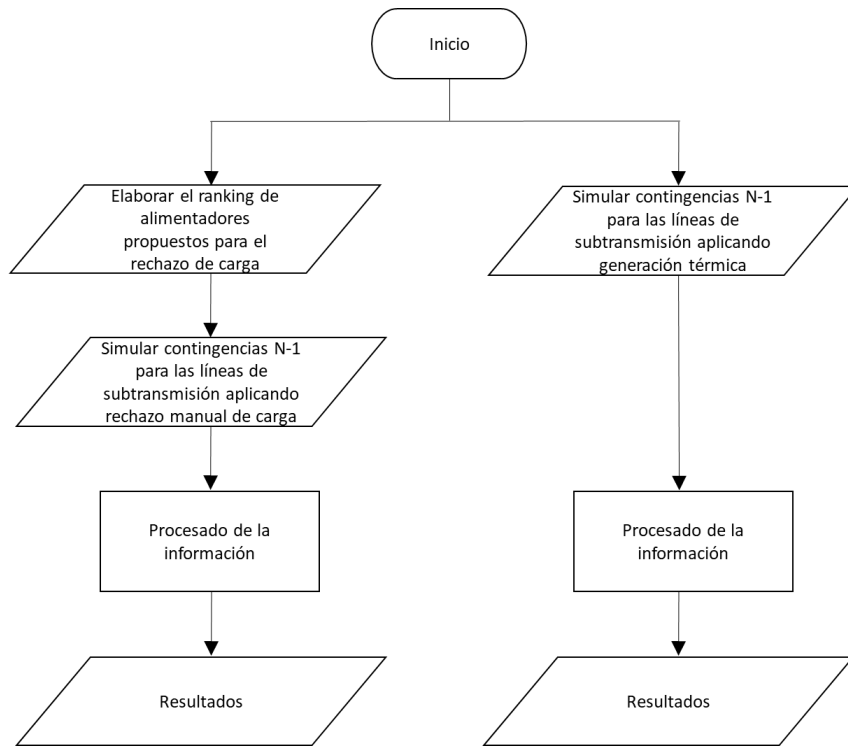
Etapa 4: En esta etapa se inicia la simulación de contingencias en el sistema eléctrico de potencia modelado, aplicando el criterio N-1 y desconectando alternadamente y por cada periodo de operación definido a cada una de las líneas en 138 kV que conforman el anillo eléctrico de Trujillo. Como resultado de esta etapa se obtienen las sobrecargas correspondientes para cada contingencia según la línea y periodo de operación, como consecuencia de la variación de la topología eléctrica de las líneas en 138 kV, pasando de un sistema en anillo a un sistema radial. La Etapa 4 se muestra en la Figura 19.

**Figura 19.** Etapa 3 del trabajo de investigación.



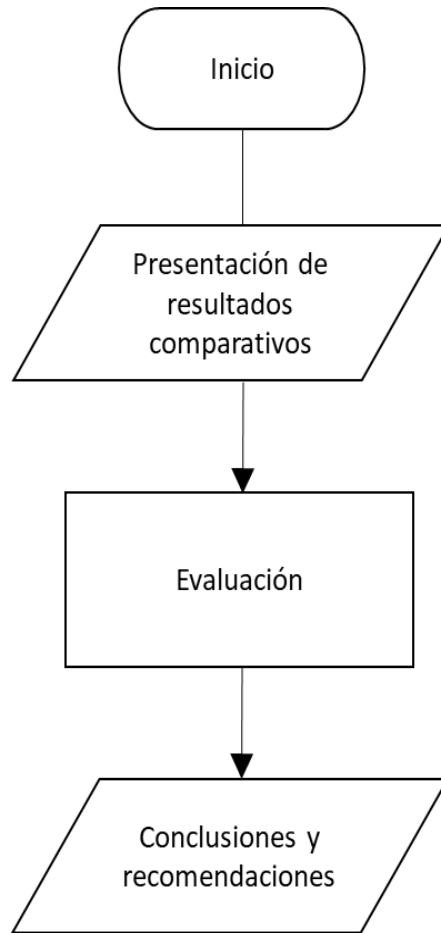
Etapa 5: En esta etapa se simulan dos alternativas de solución para corregir las sobrecargas en las líneas 138 kV que conforman el anillo eléctrico de Trujillo. Una alternativa considera aplicar un rechazo manual de carga elaborando previamente un ranking ordenado para alimentadores en media tensión y la otra alternativa considera una simulación aplicando generación térmica de emergencia ya existente en la subestación Chao y que puede ser ampliada teóricamente en la subestación Virú. La Etapa 5 se muestra en la Figura 20.

Figura 20. Etapa 5 del trabajo de investigación



}Etapa 6: En esta etapa se comparan los resultados obtenidos de las simulaciones aplicando el rechazo manual de carga y la generación térmica. La Etapa 6 se muestra en la Figura 21.

**Figura 21.** Etapa 6 del trabajo de investigación



### **3.3 Datos técnicos del equipamiento del sistema eléctrico de potencia**

Los datos técnicos recolectados del sistema eléctrico de potencia analizado como líneas de subtransmisión, transformadores y transformadores de puesta a tierra se presentan en las Tablas 7, 8 y 9 respectivamente. En el anexo B se presenta de manera más detallada los datos técnicos de los transformadores y en el anexo C se presentan todos los datos técnicos antes mencionados y que fueron ingresados en la herramienta informática.

**Tabla 7.** Tabla de datos técnicos de las líneas de subtransmisión del sistema eléctrico de potencia

PARÁMETRO / SIMBOLOGÍA		LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN						
		L-1117	L-1128	L-1150	L-1139	L-6695	L-6696	L-6697
Distancia (km)	L	11.85	5.8	13.3	6.05	6	40.76	22.34
Tensión nominal (kV)	V	138	138	138	138	60	60	60
Corriente nominal (kA)	I	0.625	0.455	0.625	0.545	0.545	0.545	0.340
Frecuencia nominal (Hz)	f	60	60	60	60	60	60	60
Resistencia eléctrica de secuencia positiva (Ohm/km)	R1	0.1855	0.1110	0.1048	0.1856	0.1485	0.1485	0.2755
Reactancia eléctrica de secuencia positiva (Ohm/km)	X1	0.4800	0.4800	0.4468	0.4800	0.4494	0.4494	0.4803
Resistencia eléctrica de secuencia negativa (Ohm/km)	R2	0.1855	0.1110	0.1048	0.1856	0.1485	0.1485	0.2755
Reactancia eléctrica de secuencia negativa (Ohm/km)	X2	0.4800	0.4800	0.4468	0.4800	0.4494	0.4494	0.4803
Resistencia eléctrica de secuencia cero (Ohm/km)	R0	0.3240	0.2860	0.3851	0.3240	0.2865	0.2865	0.4522
Reactancia eléctrica de secuencia cero (Ohm/km)	X0	1.6270	1.6329	1.3048	1.6269	1.4741	1.4741	2.0068
Susceptancia eléctrica de secuencia positiva (uS/km)	B1	3.3900	3.3929	3.7877	3.3931	3.4825	3.4825	3.4670
Susceptancia eléctrica de secuencia negativa (uS/km)	B2	3.3900	3.3929	3.7877	3.3931	3.4825	3.4825	3.4670
Susceptancia eléctrica de secuencia cero (uS/km)	B0	1.7420	2.0233	1.8146	1.6380	1.8717	1.8717	1.9913

**Tabla 8.** Tabla general de datos técnicos de los transformadores del sistema eléctrico de potencia

TRANSFORMADOR DE 2 DEVANADOS											
SUBESTACIÓN	CODIGO	NÚMERO DE SERIE	MARCA	AÑO	AT	BT	TAP		AT		Conexión
					[kV]	[kV]	MIN MAX	ONAN [MVA] /ONAF [MVA]			
Trujillo Sur	TP-A026	59458	ABB	1995	138.0	10.7	1.667%	-12+6	24.00	30.00	YNd11

TRANSFORMADORES DE 3 DEVANADOS																
SUBESTACIÓN	CODIGO	NÚMERO DE SERIE	MARCA	AÑO	AT	MT	BT	TAP		AT		MT		BT		Conexión
					[kV]	[kV]	[kV]	MIN MAX	ONAN [MVA] /ONAF [MVA]	ONAN [MVA] /ONAF [MVA]	ONAN [MVA] /ONAF [MVA]	ONAN [MVA] /ONAF [MVA]				
Chao	TP-6028	144256	DELROSA	2009	53.0	22.9	10.0	1.00%	-13+13	12.00	15.00	12.00	15.00	4.00	5.00	YNyn0d5
Porvenir	TP-A051	201212	ABB	2012	138.0	24.0	10.7	1.00%	-13+13	50.00	60.00	15.00	18.00	45.00	54.00	YNyn0d11
Trujillo Sur	TP-A050	201211	ABB	2013	138.0	60.0	10.7	1.00%	-22+10	50.00	60.00	20.00	24.00	30.00	36.00	YNyn0d11
Trujillo Sur	TP-A005	740050-01	ABB	2005	138.0	60.0	10.7	1.00%	-22+10	50.00	60.00	20.00	24.00	30.00	36.00	YNyn0d11
Trujillo Noroeste	TP-A047	200739	ABB	2009	138.0	23.8	10.5	1.00%	-10+10	50.00	60.00	20.00	24.00	30.00	36.00	YNyn0d11
Virú	TP-6017	760063-01	ABB	2008	55.5	22.9	10.0	1.00%	-13+13	20.00	23.00	12.00	14.00	8.00	9.00	YNyn0d5

TRANSFORMADOR DE 4 DEVANADOS																	
SUBESTACIÓN	CODIGO	NÚMERO DE SERIE	MARCA	AÑO	AT	MT	BT	COM	AT		MT		BT		COM		Conexión
					[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	ONAN [MVA] /ONAF [MVA]	ONAN [MVA] /ONAF [MVA]	ONAN [MVA] /ONAF [MVA]	ONAN [MVA] /ONAF [MVA]	ONAN [MVA] /ONAF [MVA]	ONAN [MVA] /ONAF [MVA]			
Huaca del Sol	TP-6033	201208	ABB	2013	58	34.0	10.5	7.98	25.00	30.00	17.00	20.00	13.00	15.00	8.33	10.00	YNynnd1

**Tabla 9.** Tabla de datos técnicos de los transformadores de puesta a tierra del sistema eléctrico de potencia

TRANSFORMADOR	SUBESTACIÓN	V <sub>N</sub>	I <sub>N</sub>	Z <sub>0</sub> Reactancia	Resistencia Puesta a Tierra
		kV	kA	Ohm	Ohm
TZ-1003 TrujSurB	Trujillo Sur B	10	0.39	10.15	19.24
TZ-1004 TrujSurA	Trujillo Sur A	10	0.39	10.21	19.24
TZ-1007 Porvenir	Porvenir	10	0.39	10.58	19.24
TZ-1013 TrujilloNoroeste	Trujillo Noroeste	10	0.38	19.2	19.336
TZ-1014 Viru	Virú	10	0.38	19.2	19.2
TZ-1016 TrujSurC	Trujillo Sur C	10.712	0.54	16.7	19.2

### **3.4 Procedimiento para la clasificación de alimentadores**

Para aplicar el rechazo manual de carga que solucione las sobrecargas como consecuencia de la contingencia de una de las líneas del anillo eléctrico del sistema de potencia en estudio, es necesario clasificar los alimentadores en media tensión que respalden este procedimiento. De acuerdo a ello se han establecido tres criterios relevantes para su clasificación:

- a) Criterio por demanda
- b) Criterio por facturación
- c) Criterio por suministros

El criterio por demanda considera el valor de máxima demanda registrada en MVA durante el periodo de estudio por cada alimentador y según el periodo de operación determinado. De acuerdo a este criterio se ordenan los 45 alimentadores de mayor a menor demanda, asignando a cada uno su correspondiente orden de clasificación y luego se descartan los alimentadores que contienen clientes libres externos a la empresa de distribución.

El criterio por facturación considera el valor de máxima facturación registrada en soles peruanos durante el periodo de estudio por cada alimentador. De acuerdo a este criterio se ordenan los 45 alimentadores de mayor a menor facturación, asignando a cada uno su correspondiente orden de clasificación y luego se descartan los alimentadores que contienen clientes libres externos a la empresa de distribución.

El criterio por suministros considera la cantidad de suministros atendidos durante el periodo de estudio por cada alimentador. De acuerdo a este criterio se ordenan los 45 alimentadores de mayor a menor cantidad de suministros, asignando a cada uno su correspondiente orden de clasificación y luego se descartan los alimentadores que contienen clientes libres externos a la empresa de distribución.

Finalmente, antes de proceder a determinar la valoración de cada alimentador para la clasificación final, se procede a verificar que han sido descartados los alimentadores que contienen clientes libres externos a la empresa de distribución.

#### **3.4.1 Modelo matemático de la clasificación de alimentadores**

La clasificación de alimentadores en media tensión para el rechazo manual de carga considerando los criterios de demanda, facturación y suministros será determinada siguiendo el orden de mayor a menor valoración obtenida según la Ecuación 3.1:

$$p_i = \sum v_k m_{ki} \quad (3.1)$$

Donde

$p_i$ : Valoración total de cada alimentador de media tensión ( $i = 1, 2, 3, \dots, 45$ )

$v_k$ : Valoración de cada criterio ( $k = 1, 2, 3$ )

$m_{ki}$ : Orden de clasificación de cada alimentador según cada criterio

La valoración de cada criterio se determinó según la relevancia de cada uno considerando principalmente a la demanda, facturación y suministros atendidos por cada alimentador y otorgándoles una valoración de 1 a 3, según se indica:

$v_1$ : Valoración de criterio por demanda ( $v_1 = 3$ )

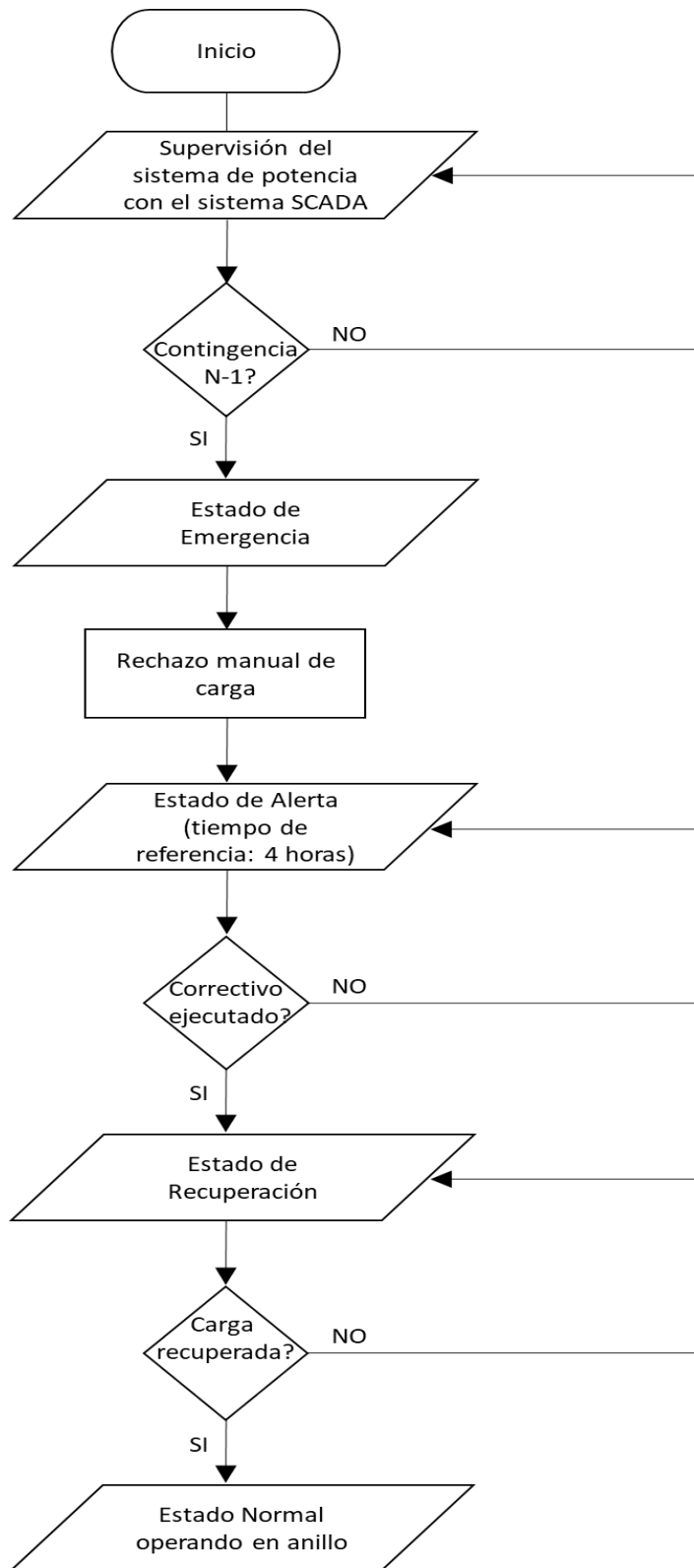
$v_2$ : Valoración de criterio por facturación ( $v_2 = 2$ )

$v_3$ : Valoración de criterio por suministros ( $v_3 = 1$ )

### **3.5 Procedimiento para solucionar la contingencia con rechazo manual de carga**

En la Figura 22 se muestra gráficamente el procedimiento que se debe seguir para solucionar una contingencia de una de las líneas en 138 kV del anillo eléctrico del sistema de potencia en estudio aplicando el rechazo manual de carga en los alimentadores de media tensión según su clasificación. Para ello se debe tener en cuenta que el punto de inicio es la supervisión permanente de las condiciones normales que efectúa en tiempo real el Centro de Control de Operaciones a través de su sistema SCADA y que de ocurrir una contingencia por desconexión de una de las líneas en 138 kV se declara el estado de Emergencia procediendo luego a aplicar el rechazo manual de carga en la medida que le corresponda, pasando el sistema del estado de Emergencia al estado de Alerta por aproximadamente 4 horas que es el tiempo promedio definido por la empresa distribuidora para un mantenimiento correctivo en líneas de subtransmisión de su concesión en Trujillo; terminado el mantenimiento correctivo se proceden con las maniobras de reconexión de la línea de subtransmisión y alimentadores de media tensión hasta su recuperación total quedando finalmente el sistema en su estado Normal operando con topología eléctrica en anillo 138 kV.

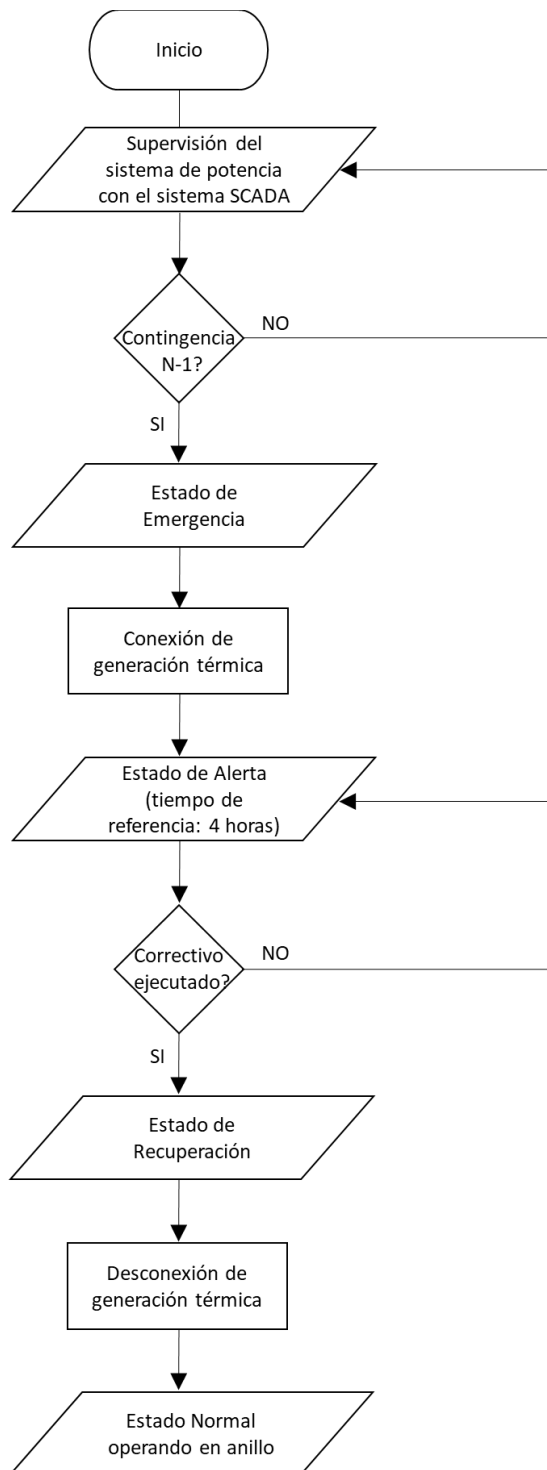
Figura 22. Procedimiento para solucionar la contingencia con rechazo manual de carga



### **3.6 Procedimiento para solucionar la contingencia con generación térmica**

En la Figura 23 se muestra gráficamente el procedimiento que se debe seguir para solucionar una contingencia de una de las líneas en 138 kV del anillo eléctrico del sistema de potencia en estudio aplicando la generación térmica disponible en la subestación Chao y propuesta en la subestación Virú. Para ello se debe tener en cuenta que el punto de inicio es la supervisión permanente de las condiciones normales que efectúa en tiempo real el Centro de Control de Operaciones a través de su sistema SCADA y que de ocurrir una contingencia por desconexión de una de las líneas en 138 kV se declara el estado de Emergencia procediendo luego a conectar la generación térmica en la medida que le corresponda, pasando el sistema del estado de Emergencia al estado de Alerta por aproximadamente 4 horas que es el tiempo promedio definido por la empresa distribuidora para un mantenimiento correctivo en líneas de subtransmisión de su concesión en Trujillo; terminado el mantenimiento correctivo se proceden con las maniobras de reconexión de la línea de subtransmisión para luego proceder con la desconexión de la generación térmica quedando finalmente el sistema en su estado Normal operando con topología eléctrica en anillo 138 kV.

Figura 23. Procedimiento para solucionar la contingencia con generación térmica



## CAPÍTULO IV. Resultados, Contrastación de Hipótesis y

### Discusión de Resultados

#### 4.1 Resultados preliminares

##### 4.1.1 Demandas en las líneas de subtransmisión

Las demandas del sistema eléctrico de Trujillo fueron calculadas a través de la suma de los registros de medición de las líneas L-1117 y L-1139, luego, se clasificaron según el periodo de operación y se obtuvieron los resultados mostrados en las Tablas 10 y 11.

**Tabla 10.** Registros de demandas del sistema eléctrico de Trujillo en el periodo de Estiaje de los años 2021 y 2022

VALORES DE DEMANDAS OBTENIDOS EN EL PERIODO DE ESTIAJE: 01.06.2021 - 30.11.2021					
HORARIOS DE DEMANDA	DÍA	HORA	MW	MVAR	kV
DEMANDA MINIMA: 00:00 - 08:00 horas	14/06/2021	04:00:00	61.473	12.502	140.51
DEMANDA MEDIA: 08:00 - 18:00 horas	16/11/2021	12:00:00	140.151	57.506	138.30
DEMANDA MAXIMA: 18:00 - 24:00 horas	22/09/2021	19:15:00	138.919	38.726	141.19

**Tabla 11.** Registros de demandas del sistema eléctrico de Trujillo en el periodo de Avenida de los años 2021 y 2022

VALORES DE DEMANDAS OBTENIDOS EN EL PERIODO DE AVENIDA: 01.12.2021 - 31.05.2022					
HORARIOS DE DEMANDA	DÍA	HORA	MW	MVAR	kV
DEMANDA MINIMA: 00:00 - 08:00 horas	30/05/2022	03:45:00	65.963	13.671	140.34
DEMANDA MEDIA: 08:00 - 18:00 horas	15/03/2022	12:00:00	150.960	69.375	138.60
DEMANDA MAXIMA: 18:00 - 24:00 horas	21/12/2021	19:45:00	139.918	42.892	138.12

##### 4.1.2 Demandas en los alimentadores en media tensión

Después de extraer los registros de medición de cada uno de los alimentadores de media tensión del sistema eléctrico de potencia se clasificaron según el periodo de operación y se obtuvieron los resultados mostrados en la Tabla 12.

**Tabla 12. Registros de demandas en los alimentadores de media tensión en los años 2021 y 2022**

Alimentador	Años: 2021 - 2022											
	Periodo de Avenida: 01.12.2021 - 31.05.2022						Periodo de Estiaje: 01.06.2021 - 30.11.2021					
	Maxima		Media		Minima		Maxima		Media		Minima	
	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
CHO201	4.114	1.081	3.864	1.276	1.619	0.375	2.576	0.715	3.413	0.930	1.482	0.316
CHO202	0.786	0.103	0.516	0.075	0.693	0.107	0.977	0.157	0.658	0.099	0.735	0.123
CHO203	1.796	0.655	7.534	2.830	1.685	0.524	2.333	0.805	7.895	2.783	1.713	0.528
CHO204	0.063	-0.024	0.055	-0.028	0.040	-0.038	0.053	-0.033	0.025	-0.044	0.043	-0.032
HDS101	2.052	0.504	1.190	0.422	0.960	0.356	2.128	0.504	1.640	0.553	0.860	0.371
HDS102	3.870	1.104	4.465	1.801	3.335	1.103	4.017	0.831	5.222	1.625	2.409	0.851
HDS103	0.169	0.052	0.563	0.144	0.611	0.186	0.179	0.064	0.580	0.136	0.126	0.072
L-3331	3.428	1.079	3.654	1.584	2.170	0.685	3.724	1.016	4.256	1.988	1.782	0.422
TOE101	6.042	0.813	5.755	1.314	2.759	0.207	6.126	0.613	4.857	0.830	2.581	0.212
TOE102	4.355	0.793	4.171	1.131	1.909	0.389	4.247	0.650	3.845	0.853	1.692	0.414
TOE103	5.709	1.316	5.423	1.869	2.909	0.719	5.562	1.063	5.468	1.696	2.755	0.669
TOE104	3.750	0.693	3.562	0.992	1.731	0.420	4.261	0.693	3.093	0.741	1.606	0.497
TOE105	3.699	1.396	3.740	1.784	2.170	1.025	4.837	1.751	3.605	1.697	1.984	1.022
TOE201	3.495	0.268	3.762	0.576	1.209	-0.115	2.857	0.120	3.019	0.202	1.180	-0.213
TOE202	0.206	-0.049	0.179	-0.046	0.116	-0.057	0.229	-0.050	0.157	-0.054	0.099	-0.069
TP0001	4.682	1.274	3.755	1.429	1.730	0.729	4.589	1.078	3.480	1.141	2.532	0.663
TP0002	3.039	0.801	2.445	0.895	1.114	0.345	2.993	0.688	2.652	0.931	1.053	0.371
TP0003	2.063	0.500	2.083	0.713	1.015	0.347	2.031	0.411	1.673	0.448	0.966	0.337
TP0005	4.089	1.168	4.242	1.819	1.709	0.579	3.686	0.931	3.758	1.575	1.719	0.642
TP0007	3.441	0.744	3.196	0.957	1.372	0.227	3.326	0.604	2.862	0.760	1.291	0.298
TP0008	4.320	0.982	3.437	1.129	1.478	0.525	4.226	0.841	3.335	0.898	1.379	0.513
TPO201	1.381	0.198	1.857	0.581	0.737	0.088	1.443	0.171	1.606	0.325	0.684	0.063
TSU001	2.502	0.558	2.324	0.598	0.973	0.318	2.391	0.558	2.098	0.459	0.961	0.364
TSU002	3.054	0.540	3.332	0.886	1.456	0.328	3.089	0.517	2.750	0.537	0.515	0.167
TSU003	4.126	0.837	4.006	1.147	1.440	0.409	4.125	0.738	3.694	0.850	1.958	0.622
TSU004	2.744	0.615	2.753	1.009	1.134	0.384	2.686	0.557	2.287	0.650	1.194	0.469
TSU005	3.489	0.696	2.936	0.795	1.466	0.357	3.536	0.609	2.646	0.542	1.418	0.395
TSU006	1.480	0.272	1.860	0.527	0.509	0.113	1.563	0.266	1.570	0.314	1.469	0.392
TSU007	2.231	0.376	2.051	0.457	0.885	0.193	2.210	0.321	1.822	0.302	0.892	0.244
TSU008	3.228	-0.137	3.670	0.328	1.298	-0.503	3.134	-0.178	2.821	-0.010	0.862	-0.565
TSU009A	4.421	0.511	5.449	1.434	2.094	0.006	4.766	0.583	4.860	1.205	1.924	0.054
TSU010B	5.124	1.016	4.827	1.307	2.247	0.549	5.033	0.934	4.158	0.879	2.182	0.662
TSU012	3.090	0.131	4.094	1.222	1.391	-0.047	2.902	0.089	3.602	0.975	1.528	0.028
TSU013	3.664	0.702	3.151	0.869	1.681	0.506	3.674	0.649	2.962	0.724	1.587	0.582
TSU014	3.297	0.665	3.218	0.965	1.681	0.602	3.391	0.736	2.868	0.700	1.522	0.501
TSU015	4.940	0.816	5.111	1.187	1.904	0.271	4.614	0.585	3.981	0.645	1.723	0.399
TSU016	5.683	1.494	3.627	1.195	4.747	1.163	6.053	1.661	6.431	2.008	4.388	0.906
TSU017	3.478	0.979	3.039	0.945	0.245	-0.054	3.031	0.873	2.218	0.716	0.440	-0.061
TSU018	0.076	-0.022	0.038	-0.004	0.018	-0.008	0.071	-0.012	0.035	-0.005	0.018	-0.009
VIR001	0.674	0.201	0.703	0.318	0.477	0.195	0.727	0.135	0.668	0.286	0.416	0.120
VIR002	0.907	0.098	2.575	0.605	1.224	0.236	0.850	-0.003	2.383	0.473	0.941	0.141
VIR003	0.766	-0.459	0.735	-0.167	0.419	-0.473	0.949	-0.266	0.762	-0.178	0.379	-0.500
VIR004	1.271	-1.468	1.074	-1.371	0.558	-1.588	1.242	-1.512	0.976	-1.459	0.596	-1.558
VIR005	3.287	1.017	4.451	1.482	1.204	0.382	3.026	0.896	3.959	1.196	2.403	0.592
VIR006	3.160	0.650	4.790	1.535	2.142	0.648	2.273	0.482	4.525	1.372	0.831	0.214

#### 4.1.3 Facturación, suministros y clientes libres externos en los alimentadores en media tensión

Después de extraer los registros de facturación, suministros atendidos y clientes libres externos al finalizar el año 2021 de cada uno de los alimentadores de media tensión del sistema eléctrico de potencia se obtuvieron los resultados mostrados en la Tabla 13.

**Tabla 13.** Registros de facturación, suministros y clientes libres externos en los alimentadores de media tensión al año 2021

Alimentador	Facturación S/	Suministros	Clientes libres: SI/NO
CHO201	660772.71	2	SI
CHO202	1928144.10	1	NO
CHO203	7963910.92	39	NO
CHO204	177807.01	1	NO
HDS101	7056762.29	5471	NO
HDS102	9339073.33	6210	SI
HDS103	378602.89	4	SI
L-3331	8933145.63	2782	SI
TOE101	20066281.39	13138	NO
TOE102	12812925.89	9721	SI
TOE103	12421728.78	8598	SI
TOE104	12319559.66	7719	SI
TOE105	11314918.09	6574	SI
TOE201	3651358.39	10	SI
TOE202	607288.86	191	NO
TPO001	10565659.47	14126	NO
TPO002	9186908.25	6990	NO
TPO003	7420683.88	7170	NO
TPO005	11835306.32	6438	SI
TPO007	8866135.16	6770	SI
TPO008	9924618.40	11947	NO
TPO201	3947672.64	5109	SI
TSU001	4586670.90	3170	SI
TSU002	10802523.82	5412	NO
TSU003	16316173.06	10121	NO
TSU004	9064553.71	5170	NO
TSU005	11947167.66	7797	NO
TSU006	5782508.16	2757	NO
TSU007	8012379.60	4170	NO
TSU008	10575367.89	6306	NO
TSU009A	15320175.85	8602	SI
TSU010B	17532068.51	8450	SI
TSU012	8354698.38	2724	NO
TSU013	13376231.04	9418	NO
TSU014	14431228.29	6875	NO
TSU015	13504244.84	5687	SI
TSU016	3458761.48	116	SI
TSU017	0.00	0	SI
TSU018	168797.40	1	NO
VIR001	2193394.34	1790	NO
VIR002	1796742.45	1616	NO
VIR003	2375236.50	2159	NO
VIR004	3125768.15	2964	NO
VIR005	5377196.84	2069	NO
VIR006	4842576.38	1200	SI

#### 4.1.4 Clasificación de los alimentadores en media tensión

Con el modelo matemático presentado en 3.1.1 se procede a calcular las valoraciones totales de los alimentadores por cada periodo de operación, luego se descartaron los alimentadores que contienen clientes libres externos y se obtuvieron los resultados mostrados de mayor a menor valoración total por cada alimentador que a continuación se presentan en las Tablas 14, 15, 16, 17, 18 y 19.

**Tabla 14.** Resultados de valoración total en los alimentadores de media tensión durante el periodo de Avenida en Demanda Máxima

Alimentador	S (MVA)	Valoración 1	Facturación S/	Valoración 2	Suministros	Clientes libres: SI/NO	Valoración 3	Valoración Total
CHO204	0.068	135	177807.01	86	1	NO	43	264
TSU018	0.079	132	168797.40	88	1	NO	42	262
TOE202	0.212	126	607288.86	82	191	NO	36	244
CHO202	0.793	120	1928144.10	76	1	NO	44	240
VIR001	0.704	123	2193394.34	74	1790	NO	33	230
VIR002	0.912	114	1796742.45	78	1616	NO	34	226
VIR003	0.894	117	2375236.50	72	2159	NO	31	220
VIR004	1.942	102	3125768.15	70	2964	NO	27	199
CHO203	1.912	105	7963910.92	50	39	NO	38	193
TSU006	1.505	108	5782508.16	56	2757	NO	29	193
HDS101	2.113	99	7056762.29	54	5471	NO	21	174
TSU007	2.263	93	8012379.60	48	4170	NO	25	166
TPO003	2.123	96	7420683.88	52	7170	NO	12	160
TSU012	3.093	84	8354698.38	46	2724	NO	30	160
VIR005	3.441	66	5377196.84	58	2069	NO	32	156
TSU004	2.812	87	9064553.71	40	5170	NO	23	150
TSU002	3.101	81	10802523.82	28	5412	NO	22	131
TPO002	3.143	78	9186908.25	38	6990	NO	13	129
TSU008	3.231	72	10575367.89	30	6306	NO	18	120
TSU014	3.363	69	14431228.29	10	6875	NO	14	93
TSU005	3.558	57	11947167.66	22	7797	NO	10	89
TSU013	3.730	48	13376231.04	14	9418	NO	6	68
TPO008	4.431	24	9924618.40	34	11947	NO	3	61
TPO001	4.852	18	10565659.47	32	14126	NO	1	51
TSU003	4.210	36	16316173.06	6	10121	NO	4	46
TOE101	6.096	3	20066281.39	2	13138	NO	2	7

**Tabla 15.** Resultados de valoración total en los alimentadores de media tensión durante el periodo de Avenida en Demanda Media

Alimentador	S (MVA)	Valoración 1	Facturación S/	Valoración 2	Suministros	Clientes libres: SI/NO	Valoración 3	Valoración Total
TSU018	0.038	135	168797.40	88	1	NO	42	265
CHO204	0.061	132	177807.01	86	1	NO	43	261
TOE202	0.185	129	607288.86	82	191	NO	36	247
CHO202	0.521	126	1928144.10	76	1	NO	44	246
VIR001	0.772	117	2193394.34	74	1790	NO	33	224
VIR003	0.754	120	2375236.50	72	2159	NO	31	223
VIR004	1.741	111	3125768.15	70	2964	NO	27	208
VIR002	2.645	90	1796742.45	78	1616	NO	34	202
TSU006	1.933	108	5782508.16	56	2757	NO	29	193
HDS101	1.263	114	7056762.29	54	5471	NO	21	189
TSU007	2.102	102	8012379.60	48	4170	NO	25	175
TPO003	2.202	99	7420683.88	52	7170	NO	12	163
TSU004	2.932	87	9064553.71	40	5170	NO	23	150
TPO002	2.604	93	9186908.25	38	6990	NO	13	144
TSU002	3.448	69	10802523.82	28	5412	NO	22	119
VIR005	4.691	27	5377196.84	58	2069	NO	32	117
TSU005	3.042	84	11947167.66	22	7797	NO	10	116
TSU012	4.273	36	8354698.38	46	2724	NO	30	112
TSU008	3.685	63	10575367.89	30	6306	NO	18	111
TPO008	3.618	66	9924618.40	34	11947	NO	3	103
TSU013	3.269	78	13376231.04	14	9418	NO	6	98
TSU014	3.359	72	14431228.29	10	6875	NO	14	96
CHO203	8.048	3	7963910.92	50	39	NO	38	91
TPO001	4.018	48	10565659.47	32	14126	NO	1	81
TSU003	4.167	39	16316173.06	6	10121	NO	4	49
TOE101	5.903	6	20066281.39	2	13138	NO	2	10

**Tabla 16.** Resultados de valoración total en los alimentadores de media tensión durante el periodo de Avenida en Demanda Mínima

Alimentador	S (MVA)	Valoración 1	Facturación S/	Valoración 2	Suministros	Clientes libres: SI/NO	Valoración 3	Valoración Total
TSU018	0.020	135	168797.40	88	1	NO	42	265
CHO204	0.055	132	177807.01	86	1	NO	43	261
TOE202	0.129	129	607288.86	82	191	NO	36	247
CHO202	0.701	111	1928144.10	76	1	NO	44	231
VIR001	0.515	123	2193394.34	74	1790	NO	33	230
VIR003	0.632	117	2375236.50	72	2159	NO	31	220
TSU006	0.522	120	5782508.16	56	2757	NO	29	205
VIR002	1.246	84	1796742.45	78	1616	NO	34	196
TSU007	0.906	105	8012379.60	48	4170	NO	25	178
HDS101	1.024	99	7056762.29	54	5471	NO	21	174
VIR005	1.263	81	5377196.84	58	2069	NO	32	171
TPO003	1.073	96	7420683.88	52	7170	NO	12	160
TSU004	1.197	90	9064553.71	40	5170	NO	23	153
VIR004	1.684	54	3125768.15	70	2964	NO	27	151
TSU012	1.392	72	8354698.38	46	2724	NO	30	148
TPO002	1.166	93	9186908.25	38	6990	NO	13	144
CHO203	1.765	48	7963910.92	50	39	NO	38	136
TSU008	1.392	75	10575367.89	30	6306	NO	18	123
TSU002	1.492	69	10802523.82	28	5412	NO	22	119
TPO008	1.568	60	9924618.40	34	11947	NO	3	97
TSU005	1.509	63	11947167.66	22	7797	NO	10	95
TSU003	1.497	66	16316173.06	6	10121	NO	4	76
TSU013	1.756	51	13376231.04	14	9418	NO	6	71
TPO001	1.878	36	10565659.47	32	14126	NO	1	69
TSU014	1.785	42	14431228.29	10	6875	NO	14	66
TOE101	2.767	12	20066281.39	2	13138	NO	2	16

**Tabla 17.** Resultados de valoración total en los alimentadores de media tensión durante el periodo de Estiaje en Demanda Máxima

Alimentador	S (MVA)	Valoración 1	Facturación S/	Valoración 2	Suministros	Clientes libres: SI/NO	Valoración 3	Valoración Total
CHO204	0.062	135	177807.01	86	1	NO	43	264
TSU018	0.072	132	168797.40	88	1	NO	42	262
TOE202	0.235	126	607288.86	82	191	NO	36	244
CHO202	0.990	114	1928144.10	76	1	NO	44	234
VIR002	0.850	120	1796742.45	78	1616	NO	34	232
VIR001	0.740	123	2193394.34	74	1790	NO	33	230
VIR003	0.985	117	2375236.50	72	2159	NO	31	220
VIR004	1.957	105	3125768.15	70	2964	NO	27	202
TSU006	1.586	108	5782508.16	56	2757	NO	29	193
CHO203	2.468	87	7963910.92	50	39	NO	38	175
HDS101	2.187	99	7056762.29	54	5471	NO	21	174
TSU007	2.233	96	8012379.60	48	4170	NO	25	169
TPO003	2.073	102	7420683.88	52	7170	NO	12	166
TSU012	2.903	75	8354698.38	46	2724	NO	30	151
VIR005	3.156	60	5377196.84	58	2069	NO	32	150
TSU004	2.744	81	9064553.71	40	5170	NO	23	144
TPO002	3.071	72	9186908.25	38	6990	NO	13	123
TSU002	3.131	69	10802523.82	28	5412	NO	22	119
TSU008	3.139	66	10575367.89	30	6306	NO	18	114
TSU005	3.588	51	11947167.66	22	7797	NO	10	83
TSU014	3.470	54	14431228.29	10	6875	NO	14	78
TSU013	3.731	48	13376231.04	14	9418	NO	6	68
TPO008	4.309	30	9924618.40	34	11947	NO	3	67
TPO001	4.714	21	10565659.47	32	14126	NO	1	54
TSU003	4.191	36	16316173.06	6	10121	NO	4	46
TOE101	6.157	6	20066281.39	2	13138	NO	2	10

**Tabla 18.** Resultados de valoración total en los alimentadores de media tensión durante el periodo de Estiaje en Demanda Media.

Alimentador	S (MVA)	Valoración 1	Facturación S/	Valoración 2	Suministros	Clientes libres: SI/NO	Valoración 3	Valoración Total
TSU018	0.035	135	168797.40	88	1	NO	42	265
CHO204	0.051	132	177807.01	86	1	NO	43	261
TOE202	0.166	129	607288.86	82	191	NO	36	247
CHO202	0.666	123	1928144.10	76	1	NO	44	243
VIR001	0.726	120	2193394.34	74	1790	NO	33	227
VIR003	0.782	117	2375236.50	72	2159	NO	31	220
TSU006	1.601	114	5782508.16	56	2757	NO	29	199
VIR002	2.429	87	1796742.45	78	1616	NO	34	199
VIR004	1.755	102	3125768.15	70	2964	NO	27	199
HDS101	1.731	108	7056762.29	54	5471	NO	21	183
TSU007	1.847	99	8012379.60	48	4170	NO	25	172
TPO003	1.732	105	7420683.88	52	7170	NO	12	169
TSU004	2.377	90	9064553.71	40	5170	NO	23	153
TSU002	2.802	81	10802523.82	28	5412	NO	22	131
TPO002	2.811	78	9186908.25	38	6990	NO	13	129
TSU012	3.732	48	8354698.38	46	2724	NO	30	124
TSU008	2.821	75	10575367.89	30	6306	NO	18	123
VIR005	4.136	30	5377196.84	58	2069	NO	32	120
TSU005	2.700	84	11947167.66	22	7797	NO	10	116
TSU014	2.953	72	14431228.29	10	6875	NO	14	96
TPO008	3.454	57	9924618.40	34	11947	NO	3	94
CHO203	8.371	3	7963910.92	50	39	NO	38	91
TPO001	3.663	51	10565659.47	32	14126	NO	1	84
TSU013	3.049	63	13376231.04	14	9418	NO	6	83
TSU003	3.790	45	16316173.06	6	10121	NO	4	55
TOE101	4.928	18	20066281.39	2	13138	NO	2	22

**Tabla 19.** Resultados de valoración total en los alimentadores de media tensión durante el periodo de Estiaje en Demanda Mínima.

Alimentador	S (MVA)	Valoración 1	Facturación S/	Valoración 2	Suministros	Clientes libres: SI/NO	Valoración 3	Valoración Total
TSU018	0.020	135	168797.40	88	1	NO	42	265
CHO204	0.054	132	177807.01	86	1	NO	43	261
TOE202	0.121	129	607288.86	82	191	NO	36	247
VIR001	0.433	123	2193394.34	74	1790	NO	33	230
CHO202	0.745	108	1928144.10	76	1	NO	44	228
VIR003	0.628	114	2375236.50	72	2159	NO	31	217
VIR002	0.952	96	1796742.45	78	1616	NO	34	208
TSU007	0.925	102	8012379.60	48	4170	NO	25	175
HDS101	0.936	99	7056762.29	54	5471	NO	21	174
TSU002	0.541	117	10802523.82	28	5412	NO	22	167
TPO003	1.023	93	7420683.88	52	7170	NO	12	157
VIR004	1.668	54	3125768.15	70	2964	NO	27	151
TSU006	1.520	63	5782508.16	56	2757	NO	29	148
TSU004	1.283	78	9064553.71	40	5170	NO	23	141
TSU012	1.529	60	8354698.38	46	2724	NO	30	136
TPO002	1.116	84	9186908.25	38	6990	NO	13	135
TSU008	1.031	87	10575367.89	30	6306	NO	18	135
CHO203	1.793	39	7963910.92	50	39	NO	38	127
TPO008	1.471	72	9924618.40	34	11947	NO	3	109
VIR005	2.475	18	5377196.84	58	2069	NO	32	108
TSU005	1.472	69	11947167.66	22	7797	NO	10	101
TSU014	1.602	57	14431228.29	10	6875	NO	14	81
TSU013	1.690	48	13376231.04	14	9418	NO	6	68
TPO001	2.617	9	10565659.47	32	14126	NO	1	42
TSU003	2.054	27	16316173.06	6	10121	NO	4	37
TOE101	2.590	12	20066281.39	2	13138	NO	2	16

Con los resultados obtenidos de las valoraciones totales presentados en las tablas anteriores se procede a elaborar la clasificación final de los alimentadores en media tensión para el rechazo manual de carga por etapas, considerando hasta cinco etapas y presentadas en la Tabla 20 con las potencias en sobrecarga requeridas y efectivas para su ejecución.

**Tabla 20.** Clasificación de los alimentadores de media tensión para el rechazo manual de carga por etapas

Clasificación	Etapas de rechazo	Alimentador	P (MW)	S (MVA)	Facturación S/	Suministros	Potencia de rechazo (MVA)
1	Etapa 1	CHO202	0.658	0.666	1928144.10	1	Srechazo1: 3.7
2		VIR002	2.383	2.429	1796742.45	1616	
3		VIR004	0.976	1.755	3125768.15	2964	Srechazo Efectivo1: 6.6
4		HDS101	1.640	1.731	7056762.29	5471	
1	Etapa 2	VIR001	0.703	0.772	2193394.34	1790	Srechazo2: 14.8
2		VIR003	0.735	0.754	2375236.50	2159	
3		VIR004	1.074	1.741	3125768.15	2964	
4		VIR002	2.575	2.645	1796742.45	1616	
5		TSU006	1.860	1.933	5782508.16	2757	Srechazo Efectivo2: 16.3
6		HDS101	1.190	1.263	7056762.29	5471	
7		TSU007	2.051	2.102	8012379.60	4170	
8		TPO003	2.083	2.202	7420683.88	7170	
9		TSU004	2.753	2.932	9064553.71	5170	
1	Etapa 3	CHO202	0.516	0.521	1928144.10	1	Srechazo3: 20.5
2		VIR001	0.703	0.772	2193394.34	1790	
3		VIR003	0.735	0.754	2375236.50	2159	
4		VIR004	1.074	1.741	3125768.15	2964	
5		VIR002	2.575	2.645	1796742.45	1616	
6		TSU006	1.860	1.933	5782508.16	2757	
7		HDS101	1.190	1.263	7056762.29	5471	Srechazo Efectivo3: 22.9
8		TSU007	2.051	2.102	8012379.60	4170	
9		TPO003	2.083	2.202	7420683.88	7170	
10		TSU004	2.753	2.932	9064553.71	5170	
11		TPO002	2.445	2.604	9186908.25	6990	
12		TSU002	3.332	3.448	10802523.82	5412	
1	Etapa 4	VIR001	0.668	0.726	2193394.34	1790	Srechazo4: 26.8
2		VIR003	0.762	0.782	2375236.50	2159	
3		TSU006	1.570	1.601	5782508.16	2757	
4		VIR002	2.383	2.429	1796742.45	1616	
5		VIR004	0.976	1.755	3125768.15	2964	
6		HDS101	1.640	1.731	7056762.29	5471	
7		TSU007	1.822	1.847	8012379.60	4170	Srechazo Efectivo4: 27.1
8		TPO003	1.673	1.732	7420683.88	7170	
9		TSU004	2.287	2.377	9064553.71	5170	
10		TSU002	2.750	2.802	10802523.82	5412	
11		TPO002	2.652	2.811	9186908.25	6990	
12		TSU012	3.602	3.732	8354698.38	2724	
13		TSU008	2.821	2.821	10575367.89	6306	
1	Etapa 5	VIR001	0.703	0.772	2193394.34	1790	Srechazo5: 44.6
2		VIR003	0.735	0.754	2375236.50	2159	
3		VIR004	1.074	1.741	3125768.15	2964	
4		VIR002	2.575	2.645	1796742.45	1616	
5		TSU006	1.860	1.933	5782508.16	2757	
6		HDS101	1.190	1.263	7056762.29	5471	
7		TSU007	2.051	2.102	8012379.60	4170	
8		TPO003	2.083	2.202	7420683.88	7170	
9		TSU004	2.753	2.932	9064553.71	5170	Srechazo Efectivo5: 45.0
10		TPO002	2.445	2.604	9186908.25	6990	
11		TSU002	3.332	3.448	10802523.82	5412	
12		VIR005	4.451	4.691	5377196.84	2069	
13		TSU005	2.936	3.042	11947167.66	7797	
14		TSU012	4.094	4.273	8354698.38	2724	
15		TSU008	3.670	3.685	10575367.89	6306	
16		TPO008	3.437	3.618	9924618.40	11947	
17		TSU013	3.151	3.269	13376231.04	9418	

## 4.2 Resultados finales

Los resultados de los flujos de potencia simulados con la herramienta informática para el sistema eléctrico analizado en los diferentes periodos de operación son presentados en el anexo D donde se muestran secuencialmente los resultados en cinco columnas: operando normalmente en anillo, en el instante en que ocurre la contingencia, después del restablecimiento considerado hasta donde es posible mejorar la tensión en barras y la sobrecarga de las líneas de subtransmisión, aplicando el rechazo de carga y finalmente con generación térmica.

Los resultados finales presentados en la Tabla 21 fueron obtenidos considerando una contingencia en cada línea de subtransmisión y para cada periodo de operación. Los valores del SAIDI, SAIFI y Compensaciones se obtuvieron simulando sus correspondientes interrupciones con la herramienta informática Optimus NGC.

Para el cálculo de la Energía No Suministrada por alimentador en media tensión, no se utilizó la Ecuación (2.7) debido a la dificultad para el cálculo de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D) el cual depende del factor de ponderación  $k_i$  según el tipo de interrupción, en su lugar se consideró la demanda del alimentador correspondiente a la etapa del rechazo de carga según la Tabla 15, multiplicado por el número de horas de indisponibilidad (4 horas, indicado en el punto 1.2.2), según se indica en la Ecuación (4.1):

$$ENS = DM . H \quad (4.1)$$

Donde

*ENS*: Energía No Suministrada por alimentador en media tensión. Es expresada en MWh

*DM*: Demanda del alimentador correspondiente a la etapa del rechazo de carga. Es expresada en MW

*H*: Número de horas de indisponibilidad (4 horas)

El cálculo de los números de suministros comprometidos con la falta de servicio eléctrico se obtuvo de la suma de suministros de los alimentadores correspondientes a la etapa del rechazo de carga según la Tabla 20.

**Tabla 21.** Resultados comparativos del SAIDI, SAIFI, Energía no suministrada, Compensaciones y Suministros afectados

LÍNEA EN CONTINGENCIA: L-1117			SAIDI		SAIFI		ENS		Compensaciones		Suministros afectados	
			SIN A/C	CON A/C	SIN A/C	CON A/C	SIN A/C	CON A/C	SIN A/C	CON A/C	SIN A/C	CON A/C
AVENIDA - DEMANDA MAXIMA	21/12/2021	19:45:00	0.17	0.00	0.04	0.00	85.28	0.00	1816.31	0.00	45670	0
AVENIDA - DEMANDA MEDIA	15/03/2022	12:00:00	0.31	0.00	0.08	0.00	170.17	0.00	12120.15	0.00	85930	0
AVENIDA - DEMANDA MINIMA	30/05/2022	03:45:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
ESTIAJE - DEMANDA MAXIMA	22/09/2021	19:15:00	0.12	0.00	0.03	0.00	60.10	0.00	1637.31	0.00	33267	0
ESTIAJE - DEMANDA MEDIA	16/11/2021	12:00:00	0.20	0.00	0.05	0.00	102.42	0.00	2364.18	0.00	54699	0
ESTIAJE - DEMANDA MINIMA	14/06/2021	04:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0

LÍNEA EN CONTINGENCIA: L-1139			SAIDI		SAIFI		Energía no		Compensaciones USD		Suministros afectados	
			SIN A/C	CON A/C	SIN A/C	CON A/C	SIN A/C	CON A/C	SIN A/C	CON A/C	SIN A/C	CON A/C
AVENIDA - DEMANDA MAXIMA	21/12/2021	19:45:00	0.17	0.00	0.04	0.00	85.28	0.00	1816.31	0.00	45670	0
AVENIDA - DEMANDA MEDIA	15/03/2022	12:00:00	0.31	0.00	0.08	0.00	170.17	0.00	12120.15	0.00	85930	0
AVENIDA - DEMANDA MINIMA	30/05/2022	03:45:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
ESTIAJE - DEMANDA MAXIMA	22/09/2021	19:15:00	0.12	0.00	0.03	0.00	60.10	0.00	1637.31	0.00	33267	0
ESTIAJE - DEMANDA MEDIA	16/11/2021	12:00:00	0.20	0.00	0.05	0.00	102.42	0.00	2364.18	0.00	54699	0
ESTIAJE - DEMANDA MINIMA	14/06/2021	04:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0

LÍNEA EN CONTINGENCIA: L-1128			SAIDI		SAIFI		Energía no		Compensaciones USD		Suministros afectados	
			SIN A/C	CON A/C	SIN A/C	CON A/C	SIN A/C	CON A/C	SIN A/C	CON A/C	SIN A/C	CON A/C
AVENIDA - DEMANDA MAXIMA	21/12/2021	19:45:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
AVENIDA - DEMANDA MEDIA	15/03/2022	12:00:00	0.16	0.00	0.04	0.00	85.28	0.00	6546.47	0.00	45670	0
AVENIDA - DEMANDA MINIMA	30/05/2022	03:45:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
ESTIAJE - DEMANDA MAXIMA	22/09/2021	19:15:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
ESTIAJE - DEMANDA MEDIA	16/11/2021	12:00:00	0.03	0.00	0.01	0.00	22.63	0.00	1618.90	0.00	10052	0
ESTIAJE - DEMANDA MINIMA	14/06/2021	04:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0

LÍNEA EN CONTINGENCIA: L-1150			SAIDI		SAIFI		Energía no		Compensaciones USD		Suministros afectados	
			SIN A/C	CON A/C	SIN A/C	CON A/C	SIN A/C	CON A/C	SIN A/C	CON A/C	SIN A/C	CON A/C
AVENIDA - DEMANDA MAXIMA	21/12/2021	19:45:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
AVENIDA - DEMANDA MEDIA	15/03/2022	12:00:00	0.12	0.00	0.03	0.00	60.10	0.00	6534.57	0.00	33267	0
AVENIDA - DEMANDA MINIMA	30/05/2022	03:45:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
ESTIAJE - DEMANDA MAXIMA	22/09/2021	19:15:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0
ESTIAJE - DEMANDA MEDIA	16/11/2021	12:00:00	0.03	0.00	0.01	0.00	22.63	0.00	1618.90	0.00	10052	0
ESTIAJE - DEMANDA MINIMA	14/06/2021	04:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0

<b>TOTAL (año)</b>	<b>1.94</b>	<b>0.00</b>	<b>0.49</b>	<b>0.00</b>	<b>1026.58</b>	<b>0.00</b>	<b>52194.71</b>	<b>0.00</b>	<b>538173</b>	<b>0</b>
--------------------	-------------	-------------	-------------	-------------	----------------	-------------	-----------------	-------------	---------------	----------

Donde

- SAIDI: Medido en horas.
- SAIFI: Medido en Número de interrupciones.
- ENS: Energía no suministrada. Medido en MWh.
- Compensaciones: Medido en dólares (USD).
- SIN A/C: Sin análisis de contingencias. Aplicando el rechazo manual de carga.
- CON A/C: Con análisis de contingencias. Aplicando la generación térmica.
- Suministros afectados: Medido en Número de suministros.

### 4.3 Contrastación de la Hipótesis

Después de obtener los resultados presentados en la Tabla 21 se procede a contrastar las Hipótesis General y Específicas de la investigación realizada.

- 1) **Hipótesis General:** El análisis de contingencias mejora los Indicadores de calidad de suministro, Compensaciones y Suministros afectados del sistema eléctrico de Trujillo.

**Contrastación:** Mediante la ejecución del análisis de contingencias efectuado a través de simulaciones en el sistema de potencia se obtiene que es posible mejorar los Indicadores de calidad de suministro, Compensaciones y Suministros afectados del sistema eléctrico de Trujillo.

- 2) **Hipótesis Específica:** El análisis de contingencias mejora los Indicadores de calidad de suministro del sistema eléctrico de Trujillo.

**Contrastación:** Mediante la ejecución del análisis de contingencias efectuado a través de simulaciones en el sistema de potencia se obtiene que en el periodo de un año es posible mejorar el SAIDI en 1.9406 horas, el SAIFI en 0.4851 número de interrupciones y la Energía no suministrada en 1026.58 MWh.

- 3) **Hipótesis Específica:** El análisis de contingencias mejora las Compensaciones del sistema eléctrico de Trujillo.

**Contrastación:** Mediante la ejecución del análisis de contingencias efectuado a través de simulaciones en el sistema de potencia se obtiene que en el periodo de un año es posible mejorar las Compensaciones en 52194.71 USD.

- 4) **Hipótesis Específica:** El análisis de contingencias mejora los Suministros afectados del sistema eléctrico de Trujillo.

**Contrastación:** Mediante la ejecución del análisis de contingencias efectuado a través de simulaciones en el sistema de potencia se obtiene que en el periodo de un año es posible mejorar la cantidad de Suministros afectados, disminuyéndolo en 538173 suministros.

#### 4.4 Discusión de Resultados

Al analizar y comparar con Hidrandina. (2022)<sup>28</sup> los Indicadores de calidad de suministro, Compensaciones y Suministros afectados del sistema eléctrico de Trujillo sometido a un análisis de contingencias N-1 en las líneas de subtransmisión que conforman su anillo eléctrico, se obtuvo:

- 1) Disminución anual del SAIDI en 1,94 horas en comparación al total de 21,40 horas que registra en el año 2022 la empresa de distribución eléctrica, es decir un 9,06 % menos que hubiera contribuido en su mejora. Esta disminución se logra

---

<sup>28</sup> Hidrandina. (2022). Memoria Anual de Hidrandina 2022.

reemplazando el rechazo manual de carga con la generación térmica de emergencia.

- 2) Disminución anual del SAIFI en 0,49 números de interrupciones en comparación al total de 10,28 números de interrupciones que registra en el año 2022 la empresa de distribución eléctrica, es decir un 4,77 % menos que hubiera contribuido en su mejora. Esta disminución se logra reemplazando el rechazo manual de carga con la generación térmica de emergencia.
  
- 3) Disminución anual de la Energía no suministrada en 1026,58 MWh en comparación al total de 1822,3 GWh que se registra como venta de energía eléctrica en el año 2022 en la empresa de distribución eléctrica, es decir un 0,06 % adicional que hubiera contribuido en su mejora. Este incremento se logra reemplazando el rechazo manual de carga con la generación térmica de emergencia.
  
- 4) Disminución anual de las Compensaciones en 52194,71 USD en comparación al total de 626404 USD que registra del segundo semestre del año 2021 al primer semestre del año 2022 la empresa de distribución eléctrica, es decir un 8,33 % menos que hubiera contribuido en su mejora. Esta disminución se logra reemplazando el rechazo manual de carga con la generación térmica de emergencia.
  
- 5) Disminución anual de los Suministros afectados en 538173 número de suministros en comparación al total de 1025 miles de números de suministros que registra en el año 2022 la empresa de distribución eléctrica, es decir un impacto de 52,5 % sobre el total de suministros. Este impacto se toma como referencia al no tener la estadística anual de suministros afectados y su valor se obtiene reemplazando el rechazo manual de carga con la generación térmica de emergencia.

## Conclusiones

Para el primer objetivo específico y de los resultados obtenidos para los Indicadores de calidad de suministro se concluye que el efecto que causa el análisis de contingencias es mejorar su desempeño; en el periodo de un año, con el análisis realizado es posible mejorar el SAIDI en 1,94 horas, el SAIFI en 0,49 número de interrupciones y la Energía no suministrada en 1026.58 MWh. Esta mejora en el desempeño permite también mejorar su impacto económico en la empresa de distribución eléctrica.

Para el segundo objetivo específico y de los resultados obtenidos para las Compensaciones se concluye que el efecto que causa el análisis de contingencias es mejorar su desempeño; en el periodo de un año, con el análisis realizado es posible mejorar las Compensaciones en 52194.71 USD. Esta mejora en el desempeño permite también mejorar su impacto económico en la empresa de distribución eléctrica.

Para el tercer objetivo específico y de los resultados obtenidos para los Suministros afectados se concluye que el efecto que causa el análisis de contingencias es mejorar su desempeño; en el periodo de un año, con el análisis realizado es posible mejorar los Suministros afectados en 538173 números de suministros. Esta mejora en el desempeño permite también mejorar su impacto social en la población de la concesión de la empresa de distribución eléctrica.

## **Recomendaciones**

Se recomienda evaluar la clasificación de los alimentadores en media tensión obtenidos para el rechazo manual de carga para su uso del Centro de Control de Operaciones con el COES en caso de contingencias que pueden presentarse en el SEIN con requerimiento de rechazo manual de carga. Esta clasificación de alimentadores también puede ser parte de un análisis de contingencias de toda la empresa de distribución eléctrica.

Se recomienda evaluar la clasificación de los alimentadores en media tensión obtenidos para el rechazo manual de carga para su integración al Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia que anualmente se declara al COES y Osinergmin.

## Referencia

- Brokering Christie, W. et al. (2008). Los Sistemas Eléctricos de Potencia, primera edición.
- Castelán Flores, R. et al. (2023). *Análisis de Contingencias en un Sistema Eléctrico de Potencia Utilizando Matlab*. [Tesis de maestría, Benemérita Universidad Autónoma de Puebla].
- Coes Sinac. (2000). Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC, versión modificada al año 2025.
- Coes Sinac. (2011). Procedimiento Técnico N° 3: Pronóstico de la Demanda a Corto Plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- Coes Sinac. (2014). Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN.
- Coes Sinac. (2024). Procedimiento Técnico N° 20: Ingreso, Modificación y Retiros de Instalaciones del SEIN.
- Collantes Véliz, R. (2010). *Análisis de Mejora de la Confiabilidad de los Sistemas de Distribución Eléctrica de Alta Densidad de Carga*. [Tesis de maestría, Universidad Nacional de Ingeniería].
- Decreto Supremo N° 020-97-EM. (1997). Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- Gómez Expósito, A. et al. (2002). Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica, primera edición.
- Grainger, J., Stevenson, W. (1996). Análisis de Sistemas de Potencia.
- Hidrandina. (2022). Memoria Anual de Hidrandina 2022.
- Machado da Silva, J. et al. (2020). Toward a More Reliable System for Contingency Selection in Static Security Analysis of Electric Power System. *IEEE Systems Journal*, vol.14, pp. 1183-1194.

- Matulic, I. (2003). Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia, revista Acta Nova.
- Ministerio de Energía y Minas. (1992). Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844. Diario Oficial El Peruano.
- Ministerio de Energía y Minas. (2023). Declaran en Situación de Grave Deficiencia al Sistema Eléctrico Asociado al Eje Trujillo Sur, Huaca del Sol, Virú y Chao en 60 kV, por Falta de Capacidad de Transporte, Resolución Ministerial N° 090-2023-MINEM/DM. Diario Oficial El Peruano.
- Ministerio de Energía y Minas. (2024). Amplían Periodo de la Declaración en Situación de Grave Deficiencia del Servicio Eléctrico del Eje Trujillo Sur, Huaca del Sol, Virú y Chao en 60 kV, Resolución Ministerial N° 268-2024-MINEM/DM. Diario Oficial El Peruano.
- Osinerghmin. (1997). Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, con exposición de motivos al año 2017.
- Osinerghmin. (2003). Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones de Osinerghmin, Resolución de Osinerghmin N° 028-2003-OS/CD.
- Osinerghmin. (2005). Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, versión modificada al año 2017.
- Osinerghmin. (2012). Modificación del Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos, Resolución de Osinerghmin N° 177-2012-OS/CD.
- Osinerghmin. (2016). Aprobación del Plan de Inversiones de Transmisión de 2017 - 2021, Resolución de Osinerghmin N° 104-2016-OS/CD.
- Osinerghmin. (2016). Recurso de Reconsideración del Plan de Inversiones de Transmisión de 2017 - 2021, Resolución de Osinerghmin N° 185-2016-OS/CD.

- Osinermin. (2019). Fijación de los Valores Agregados de Distribución de 2019 - 2023, Resolución de Osinermin N° 168-2019-OS/CD.
- Osinermin. (2020). Recurso de Reconsideración del Plan de Inversiones de Transmisión de 2021 - 2025, Resolución de Osinermin N° 186-2020-OS/CD.
- Osinermin. (2024). Procedimiento Para la Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión, Resolución de Osinermin N° 073-2024-OS/CD.
- Perú, Presidencia del Consejo de Ministros. (2021). Decreto Supremo N° 054-2001-PCM: Aprueban el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - Osinerg. Diario Oficial El Peruano.
- Trebejo Yrupailla, L. (2020). *Análisis de Estabilidad de la Proximidad al Colapso por Voltaje del SEIN Proyectado a un Año Siguiendo*. [Tesis, Universidad Nacional de Ingeniería].
- Zhou, K. et al. (2024). The Most Frequent N-k Line Outages Occur in Motifs That Can Improve Contingency Selection. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 39, pp. 1785-1796.

## **Anexos**

## Anexo A : Matriz de Consistencia

### Análisis de Contingencias, Indicadores de Calidad de Suministro, Compensaciones y Suministros Afectados del Sistema Eléctrico de Trujillo Operando en Anillo.

Título	Problema	Objetivo	Hipótesis	Variables	Dimensiones	Indicadores	Nivel, tipo y diseño	Técnicas e Instrumentos
Análisis de contingencias para mejorar los indicadores de calidad de suministro, compensaciones y suministros afectados del sistema eléctrico de Trujillo.	<u>Principal:</u> ¿De qué manera se mejoran los indicadores de calidad de suministro, compensaciones y suministros afectados del sistema eléctrico de Trujillo?	<u>General:</u> Analizar las contingencias para mejorar los indicadores de calidad de suministro, compensaciones y suministros afectados del sistema eléctrico de Trujillo.	<u>General:</u> El análisis de contingencias mejora los indicadores de calidad de suministro, compensaciones y suministros afectados del sistema eléctrico de Trujillo.	<u>Variable independiente:</u> Análisis de Contingencias	Línea L-1117 Línea L-1128 Línea L-1150 Línea L-1139		Nivel de investigación: Explicativo	Técnica: Observación
	<u>Secundarios:</u> ¿De qué manera el análisis de contingencias contribuye a mejorar los indicadores de calidad de suministro del sistema eléctrico de Trujillo?	<u>Específicos:</u> Determinar el efecto del análisis de contingencias en los indicadores de calidad de suministro del sistema eléctrico de Trujillo para mejorar su desempeño.	<u>Específicas:</u> El análisis de contingencias mejora los indicadores de calidad de suministro del sistema eléctrico de Trujillo.	<u>Variable dependiente:</u> Indicadores de calidad de suministro	SAIDI SAIFI Energía no suministrada	Horas/año Número de interrupciones/año kWh/año	Tipo: Aplicada Diseño pre-experimental: Diseño de preprueba/postprueba con un solo grupo	Instrumentos: Guía de Registros
	¿De qué manera el análisis de contingencias contribuye a mejorar las compensaciones del sistema eléctrico de Trujillo?	Determinar el efecto del análisis de contingencias en las compensaciones del sistema eléctrico de Trujillo para mejorar su desempeño.	El análisis de contingencias mejora las compensaciones del sistema eléctrico de Trujillo.	Compensaciones	Dinero	US\$/año	O1 X O2 O1 = Preprueba X = Variable independiente O2 = Posprueba	
	¿De qué manera el análisis de contingencias contribuye a mejorar los suministros afectados del sistema eléctrico de Trujillo?	Determinar el efecto del análisis de contingencias en los suministros afectados del sistema eléctrico de Trujillo para mejorar su desempeño.	El análisis de contingencias mejora los suministros afectados del sistema eléctrico de Trujillo.	Suministros afectados	Suministros	Número de suministros/año		

## Anexo B:

### Tablas detalladas de datos técnicos de los transformadores del sistema eléctrico de potencia.

#### Transformador TP-A026

##### Subestación Trujillo Sur

**Región** La Libertad  
**Marca** ABB  
**Serie** 59458  
**Año** 1995

##### Características Generales

Devanados		kV	Vector	ONAN	ONAF	A (ONAN)	A (ONAF)
AT	HV	138	YN	24	30	100.4	125.5
BT	LV	10.7	d11	24	30	1295.0	1618.7

##### Z(+) y Z(-)

Devanados		kV	% Vcc	MVAref	MVA	% Vcc
AT-BT	HV-LV	138/10.7	9.56	30	30	9.557

##### Z(o)

Devanados		kV	% Vcc	MVAref	MVA	% Vcc
AT-BT	HV-LV	138/10.7	9.29	30	30	9.286

##### Pérdidas

Devanados		kV	Pfe_kW	Pcu_kW	MVAref	MVA	Pfe_kW	Pcu_kW
AT-BT	HV-LV	138/10.7	30.8	137.1	30	30	30.80	137.10

Tap	1.666660%	-12+6
1	151800	
2	149500	
3	147200	
4	144900	
5	142600	
6	140300	
7	138000	
8	135700	
9	133400	
10	131100	
11	128800	
12	126500	
13	124200	
14	121900	
15	119600	
16	117300	
17	115000	
18	112700	
19	110400	

## Transformador TP-6028

### Subestación Chao

Región La Libertad  
 Marca DELCROSA  
 Serie 144256  
 Año 2009

#### Características Generales

Devanados		kV	Vector	ONAN	ONAF	A (ONAN)	A (ONAF)
AT	HV	53	YN	12	15	130.7	163.4
MT	MV	22.9	yn0	12	15	302.5	378.2
BT	LV	10	d5	4	5	230.9	288.7

#### Z(+) y Z(-)

Devanados		kV	% Vcc	MVAref	MVA	% Vcc
AT-MT	HV-MV	53/22.9	10.77	12	15	13.463
AT-BT	HV-LV	53/10	6.08	4	5	7.600
MT-BT	MV-LV	22.9/10	1.70	4	5	2.125

#### Z(o)

Devanados		kV	% Vcc	MVAref	MVA	% Vcc
AT-MT	HV-MV	53/22.9	10.77	12	15	13.463
AT-BT	HV-LV	53/10	6.08	4	5	7.600
MT-BT	MV-LV	22.9/10	1.70	4	5	2.125

#### Pérdidas

Devanados		kV	Pfe_kW	Pcu_kW	MVAref	MVA	Pfe_kW	Pcu_kW
AT-MT	HV-MV	53/22.9	-	-	-	15	-	-
AT-BT	HV-LV	53/10	-	-	-	5	-	-
MT-BT	MV-LV	22.9/10	-	-	-	5	-	-

Tap	1.00%	-13+13
1	59890	
2	59360	
3	58830	
4	58300	
5	57770	
6	57240	
7	56710	
8	56180	
9	55650	
10	55120	
11	54590	
12	54060	
13	53530	
14	53000	
15	52470	
16	51940	
17	51410	
18	50880	
19	50350	
20	49820	
21	49290	
22	48760	
23	48230	
24	47700	
25	47170	
26	46640	
27	46110	

## Transformador TP-A051

### Subestación Porvenir

Región La Libertad

Marca ABB

Serie 201212

Año 2012

#### Características Generales

Devanados		kV	Vector	ONAN	ONAF	A (ONAN)	A (ONAF)
AT	HV	138	YN	50	60	209.2	251.0
MT	MV	24	yn0	15	18	360.8	433.0
BT	LV	10.7	d11	45	54	2428.1	2913.7

#### Z(+) y Z(-)

Devanados		kV	% Vcc	MVAref	MVA	% Vcc
AT-MT	HV-MV	138/24	16.97	50	18	6.109
AT-BT	HV-LV	138/10.7	10.34	50	54	11.167
MT-BT	MV-LV	24/10.7	4.93	50	18	1.775

#### Z(o)

Devanados		kV	% Vcc	MVAref	MVA	% Vcc
AT-MT	HV-MV	138/24	16.97	50	18	6.109
AT-BT	HV-LV	138/10.7	10.34	50	54	11.167
MT-BT	MV-LV	24/10.7	4.93	50	18	1.775

#### Pérdidas

Devanados		kV	Pfe kW	Pcu kW	MVAref	MVA	Pfe kW	Pcu kW
AT-MT	HV-MV	138/24	19.7	34.924	18	18	19.70	34.92
AT-BT	HV-LV	138/10.7	-	195.43	54	54	-	195.43
MT-BT	MV-LV	24/10.7	-	30.315	18	18	-	30.32

Tap	1.00%	-13+13
1	155940	
2	154560	
3	153180	
4	151800	
5	150420	
6	149040	
7	147660	
8	146280	
9	144900	
10	143520	
11	142140	
12	140760	
13	139380	
14	138000	
15	136620	
16	135240	
17	133860	
18	132480	
19	131100	
20	129720	
21	128340	
22	126960	
23	125580	
24	124200	
25	122820	
26	121440	
27	120060	

## Transformador TP-A050

Subestación Trujillo Sur

Región La Libertad

Marca ABB

Serie 201211

Año 2013

Características Generales

Devanados		kV	Vector	ONAN	ONAF	A (ONAN)	A (ONAF)
AT	HV	138	YN	50	60	209.2	251.0
MT	MV	60	yn0	20	24	192.5	230.9
BT	LV	10.7	d11	30	36	1618.7	1942.5

Z(+) y Z(-)

Devanados		kV	% Vcc	MVAref	MVA	% Vcc
AT-MT	HV-MV	138/60	8.36	50	24	4.013
AT-BT	HV-LV	138/10.7	13.28	50	36	9.562
MT-BT	MV-LV	60/10.7	4.00	50	24	1.920

Z(o)

Devanados		kV	% Vcc	MVAref	MVA	% Vcc
AT-MT	HV-MV	138/60	8.36	50	24	4.013
AT-BT	HV-LV	138/10.7	13.28	50	36	9.562
MT-BT	MV-LV	60/10.7	4.00	50	24	1.920

Pérdidas

Devanados		kV	Pfe_kW	Pcu_kW	MVAref	MVA	Pfe_kW	Pcu_kW
AT-MT	HV-MV	138/60	40	40.05	24	24	40.00	40.05
AT-BT	HV-LV	138/10.7	-	109.09	36	36	-	109.09
MT-BT	MV-LV	60/10.7	-	46.835	24	24	-	46.84

Tap	1.00%	-22+10
1	151800	
2	150420	
3	149040	
4	147660	
5	146280	
6	144900	
7	143520	
8	142140	
9	140760	
10	139380	
11	138000	
12	136620	
13	135240	
14	133860	
15	132480	
16	131100	
17	129720	
18	128340	
19	126960	
20	125580	
21	124200	
22	122820	
23	121440	
24	120060	
25	118680	
26	117300	
27	115920	
28	114540	
29	113160	
30	111780	
31	110400	
32	109020	
33	107640	

## Transformador TP-A005

Subestación Trujillo Sur

Región La Libertad

Marca ABB

Serie 740050-01

Año 2005

Características Generales

Devanados		kV	Vector	ONAN	ONAF	A (ONAN)	A (ONAF)
AT	HV	138	YN	50	60	209.2	251.0
MT	MV	60	yn0	20	24	192.5	230.9
BT	LV	10.7	d11	30	36	1618.7	1942.5

Z(+) y Z(-)

Devanados		kV	% Vcc	MVAref	MVA	% Vcc
AT-MT	HV-MV	138/60	3.30	20	24	3.960
AT-BT	HV-LV	138/10.7	7.80	30	36	9.360
MT-BT	MV-LV	60/10.7	1.50	20	24	1.800

Z(o)

Devanados		kV	% Vcc	MVAref	MVA	% Vcc
AT-MT	HV-MV	138/60	3.30	20	24	3.960
AT-BT	HV-LV	138/10.7	7.80	30	36	9.360
MT-BT	MV-LV	60/10.7	1.50	20	24	1.800

Pérdidas

Devanados		kV	Pfe_kW	Pcu_kW	MVAref	MVA	Pfe_kW	Pcu_kW
AT-MT	HV-MV	138/60	33.333	39.302	20	24	40.00	47.16
AT-BT	HV-LV	138/10.7	-	72.104	30	36	-	86.52
MT-BT	MV-LV	60/10.7	-	43.563	20	24	-	52.28

Tap	1.00%	-22+10
1	151800	
2	150420	
3	149040	
4	147660	
5	146280	
6	144900	
7	143520	
8	142140	
9	140760	
10	139380	
11	138000	
12	136620	
13	135240	
14	133860	
15	132480	
16	131100	
17	129720	
18	128340	
19	126960	
20	125580	
21	124200	
22	122820	
23	121440	
24	120060	
25	118680	
26	117300	
27	115920	
28	114540	
29	113160	
30	111780	
31	110400	
32	109020	
33	107640	

## Transformador TP-A047

Subestación Trujillo Noroeste

Región La Libertad

Marca ABB

Serie 200739

Año 2009

Características Generales

Devanados		kV	Vector	ONAN	ONAF	A (ONAN)	A (ONAF)
AT	HV	138	YN	50	60	209.2	251.0
MT	MV	23.8	yn0	20	24	485.2	582.2
BT	LV	10.5	d11	30	36	1649.6	1979.5

Z(+) y Z(-)

Devanados		kV	% Vcc	MVAref	MVA	% Vcc
AT-MT	HV-MV	138/23.8	10.76	20	24	12.912
AT-BT	HV-LV	138/10.5	10.11	30	36	12.132
MT-BT	MV-LV	23.8/10.5	20.50	20	24	24.600

Z(o)

Devanados		kV	% Vcc	MVAref	MVA	% Vcc
AT-MT	HV-MV	138/23.8	10.76	20	24	12.912
AT-BT	HV-LV	138/10.5	10.11	30	36	12.132
MT-BT	MV-LV	23.8/10.5	20.50	20	24	24.600

Pérdidas

Devanados		kV	Pfe_kW	Pcu_kW	MVAref	MVA	Pfe_kW	Pcu_kW
AT-MT	HV-MV	138/23.8	19.68	-	24	24	19.68	-
AT-BT	HV-LV	138/10.5	-	95.1	30	36	-	114.12
MT-BT	MV-LV	23.8/10.5	-	-	24	24	-	-

Tap	1.00%	-10+10
1	151800	
2	150420	
3	149040	
4	147660	
5	146280	
6	144900	
7	143520	
8	142140	
9	140760	
10	139380	
11	138000	
12	136620	
13	135240	
14	133860	
15	132480	
16	131100	
17	129720	
18	128340	
19	126960	
20	125580	
21	124200	

## Transformador TP-6017

### Subestación Virú

**Región** La Libertad  
**Marca** ABB  
**Serie** 760063-01  
**Año** 2008

#### Características Generales

Devanados		kV	Vector	ONAN	ONAF	A (ONAN)	A (ONAF)
AT	HV	55.5	YN	20	23	208.1	239.3
MT	MV	22.9	yn0	12	14	302.5	353.0
BT	LV	10	d5	8	9	461.9	519.6

#### Z(+) y Z(-)

Devanados		kV	% Vcc	MVAref	MVA	% Vcc
AT-MT	HV-MV	55.5/22.9	8.00	12	14	9.333
AT-BT	HV-LV	55.5/10	3.40	8	9	3.825
MT-BT	MV-LV	22.9/10	1.70	8	9	1.913

#### Z(o)

Devanados		kV	% Vcc	MVAref	MVA	% Vcc
AT-MT	HV-MV	55.5/22.9	8.00	12	14	9.333
AT-BT	HV-LV	55.5/10	3.40	8	9	3.825
MT-BT	MV-LV	22.9/10	1.70	8	9	1.913

#### Pérdidas

Devanados		kV	Pfe_kW	Pcu_kW	MVAref	MVA	Pfe_kW	Pcu_kW
AT-MT	HV-MV	55.5/22.9	-	-	-	14	-	-
AT-BT	HV-LV	55.5/10	-	-	-	9	-	-
MT-BT	MV-LV	22.9/10	-	-	-	9	-	-

Tap	1.00%	-13+13
1	62715	
2	62160	
3	61605	
4	61050	
5	60495	
6	59940	
7	59385	
8	58830	
9	58275	
10	57720	
11	57165	
12	56610	
13	56055	
14	55500	
15	54945	
16	54390	
17	53835	
18	53280	
19	52725	
20	52170	
21	51615	
22	51060	
23	50505	
24	49950	
25	49395	
26	48840	
27	48285	

**Transformador TP-6033**

Subestación Huaca del Sol

Región La Libertad

Marca ABB

Serie 201208

Año 2013

Características Generales

Devanados	kV	Vector	ONAN	ONAF	A (ONAN)	A (ONAF)
AT	HV	58	YN	25	30	248.9
MT	LV1	34	yn	17	20	288.7
BT	LV2	10.5	yn	13	15	714.8
COMP	LV3	7.98	d1	8.33333	10	602.9

Z(+) y Z(-)

Devanados	kV	% Vcc	MVAref	MVA	% Vcc
AT-MT	HV-LV1	58/34	10.06	25	20
AT-BT	HV-LV2	58/10.5	17.56	25	15
AT-Comp	HV-LV3	58/7.98	8.470	10	10
MT-BT	LV1-LV2	34/10.5	5.67	25	15
MT-Comp	LV1-LV3	34/7.98	3.740	10	10
BT-Comp	LV2-LV3	10.5/7.98	1.190	10	10

Z(o)

Devanados	kV	% Vcc	MVAref	MVA	% Vcc
AT-MT	HV-LV1	58/34	10.06	25	20
AT-BT	HV-LV2	58/10.5	17.56	25	15
AT-Comp	HV-LV3	58/7.98	8.470	10	10
MT-BT	LV1-LV2	34/10.5	5.67	25	15
MT-Comp	LV1-LV3	34/7.98	3.740	10	10
BT-Comp	LV2-LV3	10.5/7.98	1.190	10	10

Pérdidas

Devanados	kV	Pfe_kW	Pcu_kW	MVAref	MVA	Pfe_kW	Pcu_kW
AT-MT	HV-LV1	58/34	-	56.281	17	20	66.21
AT-BT	HV-LV2	58/10.5	-	45.712	13	15	52.74
AT-Comp	HV-LV3	58/7.98	-	32.7	10	10	32.70
MT-BT	LV1-LV2	34/10.5	-	37.56	13	15	43.34
MT-Comp	LV1-LV3	34/7.98	-	27.33	10	10	27.33
BT-Comp	LV2-LV3	10.5/7.98	-	31.93	10	10	31.93

Tap	1.00%	-16+10
1	63800	
2	63220	
3	62640	
4	62060	
5	61480	
6	60900	
7	60320	
8	59740	
9	59160	
10	58580	
11	58000	
12	57420	
13	56840	
14	56260	
15	55680	
16	55100	
17	54520	
18	53940	
19	53360	
20	52780	
21	52200	
22	51620	
23	51040	
24	50460	
25	49880	
26	49300	
27	48720	

## Anexo C:

### Datos técnicos del equipamiento del sistema eléctrico de potencia ingresados en la herramienta informática.

#### LÍNEA L-1117

Line - GridL-1117.ElmLine

Name: L-1117

Type: LibraryHDNA/Anillo Lineas 2022/L-1117

Terminal i: Grid\TRUJILLO NORTE\Cub\_3 TRUJILLO NORTE

Terminal j: Grid\TPO-HV\Cub\_2 TPO-HV

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters

Thermal Rating: [dropdown]

Length of Line: 11.85 km

Derating Factor: 1

Resulting Values

Nominal Current (act.)	0.625 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	6.098263 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	68.87411 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	2.197926 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	5.688403 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	3.83972 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	19.27955 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	5.041358 A
Earth Factor, Magnitude	0.7482978
Earth Factor, Angle	14.23801 deg

Type of Line: Overhead Line

Line Model

Lumped Parameter (PI)

Distributed Parameter

Sections/Line Loads

Line Type - LibraryHDNA/Anillo Lineas 2022/L-1117.TypLine

Name: L-1117

Rated Voltage: 138 kV

Rated Current: 0.625 kA

Cable / OHL: Overhead Line

System Type: AC Phases: 3 Number of Neutrals: 0

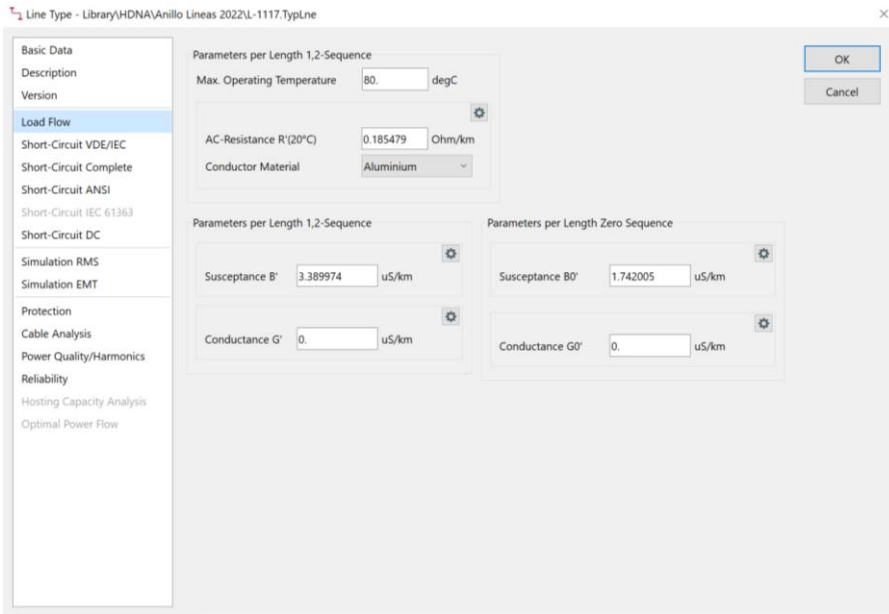
Nominal Frequency: 60 Hz

Parameters per Length 1,2-Sequence

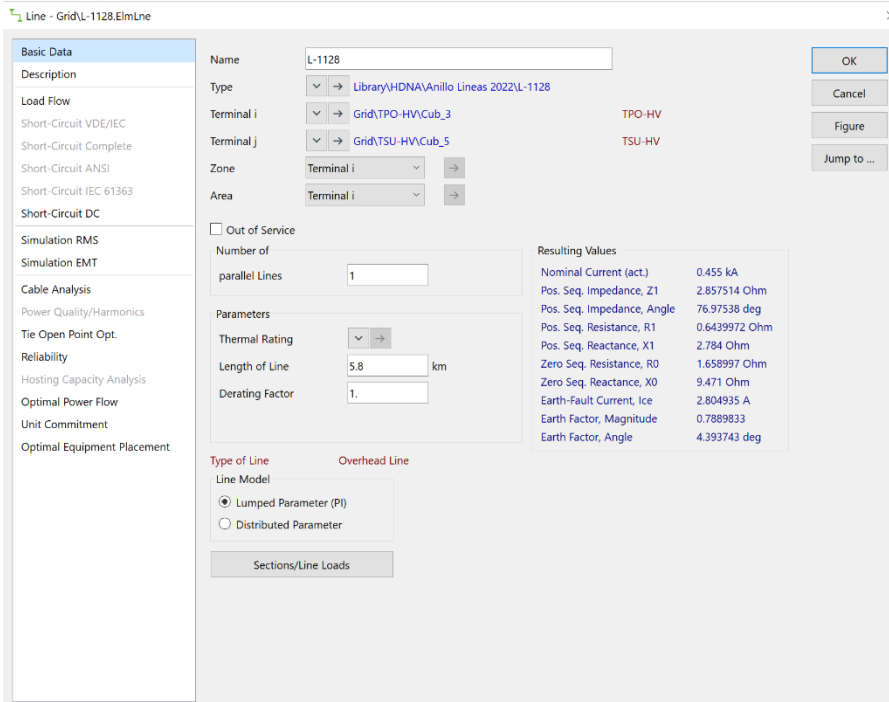
AC-Resistance R'(20°C)	0.185479 Ohm/km
Reactance X'	0.480034 Ohm/km

Parameters per Length Zero Sequence

AC-Resistance R0'	0.324027 Ohm/km
Reactance X0'	1.626966 Ohm/km



## LÍNEA L-1128



Line Type - Library\HDNA\Anillo Lineas 2022\L-1128.TypLine

**Basic Data**

Name: L-1128

Rated Voltage: 138. kV

Rated Current: 0.455 kA

Cable / OHL: Overhead Line

System Type: AC Phases: 3 Number of Neutrals: 0

Nominal Frequency: 60. Hz

Parameters per Length 1,2-Sequence

AC-Resistance R'(20°C): 0.111034 Ohm/km

Reactance X': 0.48 Ohm/km

Parameters per Length Zero Sequence

AC-Resistance R0': 0.286034 Ohm/km

Reactance X0': 1.632931 Ohm/km

OK Cancel

Line Type - Library\HDNA\Anillo Lineas 2022\L-1128.TypLine

**Basic Data**

Description

Version

**Load Flow**

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

**Protection**

Cable Analysis

Power Quality/Harmonics

**Reliability**

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Parameters per Length 1,2-Sequence

Max. Operating Temperature: 80. degC

AC-Resistance R'(20°C): 0.111034 Ohm/km

Conductor Material: Aluminium

Parameters per Length 1,2-Sequence

Susceptance B': 3.392931 uS/km

Conductance G': 0. uS/km

Parameters per Length Zero Sequence

Susceptance B0': 2.023276 uS/km

Conductance G0': 0. uS/km

OK Cancel

# LÍNEA L-1150

Line - GridL-1150.ElmLine

**Basic Data**

Description

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Cable Analysis

Power Quality/Harmonics

Tie Open Point Opt.

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Unit Commitment

Optimal Equipment Placement

Name: L-1150

Type: Library\HDNA\Anillo Lineas 2022\L-1150

Terminal i: Grid\TOE-HV\Cub\_3 TOE-HV

Terminal j: Grid\TSU-HV\Cub\_4 TSU-HV

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters

Thermal Rating: [dropdown]

Length of Line: 13.3 km

Derating Factor: 1

Type of Line: Overhead Line

Line Model

Lumped Parameter (PI)

Distributed Parameter

Sections/Line Loads

Resulting Values	
Nominal Current (act.)	0.625 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	6.103561 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	76.80366 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	1.393374 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	5.942387 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	5.121538 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	17.35441 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	5.768654 A
Earth Factor, Magnitude	0.6556589
Earth Factor, Angle	-4.89521 deg

Line Type - Library\HDNA\Anillo Lineas 2022\L-1150.TypeLine

**Basic Data**

Description

Version

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Protection

Cable Analysis

Power Quality/Harmonics

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Name: L-1150

Rated Voltage: 138 kV

Rated Current: 0.625 kA

Cable / OHL: Overhead Line

System Type: AC Phases: 3 Number of Neutrals: 0

Nominal Frequency: 60 Hz

Parameters per Length 1,2-Sequence		Parameters per Length Zero Sequence	
AC-Resistance R'(20°C)	0.104765 Ohm/km	AC-Resistance R0'	0.385078 Ohm/km
Reactance X'	0.446796 Ohm/km	Reactance X0'	1.304843 Ohm/km

Line Type - Library\HDNA\Anillo Lineas 2022\L-1150.TypLne

Basic Data

Description

Version

**Load Flow**

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Protection

Cable Analysis

Power Quality/Harmonics

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Parameters per Length 1,2-Sequence

Max. Operating Temperature: 80. degC

AC-Resistance R(20°C): 0.104765 Ohm/km

Conductor Material: Aluminium

Parameters per Length 1,2-Sequence

Susceptance B': 3.787656 uS/km

Conductance G': 0. uS/km

Parameters per Length Zero Sequence

Susceptance B0': 1.814609 uS/km

Conductance G0': 0. uS/km

OK

Cancel

## LÍNEA L-1139

Line - Grid\L-1139.ElmLne

**Basic Data**

Description

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Cable Analysis

Power Quality/Harmonics

Tie Open Point Opt.

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Unit Commitment

Optimal Equipment Placement

Name: L-1139

Type: Library\HDNA\Anillo Lineas 2022\L-1139

Terminal i: Grid\TRUJILLO NORTE\Cub\_2 TRUJILLO NORTE

Terminal j: Grid\TOE-HV\Cub\_2 TOE-HV

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters

Thermal Rating: [dropdown]

Length of Line: 6.05 km

Derating Factor: 1.

Type of Line: Overhead Line

Line Model:

Lumped Parameter (PI)

Distributed Parameter

Sections/Line Loads

Resulting Values

Nominal Current (act.)	0.545 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	3.113573 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	68.8582 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	1.122995 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	2.904 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	1.959994 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	9.842999 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	2.420212 A
Earth Factor, Magnitude	0.7482613
Earth Factor, Angle	14.26387 deg

OK

Cancel

Figure

Jump to ...

Line Type - Library\HDNA\Anillo Lineas 2022\L-1139.TypLine

**Basic Data**

Name: L-1139

Rated Voltage: 138. kV

Rated Current: 0.545 kA

Cable / OHL: Overhead Line

System Type: AC Phases: 3 Number of Neutrals: 0

Nominal Frequency: 60. Hz

Parameters per Length 1,2-Sequence

AC-Resistance R'(20°C): 0.185619 Ohm/km

Reactance X': 0.48 Ohm/km

Parameters per Length Zero Sequence

AC-Resistance R0': 0.323966 Ohm/km

Reactance X0': 1.626942 Ohm/km

OK Cancel

Line Type - Library\HDNA\Anillo Lineas 2022\L-1139.TypLine

**Load Flow**

Parameters per Length 1,2-Sequence

Max. Operating Temperature: 80. degC

AC-Resistance R'(20°C): 0.185619 Ohm/km

Conductor Material: Aluminium

Parameters per Length 1,2-Sequence

Susceptance B': 3.393058 uS/km

Conductance G': 0. uS/km

Parameters per Length Zero Sequence

Susceptance B0': 1.638016 uS/km

Conductance G0': 0. uS/km

OK Cancel

# LÍNEA L-6695

Line - GridL-6695.ElmLine

**Basic Data**

Description

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

---

Simulation RMS

Simulation EMT

Cable Analysis

Power Quality/Harmonics

Tie Open Point Opt.

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Unit Commitment

Optimal Equipment Placement

Name: L-6695

Type: Library\HDNA\Anillo Lineas 2022\L-6695

Terminal i: Grid\TSU-MV\Cub\_3 TSU-MV

Terminal j: Grid\HDS-HV\Cub\_2 HDS-HV

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters

Thermal Rating: [dropdown]

Length of Line: 6. km

Derating Factor: 1.

Type of Line: Overhead Line

Line Model

Lumped Parameter (PI)

Distributed Parameter

Sections/Line Loads

**Resulting Values**

Nominal Current (act.) 0.545 kA

Pos. Seq. Impedance, Z1 2.839737 Ohm

Pos. Seq. Impedance, Angle 71.70846 deg

Pos. Seq. Resistance, R1 0.891258 Ohm

Pos. Seq. Reactance, X1 2.69625 Ohm

Zero Seq. Resistance, R0 1.719276 Ohm

Zero Seq. Reactance, X0 8.844378 Ohm

Earth-Fault Current, Ice 1.16708 A

Earth Factor, Magnitude 0.7281938

Earth Factor, Angle 10.62121 deg

Line Type - Library\HDNA\Anillo Lineas 2022\L-6695.TypeLine

**Basic Data**

Description

Version

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Protection

Cable Analysis

Power Quality/Harmonics

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Name: L-6695

Rated Voltage: 60. kV

Rated Current: 0.545 kA

Cable / OHL: Overhead Line

System Type: AC Phases: 3 Number of Neutrals: 0

Nominal Frequency: 60. Hz

Parameters per Length 1,2-Sequence

AC-Resistance R'(20°C) 0.148543 Ohm/km

Reactance X' 0.449375 Ohm/km

Parameters per Length Zero Sequence

AC-Resistance R0' 0.286546 Ohm/km

Reactance X0' 1.474063 Ohm/km

OK

Cancel

Line Type - Library\HDNA\Anillo Lineas 2022\L-6695.TypLne

Basic Data

Description

Version

**Load Flow**

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Protection

Cable Analysis

Power Quality/Harmonics

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Parameters per Length 1,2-Sequence

Max. Operating Temperature: 80. degC

AC-Resistance R(20°C): 0.148543 Ohm/km

Conductor Material: Aluminium

Parameters per Length 1,2-Sequence

Susceptance B': 3.482524 uS/km

Conductance G': 0. uS/km

Parameters per Length Zero Sequence

Susceptance B0': 1.871706 uS/km

Conductance G0': 0. uS/km

OK

Cancel

## LÍNEA L-6696

Line - Grid\L-6696.ElmLne

**Basic Data**

Description

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Cable Analysis

Power Quality/Harmonics

Tie Open Point Opt.

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Unit Commitment

Optimal Equipment Placement

Name: L-6696

Type: Library\HDNA\Anillo Lineas 2022\L-6696

Terminal i: Grid\HDS-HV\Cub\_3 HDS-HV

Terminal j: Grid\VIR-HV\Cub\_2 VIR-HV

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters

Thermal Rating: [dropdown]

Length of Line: 40.76 km

Derating Factor: 1.

Type of Line: Overhead Line

Line Model

Lumped Parameter (PI)

Distributed Parameter

Sections/Line Loads

OK

Cancel

Figure

Jump to ...

**Resulting Values**

Nominal Current (act.)	0.545 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	19.29128 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	71.70846 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	6.054613 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	18.31652 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	11.67961 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	60.08281 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	7.928366 A
Earth Factor, Magnitude	0.7281937
Earth Factor, Angle	10.62121 deg

Line Type - Library\HDNA\Anillo Lineas 2022\L-6696.TypLne

**Basic Data**

Name: L-6696

Rated Voltage: 60 kV

Rated Current: 0.545 kA

Cable / OHL: Overhead Line

System Type: AC Phases: 3 Number of Neutrals: 0

Nominal Frequency: 60 Hz

Parameters per Length 1,2-Sequence

AC-Resistance R'(20°C): 0.148543 Ohm/km

Reactance X': 0.449375 Ohm/km

Parameters per Length Zero Sequence

AC-Resistance R0': 0.286546 Ohm/km

Reactance X0': 1.474063 Ohm/km

OK Cancel

Line Type - Library\HDNA\Anillo Lineas 2022\L-6696.TypLne

**Basic Data**

Description

Version

**Load Flow**

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

**Protection**

Cable Analysis

Power Quality/Harmonics

**Reliability**

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Parameters per Length 1,2-Sequence

Max. Operating Temperature: 80 degC

AC-Resistance R'(20°C): 0.148543 Ohm/km

Conductor Material: Aluminium

Parameters per Length 1,2-Sequence

Susceptance B': 3.482524 uS/km

Conductance G': 0 uS/km

Parameters per Length Zero Sequence

Susceptance B0': 1.871706 uS/km

Conductance G0': 0 uS/km

OK Cancel

# LÍNEA L-6697

Line - Grid\L-6697.ElmLine

**Basic Data**

Description

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Cable Analysis

Power Quality/Harmonics

Tie Open Point Opt.

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Unit Commitment

Optimal Equipment Placement

Name: L-6697

Type: Library\HDNA\Anillo Lineas 2022\L-6697

Terminal i: Grid\VIR-HV\Cub\_3 VIR-HV

Terminal j: Grid\CHO-HV\Cub\_2 CHO-HV

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters

Thermal Rating: [ ]

Length of Line: 22.34 km

Derating Factor: 1.

Type of Line: Overhead Line

Line Model

Lumped Parameter (PI)

Distributed Parameter

Sections/Line Loads

Resulting Values	
Nominal Current (act.)	0.34 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	12.37065 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	60.16106 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	6.155184 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	10.73064 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	10.10192 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	44.83104 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	4.623161 A
Earth Factor, Magnitude	0.9249864
Earth Factor, Angle	23.23697 deg

Line Type - Library\HDNA\Anillo Lineas 2022\L-6697.TypeLine

**Basic Data**

Description

Version

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Protection

Cable Analysis

Power Quality/Harmonics

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

Name: L-6697

Rated Voltage: 60. kV

Rated Current: 0.34 kA

Cable / OHL: Overhead Line

System Type: AC Phases: 3 Number of Neutrals: 0

Nominal Frequency: 60. Hz

Parameters per Length 1,2-Sequence		Parameters per Length Zero Sequence	
AC-Resistance R'(20°C)	0.275523 Ohm/km	AC-Resistance R0'	0.45219 Ohm/km
Reactance X'	0.480333 Ohm/km	Reactance X0'	2.006761 Ohm/km

Line Type - Library\HDNA\Anillo Lineas 2022\L-6697.TypLine

Basic Data  
Description  
Version  
Load Flow  
Short-Circuit VDE/IEC  
Short-Circuit Complete  
Short-Circuit ANSI  
Short-Circuit IEC 61363  
Short-Circuit DC  
Simulation RMS  
Simulation EMT  
Protection  
Cable Analysis  
Power Quality/Harmonics  
Reliability  
Hosting Capacity Analysis  
Optimal Power Flow

Parameters per Length 1,2-Sequence

Max. Operating Temperature: 80.0 degC

AC-Resistance R(20°C): 0.275523 Ohm/km

Conductor Material: Aluminium

Parameters per Length 1,2-Sequence

Susceptance B': 3.467048 uS/km

Conductance G': 0.0 uS/km

Parameters per Length Zero Sequence

Susceptance B0': 1.991333 uS/km

Conductance G0': 0.0 uS/km

OK  
Cancel

## TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN TRUJILLO SUR: TP-A026

2-Winding Transformer Type - Library\HDNA\Anillo Trafos 2022\L-Winding TPA026 - TruSur.TypTr2

Basic Data  
Description  
Version  
Load Flow  
Short-Circuit VDE/IEC  
Short-Circuit Complete  
Short-Circuit ANSI  
Short-Circuit IEC 61363  
Short-Circuit DC  
Simulation RMS  
Simulation EMT  
Protection  
Power Quality/Harmonics  
Reliability  
Hosting Capacity Analysis  
Optimal Power Flow

Name: 2-Winding TPA026 - TruSur

Technology: Three Phase Transformer

Rated Power: 30.0 MVA

Nominal Frequency: 60.0 Hz

Rated Voltage

HV-Side: 138.0 kV

LV-Side: 10.7 kV

Vector Group

HV-Side: YN

LV-Side: D

Phase Shift: 11.0 \*30deg

Name: YNd11

Positive Sequence Impedance

Short-Circuit Voltage uk: 9.557 %

Copper Losses: 137.1 kW

Zero Sequence Impedance

Short-Circuit Voltage uk0: 9.286 %

SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r: 0.0 %

OK  
Cancel

2-Winding Transformer Type - Library\HDNA\Anillo Trafos 2022\2-Winding TPA026 - TruSur.TypTr2

Basic Data  
Description  
Version  
Load Flow  
Short-Circuit VDE/IEC  
Short-Circuit Complete  
Short-Circuit ANSI  
Short-Circuit IEC 61363  
Short-Circuit DC  
Simulation RMS  
Simulation EMT  
Protection  
Power Quality/Harmonics  
Reliability  
Hosting Capacity Analysis  
Optimal Power Flow

General Tap Changer Saturation Advanced

Magnetising Impedance

No Load Current 0.714 %  
No Load Losses 30.8 kW

Distribution of Leakage Reactances (p.u.)

x.Pos.Seq. HV-Side 0.5  
x.Pos.Seq. LV-Side 0.5

Distribution of Leakage Resistances (p.u.)

r.Pos.Seq. HV-Side 0.5  
r.Pos.Seq. LV-Side 0.5

OK  
Cancel

2-Winding Transformer Type - Library\HDNA\Anillo Trafos 2022\2-Winding TPA026 - TruSur.TypTr2

Basic Data  
Description  
Version  
Load Flow  
Short-Circuit VDE/IEC  
Short-Circuit Complete  
Short-Circuit ANSI  
Short-Circuit IEC 61363  
Short-Circuit DC  
Simulation RMS  
Simulation EMT  
Protection  
Power Quality/Harmonics  
Reliability  
Hosting Capacity Analysis  
Optimal Power Flow

General Tap Changer Saturation Advanced

Tap Changer 1  Tap Changer 2

Type Ratio/Asym. Phase Shifter  
at Side HV  
Additional Voltage per Tap 1.66666 %  
Phase of du 0. deg  
Neutral Position 0  
Minimum Position -12  
Maximum Position 6

Tap dependent impedance

OK  
Cancel

# TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN CHAO: TP-6028

3-Winding Transformer Type - Library\HDNA\Anillo Trafos 2022\3-Winding TP6028 - Chao.TypTr3

Name: 3-Winding TP6028 - Chao

Technology: Three Phase Transformer

Rated Power: HV-Side 15.0 MVA, MV-Side 15.0 MVA, LV-Side 5.0 MVA

Rated Voltage: HV-Side 53.0 kV, MV-Side 22.9 kV, LV-Side 10.0 kV

Vector Group: HV-Side YN, MV-Side YN, LV-Side D, Phase Shift 0.0, 0.0, 5.0 \*30deg

Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers  
e.g. uk(HV-MV) is referred to the minimum of Sr(HV) and Sr(MV)

Positive Sequence Impedance: Short-Circuit Voltage uk HV-MV 13.463%, MV-LV 2.125%, LV-HV 7.6%

Copper Losses: HV-MV 0.0 kW, MV-LV 0.0 kW, LV-HV 0.0 kW

Zero Sequence Impedance: Short-Circuit Voltage uk0 HV-MV 13.463%, MV-LV 2.125%, LV-HV 7.6%

SHC-Voltage, Real Part: HV-MV 0.0%, MV-LV 0.0%, LV-HV 0.0%

3-Winding Transformer Type - Library\HDNA\Anillo Trafos 2022\3-Winding TP6028 - Chao.TypTr3

General Tab: Tap HV-Side Add. Voltage per Tap 1.0%, Phase of du 0.0 deg, Neutral Position 0, Min. Position -13, Max. Position 13

Tap MV-Side Add. Voltage per Tap 0.0%, Phase of du 0.0 deg, Neutral Position 0, Min. Position 0, Max. Position 0

Tap LV-Side Add. Voltage per Tap 0.0%, Phase of du 0.0 deg, Neutral Position 0, Min. Position 0, Max. Position 0

Tap Modelled at Star Point

Magnetising Impedance: Position Star Point, No Load Current 0.0%, No Load Losses 0.0 kW

Zero Sequence Magnetising Impedance: Position Star Point, No Load Current 0.0%, Mag. R/X 0.0

# TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN PORVENIR: TP-A051

3-Winding Transformer Type - Library\HDNA\Anillo Trafos 2022\3-Winding TPA051 - Porvenir.TypTr3

**Basic Data**

Name: 3-Winding TPA051 - Porvenir

Technology: Three Phase Transformer

Rated Power:

HV-Side	60.00 MVA	Rated Voltage	HV-Side	138.00 kV
MV-Side	18.00 MVA		MV-Side	24.00 kV
LV-Side	54.00 MVA		LV-Side	10.70 kV

Vector Group:

HV-Side	YN	Phase Shift	0.00 *30deg
MV-Side	YN	Phase Shift	0.00 *30deg
LV-Side	D	Phase Shift	11.00 *30deg

Name: YN0ynD11

**Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers  
e.g. uk(HV-MV) is referred to the minimum of Sr(HV) and Sr(MV)**

**Positive Sequence Impedance**

Short-Circuit Voltage uk		Copper Losses	
HV-MV	6.109 %	HV-MV	34.92 kW
MV-LV	1.775 %	MV-LV	30.32 kW
LV-HV	11.167 %	LV-HV	195.43 kW

**Zero Sequence Impedance**

Short-Circuit Voltage uk0		SHC-Voltage, Real Part	
HV-MV	6.109 %	HV-MV	0.00 %
MV-LV	1.775 %	MV-LV	0.00 %
LV-HV	11.167 %	LV-HV	0.00 %

3-Winding Transformer Type - Library\HDNA\Anillo Trafos 2022\3-Winding TPA051 - Porvenir.TypTr3

**Basic Data**

**Load Flow**

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Protection

Power Quality/Harmonics

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

**General**

Tap HV-Side:

Add. Voltage per Tap	1.00 %
Phase of du	0.00 deg
Neutral Position	0
Min. Position	-13
Max. Position	13

Tap MV-Side:

Add. Voltage per Tap	0.00 %
Phase of du	0.00 deg
Neutral Position	0
Min. Position	0
Max. Position	0

Tap LV-Side:

Add. Voltage per Tap	0.00 %
Phase of du	0.00 deg
Neutral Position	0
Min. Position	0
Max. Position	0

Tap Modelled at: Star Point

**Advanced**

Magnetising Impedance:

Position	Star Point
No Load Current	0.333 %
No Load Losses	19.7 kW

Zero Sequence Magnetising Impedance:

Position	Star Point
No Load Current	0.00 %
Mag. R/X	0.00

# TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN TRUJILLO SUR: TP-A050

3-Winding Transformer Type - Library\HDNA\Anillo Trafos 2022\3-Winding TPA050 - TruSur.TypT3

Name: 3-Winding TPA050 - TruSur

Technology: Three Phase Transformer

Rated Power:

HV-Side	60.00 MVA	Rated Voltage	HV-Side	138.00 kV
MV-Side	24.00 MVA		MV-Side	60.00 kV
LV-Side	36.00 MVA		LV-Side	10.70 kV

Vector Group:

HV-Side	YN	Phase Shift	0.00 *30deg
MV-Side	YN	Phase Shift	0.00 *30deg
LV-Side	D	Phase Shift	11.00 *30deg

Name: YN0yn0d11

Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers  
e.g. uk(HV-MV) is referred to the minimum of Sr(HV) and Sr(MV)

Positive Sequence Impedance:

Short-Circuit Voltage uk		Copper Losses	
HV-MV	4.013 %	HV-MV	40.05 kW
MV-LV	1.92 %	MV-LV	46.84 kW
LV-HV	9.562 %	LV-HV	109.09 kW

Zero Sequence Impedance:

Short-Circuit Voltage uk0		SHC-Voltage, Real Part	
HV-MV	4.013 %	HV-MV	0.00 %
MV-LV	1.92 %	MV-LV	0.00 %
LV-HV	9.562 %	LV-HV	0.00 %

3-Winding Transformer Type - Library\HDNA\Anillo Trafos 2022\3-Winding TPA050 - TruSur.TypT3

General Tab Dependent Impedance Saturation Advanced

Tap HV-Side:

Add. Voltage per Tap	1.00 %
Phase of du	0.00 deg
Neutral Position	0
Min. Position	-22
Max. Position	10

Tap MV-Side:

Add. Voltage per Tap	0.00 %
Phase of du	0.00 deg
Neutral Position	0
Min. Position	0
Max. Position	0

Tap LV-Side:

Add. Voltage per Tap	0.00 %
Phase of du	0.00 deg
Neutral Position	0
Min. Position	0
Max. Position	0

Tap Modelled at: Star Point

Magnetising Impedance:

Position	Star Point
No Load Current	0.69 %
No Load Losses	40.00 kW

Zero Sequence Magnetising Impedance:

Position	Star Point
No Load Current	0.00 %
Mag. R/X	0.00

# TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN TRUJILLO SUR: TP-A005

3-Winding Transformer Type - Library\HDNA\Anillo Trafos 2022\3-Winding TPA005 - TruSur.TypTr3

**Basic Data**

Name: 3-Winding TPA005 - TruSur

Technology: Three Phase Transformer

Rated Power:

HV-Side	60.0 MVA	Rated Voltage	HV-Side	138.0 kV
MV-Side	24.0 MVA		MV-Side	60.0 kV
LV-Side	36.0 MVA		LV-Side	10.7 kV

Vector Group:

HV-Side	YN	Phase Shift	0.0 *30deg
MV-Side	YN	Phase Shift	0.0 *30deg
LV-Side	D	Phase Shift	11.0 *30deg

Name: YN0yn0d11

Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers  
e.g. uk(HV-MV) is referred to the minimum of Sr(HV) and Sr(MV)

Positive Sequence Impedance

Short-Circuit Voltage uk		Copper Losses	
HV-MV	3.96 %	HV-MV	47.16 kW
MV-LV	1.8 %	MV-LV	52.28 kW
LV-HV	9.36 %	LV-HV	86.52 kW

Zero Sequence Impedance

Short-Circuit Voltage uk0		SHC-Voltage, Real Part	
HV-MV	3.96 %	HV-MV	0.0 %
MV-LV	1.8 %	MV-LV	0.0 %
LV-HV	9.36 %	LV-HV	0.0 %

3-Winding Transformer Type - Library\HDNA\Anillo Trafos 2022\3-Winding TPA005 - TruSur.TypTr3

**Basic Data**

General

Tap HV-Side:

Add. Voltage per Tap	1.0 %
Phase of du	0.0 deg
Neutral Position	0
Min. Position	-22
Max. Position	10

Tap MV-Side:

Add. Voltage per Tap	0.0 %
Phase of du	0.0 deg
Neutral Position	0
Min. Position	0
Max. Position	0

Tap LV-Side:

Add. Voltage per Tap	0.0 %
Phase of du	0.0 deg
Neutral Position	0
Min. Position	0
Max. Position	0

Tap Modelled at: Star Point

Advanced

Magnetising Impedance:

Position	Star Point
No Load Current	0.69 %
No Load Losses	40.0 kW

Zero Sequence Magnetising Impedance:

Position	Star Point
No Load Current	0.0 %
Mag. R/X	0.0

# TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN TRUJILLO NOROESTE: TP-A047

3-Winding Transformer Type - Library\HDNA\Anillo Trafos 2022\3-Winding TPA047 - TruNoro.TypTr3

**Basic Data**

Name: 3-Winding TPA047 - TruNoro

Technology: Three Phase Transformer

Rated Power:

HV-Side	60.00 MVA	Rated Voltage	HV-Side	138.00 kV
MV-Side	24.00 MVA		MV-Side	23.80 kV
LV-Side	36.00 MVA		LV-Side	10.50 kV

Vector Group:

HV-Side	YN	Phase Shift	0.00 *30deg
MV-Side	YN	Phase Shift	0.00 *30deg
LV-Side	D	Phase Shift	11.00 *30deg

Name: YN0yn0d11

Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers  
e.g. uk(HV-MV) is referred to the minimum of Sr(HV) and Sr(MV)

Positive Sequence Impedance

Short-Circuit Voltage uk		Copper Losses	
HV-MV	12.912 %	HV-MV	0.00 kW
MV-LV	24.6 %	MV-LV	0.00 kW
LV-HV	12.132 %	LV-HV	114.12 kW

Zero Sequence Impedance

Short-Circuit Voltage uk0		SHC-Voltage, Real Part	
HV-MV	12.912 %	HV-MV	0.00 %
MV-LV	24.6 %	MV-LV	0.00 %
LV-HV	12.132 %	LV-HV	0.00 %

3-Winding Transformer Type - Library\HDNA\Anillo Trafos 2022\3-Winding TPA047 - TruNoro.TypTr3

**Basic Data**

**Load Flow**

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Protection

Power Quality/Harmonics

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

General

Tap HV-Side

Add. Voltage per Tap	1.00 %
Phase of du	0.00 deg
Neutral Position	0
Min. Position	-10
Max. Position	10

Tap MV-Side

Add. Voltage per Tap	0.00 %
Phase of du	0.00 deg
Neutral Position	0
Min. Position	0
Max. Position	0

Tap LV-Side

Add. Voltage per Tap	0.00 %
Phase of du	0.00 deg
Neutral Position	0
Min. Position	0
Max. Position	0

Tap Modelled at: Star Point

Advanced

Magnetising Impedance

Position: Star Point

No Load Current: 0.1171431 %

No Load Losses: 19.68 kW

Zero Sequence Magnetising Impedance

Position: Star Point

No Load Current: 0.00 %

Mag. R/X: 0.00

# TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN VIRÚ: TP-6017

3-Winding Transformer Type - Library\HDNA\Anillo Trafos 2022\3-Winding TP6017 - Viru.TypeTr3

**Basic Data**

Name: 3-Winding TP6017 - Viru

Technology: Three Phase Transformer

Rated Power:

HV-Side	23.0 MVA	Rated Voltage	HV-Side	55.5 kV
MV-Side	14.0 MVA		MV-Side	22.9 kV
LV-Side	9.0 MVA		LV-Side	10.0 kV

Vector Group:

HV-Side	YN	Phase Shift	0.0 *30deg
MV-Side	YN	Phase Shift	0.0 *30deg
LV-Side	D	Phase Shift	5.0 *30deg

Name: YN0yn0d5

Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers  
e.g. uk(HV-MV) is referred to the minimum of Sr(HV) and Sr(MV)

Positive Sequence Impedance:

Short-Circuit Voltage uk		Copper Losses	
HV-MV	9.333 %	HV-MV	0.0 kW
MV-LV	1.913 %	MV-LV	0.0 kW
LV-HV	3.825 %	LV-HV	0.0 kW

Zero Sequence Impedance:

Short-Circuit Voltage uk0		SHC-Voltage, Real Part	
HV-MV	9.333 %	HV-MV	0.0 %
MV-LV	1.913 %	MV-LV	0.0 %
LV-HV	3.825 %	LV-HV	0.0 %

3-Winding Transformer Type - Library\HDNA\Anillo Trafos 2022\3-Winding TP6017 - Viru.TypeTr3

**Basic Data**

**Load Flow**

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Protection

Power Quality/Harmonics

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

General

Tap HV-Side:

Add. Voltage per Tap	1.0 %
Phase of du	0.0 deg
Neutral Position	0
Min. Position	-13
Max. Position	13

Tap MV-Side:

Add. Voltage per Tap	0.0 %
Phase of du	0.0 deg
Neutral Position	0
Min. Position	0
Max. Position	0

Tap LV-Side:

Add. Voltage per Tap	0.0 %
Phase of du	0.0 deg
Neutral Position	0
Min. Position	0
Max. Position	0

Tap Modelled at: Star Point

Advanced

Magnetising Impedance:

Position: Star Point

No Load Current: 0.0 %

No Load Losses: 0.0 kW

Zero Sequence Magnetising Impedance:

Position: Star Point

No Load Current: 0.0 %

Mag. R/X: 0.0

# TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN HUACA DEL SOL: TP-6033

4-Winding Transformer Type - Library\HDNA\ECP 2022-2027\Trafos\TP-6033.TypTr4

**Basic Data**

Description

Version

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Protection

Power Quality/Harmonics

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

General    Impedance

Name: TP-6033

Rated Power

HV-Side	30.00 MVA	HV-Side	58.00 kV
LV1-Side	20.00 MVA	LV1-Side	34.00 kV
LV2-Side	15.00 MVA	LV2-Side	10.50 kV
LV3-Side	10.00 MVA	LV3-Side	7.98 kV

Vector Group

HV-Side	YN	Phase Shift	0.00 *30deg
LV1-Side	YN	Phase Shift	0.00 *30deg
LV2-Side	YN	Phase Shift	0.00 *30deg
LV3-Side	D	Phase Shift	1.00 *30deg

Name: YN0yn0d1

Autotransformer: none

OK

Cancel

4-Winding Transformer Type - Library\HDNA\ECP 2022-2027\Trafos\TP-6033.TypTr4

**Basic Data**

Description

Version

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Protection

Power Quality/Harmonics

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

General    Impedance

Input data: Complete

Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated powers  
e.g. uk(1-2) is referred to the minimum of Sn(1) and Sn(2)

Positive Sequence Impedance

Short-Circuit Voltage uk		Copper Losses	
HV-LV1	8.048 %	HV-LV1	66.21 kW
HV-LV2	10.536 %	HV-LV2	52.74 kW
HV-LV3	8.47 %	HV-LV3	32.7 kW
LV1-LV2	3.402 %	LV1-LV2	43.34 kW
LV1-LV3	3.74 %	LV1-LV3	27.33 kW
LV2-LV3	1.19 %	LV2-LV3	31.93 kW

Zero Sequence Impedance

Short-Circuit Voltage uk0		SHC-Voltage, Real Part	
HV-LV1	8.048 %	HV-LV1	0.00 %
HV-LV2	10.536 %	HV-LV2	0.00 %
HV-LV3	8.47 %	HV-LV3	0.00 %
LV1-LV2	3.402 %	LV1-LV2	0.00 %
LV1-LV3	3.74 %	LV1-LV3	0.00 %
LV2-LV3	1.19 %	LV2-LV3	0.00 %

OK

Cancel

4-Winding Transformer Type - Library\HDNA\ECP 2022-2027\Trafos\TP-6033.TypTr4

Basic Data

Description

Version

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Protection

Power Quality/Harmonics

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

General

Tap Dependent Impedance

Tap Dependent Impedance (0-Seq.)

Saturation

Tap HV-Side

Add. Voltage per Tap: 1. %

Phase of du: 0. deg

Neutral Position: 0

Min. Position: -16

Max. Position: 10

Tap LV1-Side

Add. Voltage per Tap: 0. %

Phase of du: 0. deg

Neutral Position: 0

Min. Position: 0

Max. Position: 0

Tap LV2-Side

Add. Voltage per Tap: 0. %

Phase of du: 0. deg

Neutral Position: 0

Min. Position: 0

Max. Position: 0

Tap LV3-Side

Add. Voltage per Tap: 0. %

Phase of du: 0. deg

Neutral Position: 0

Min. Position: 0

Max. Position: 0

Magnetising Impedance

Position: HV-Side

Positive Sequence

No Load Current: 0. %

No Load Losses: 0. kW

Zero Sequence

No Load Current: 0. %

Mag. R/X: 0.

OK

Cancel

## TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACIÓN TRUJILLO SUR BARRA B: TZ-1003

NEC/NER - GridZZTSU-B.ElmNec

Basic Data

Description

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Power Quality/Harmonics

Reliability

Hosting Capacity Analysis

Optimal Power Flow

General

Grounding/Neutral Conductor

Name: ZZTSU-B

Terminal: Grid\TSU-LVB\Cub\_11 TSU-LVB

Zone: →

Area: →

Out of Service

Rated Voltage: 10. kV

Rated Current (Ie=3\*10): 0.39 kA

Zero Sequence Resistance: 0. Ohm

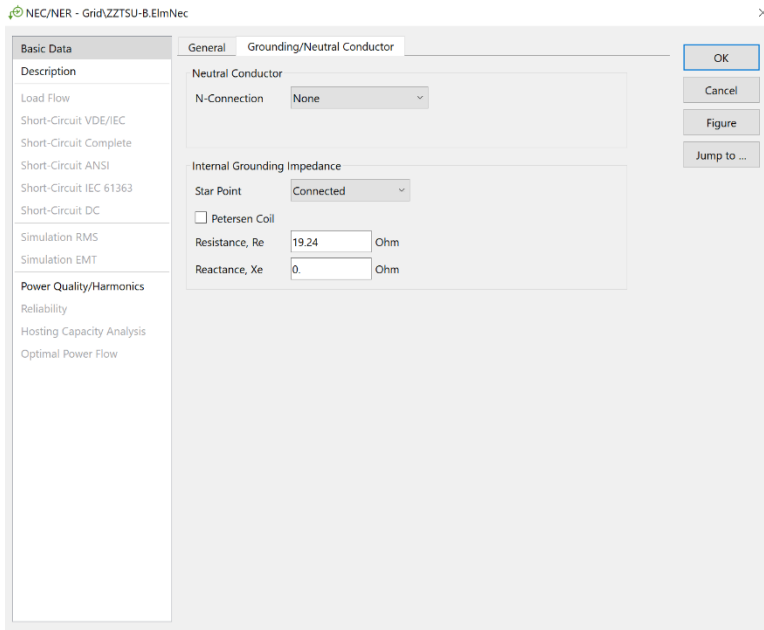
Zero Sequence Reactance: 10.15 Ohm

OK

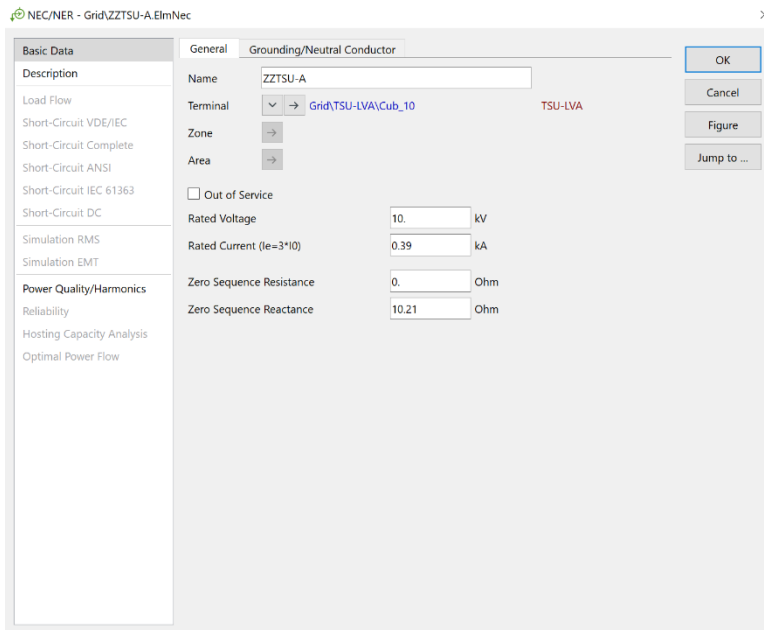
Cancel

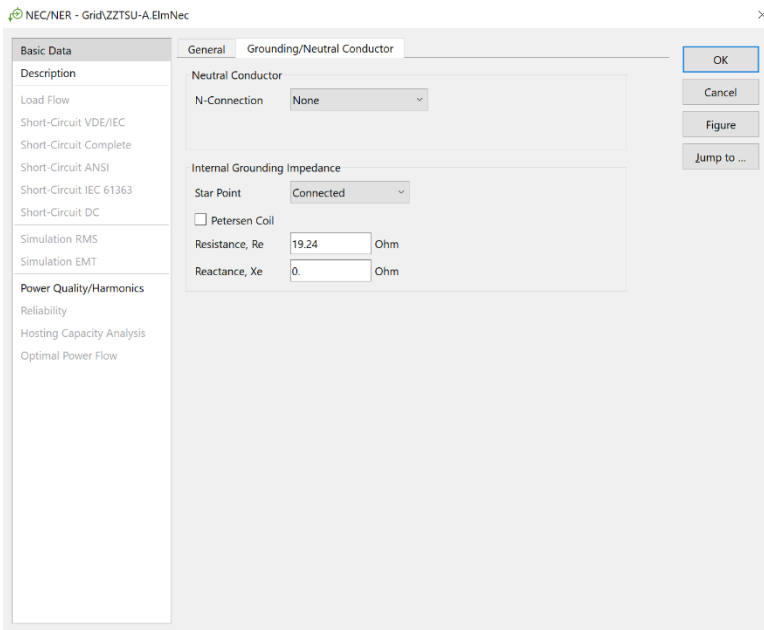
Figure

Jump to ...

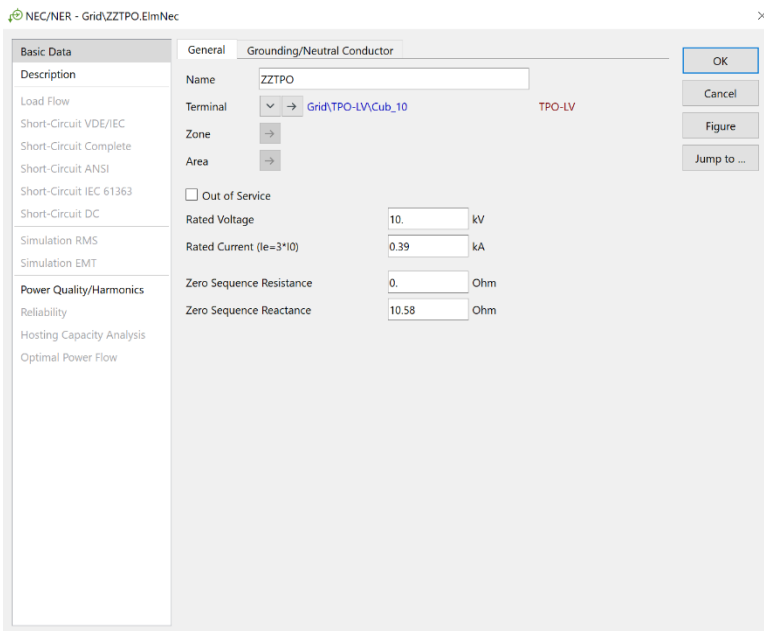


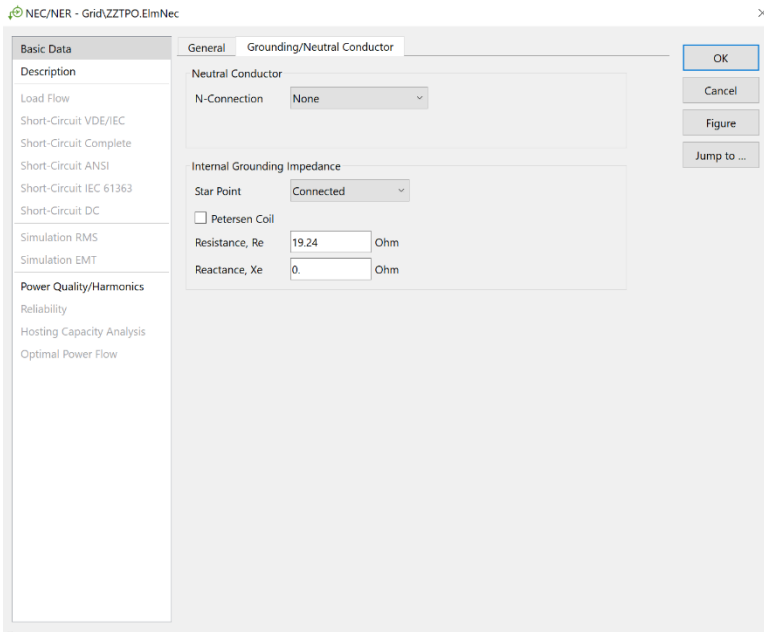
## TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACIÓN TRUJILLO SUR BARRA A: TZ-1004



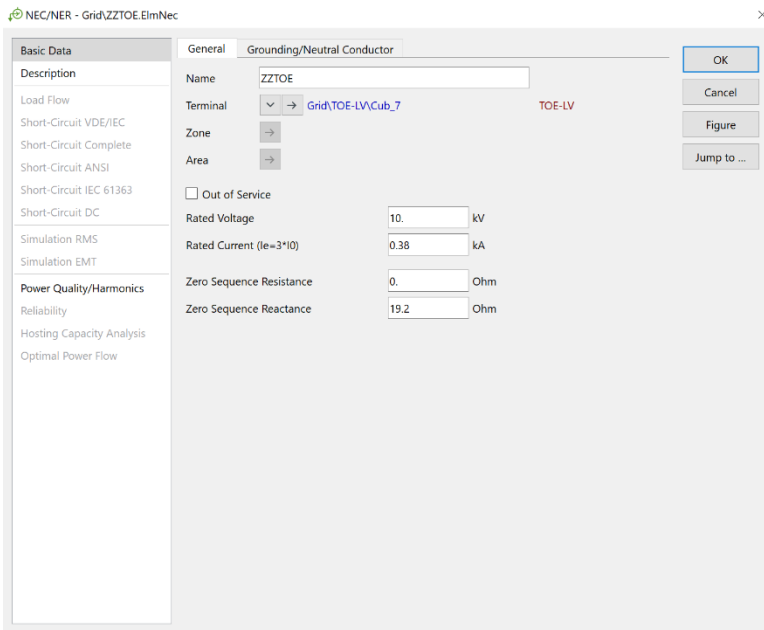


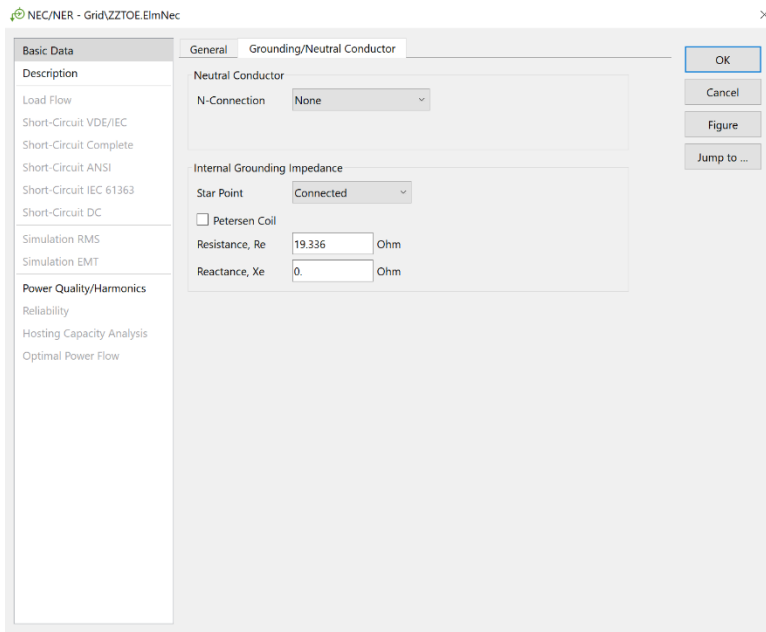
## TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACIÓN PORVENIR: TZ-1007



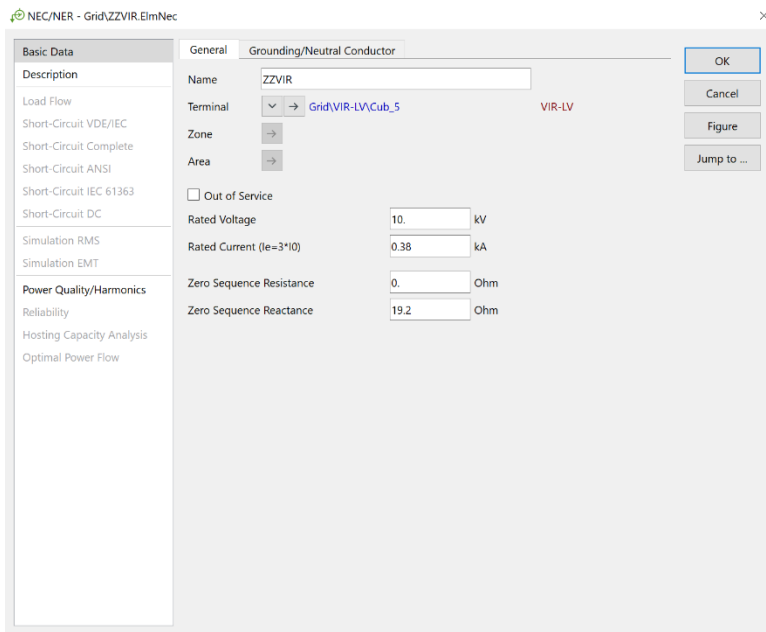


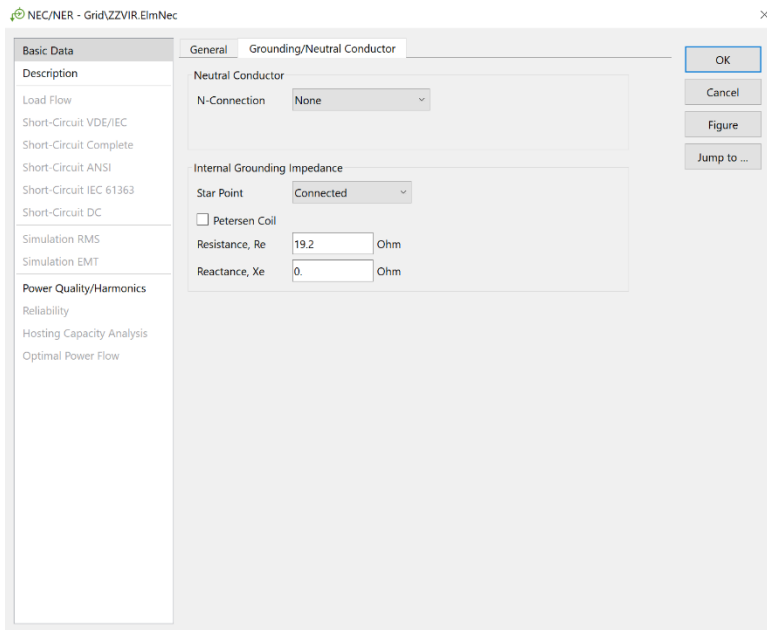
## TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACIÓN TRUJILLO NOROESTE: TZ-1013



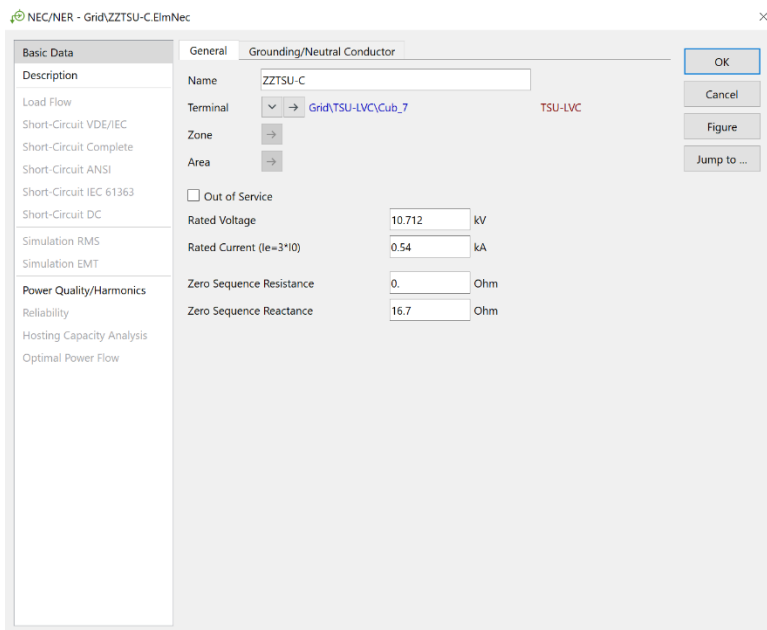


## TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACIÓN VIRÚ: TZ-1014





## TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACIÓN TRUJILLO SUR BARRA C: TZ-1016



NEC/NER - GridZZTSU-C.ElmNec

General Grounding/Neutral Conductor

Basic Data

Description

- Load Flow
- Short-Circuit VDE/IEC
- Short-Circuit Complete
- Short-Circuit ANSI
- Short-Circuit IEC 61363
- Short-Circuit DC

Simulation RMS

Simulation EMT

Power Quality/Harmonics

- Reliability
- Hosting Capacity Analysis
- Optimal Power Flow

Neutral Conductor

N-Connection None

Internal Grounding Impedance

Star Point Connected

Petersen Coil

Resistance, Re 19.2 Ohm

Reactance, Xe 0. Ohm

OK

Cancel

Figure

Jump to ...

## Anexo D:

### Tablas de resultados de flujos de potencia simulados para el sistema eléctrico analizado.

#### CONTINGENCIAS EN LA LÍNEA L-1117

AVENIDA - DEMANDA MAXIMA

21/12/2021 19:45:00

TENSIONES EN BARRAS:											
Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Generación Térmica	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	52.030	0.867	50.405	0.840	51.820	0.864	52.854	0.881	60.551	1.009
CHO-LV	10	10.009	1.001	9.993	0.999	10.030	1.003	9.983	0.998	10.192	1.019
CHO-MV	22.9	22.961	1.003	22.924	1.001	22.808	0.996	22.900	1.000	23.317	1.018
HDS-HV	60	57.722	0.962	56.354	0.939	56.654	0.944	57.971	0.966	58.619	0.977
HDS-LV	10	10.239	1.024	9.985	0.999	10.041	1.004	10.336	1.034	10.405	1.041
HDS-MV	33	33.345	1.010	32.529	0.986	32.708	0.991	33.600	1.018	33.881	1.027
TOE-HV	138	136.981	0.993	135.873	0.985	135.926	0.985	136.289	0.988	136.507	0.989
TOE-LV	10	10.075	1.007	10.095	1.010	10.099	1.010	10.128	1.013	10.145	1.014
TOE-MV	22.9	23.462	1.025	23.507	1.026	23.516	1.027	23.578	1.030	23.615	1.031
TPO-HV	138	136.212	0.987	132.660	0.961	132.820	0.962	133.799	0.970	134.430	0.974
TPO-LV	10	10.104	1.010	10.126	1.013	10.139	1.014	10.154	1.015	10.164	1.016
TPO-MV	22.9	22.646	0.989	22.696	0.991	22.724	0.992	22.762	0.994	22.782	0.995
TRUJILLO NOR	141	138.119	0.980	138.119	0.980	138.119	0.980	138.119	0.980	138.119	0.980
TSU-HV	138	135.738	0.984	132.916	0.963	133.075	0.964	133.989	0.971	134.681	0.976
TSU-LVA	10	10.418	1.042	10.180	1.018	10.216	1.022	10.444	1.044	10.402	1.040
TSU-LVB	10	10.419	1.042	10.181	1.018	10.217	1.022	10.446	1.045	10.405	1.040
TSU-LVC	10	10.125	1.012	10.076	1.008	10.089	1.009	10.158	1.016	10.211	1.021
TSU-MV	60	58.732	0.979	57.410	0.957	57.603	0.960	58.822	0.980	58.626	0.977
VIR-HV	60	53.293	0.888	51.718	0.862	52.737	0.879	53.958	0.899	60.555	1.009
VIR-LV	10	10.008	1.001	9.913	0.991	10.006	1.001	9.966	0.997	10.054	1.005
VIR-MV	22.9	22.824	0.997	22.606	0.987	22.820	0.997	22.727	0.992	23.337	1.019

GENERACIÓN TÉRMICA:					
Grupo Térmico	Pot. Activa MW	Pot. Reactiva Mvar	Pot. Aparente MVA	Pot. Nominal MVA	Factor de Potencia
CHO205 - GT	4.68	2.90	5.50	28.10	0.85
VIR007 - GT	12.75	7.90	15.00	28.10	0.85

PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:					
Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
L-1117	46.6				
L-1128	41.7	23.1	23.0	17.7	22.8
L-1139	60.5	116.4	115.7	97.2	96.8
L-1150	33.9	82.6	81.9	65.8	65.4
L-6695	61.9	63.7	62.1	49.3	25.7
L-6696	43.6	45.0	43.4	35.1	15.6
L-6697	23.3	24.1	22.2	20.3	6.9

POTENCIA DE SOBRECARGA EN LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN:	
L-1139	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA = 20.5$ (calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)

PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:					
Transformador 2	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
TP-A026	23.7	23.8	23.8	23.6	23.5

Transformador 3	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Gen. Térmica	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	79.5	LV	80.3	LV	79.5	LV	51.8	LV	79.1	LV
TP-6028	48.5	HV	50.1	HV	46.8	MV	42.3	HV	15.4	MV
TP-A005	74.6	HV	76.5	HV	75.6	HV	60.4	HV	73.7	LV
TP-A047	69.7	LV	69.6	LV	69.5	LV	69.4	LV	69.2	LV
TP-A050	74.2	MV	76.4	MV	75.0	HV	59.8	HV	71.4	LV
TP-A051	43.7	LV	43.6	LV	43.6	LV	33.2	LV	43.4	LV
TP-6033	43.2	LV	44.3	LV	44.0	LV	28.5	LV	42.5	LV

TENSIONES EN BARRAS:

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Generación Térmica	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	47.172	0.786	41.825	0.697	43.962	0.733	48.905	0.815	62.014	1.034
CHO-LV	10	9.871	0.987	8.528	0.853	9.072	0.907	9.937	0.994	10.480	1.048
CHO-MV	22.9	22.500	0.983	19.465	0.850	20.695	0.904	22.649	0.989	23.960	1.046
HDS-HV	60	58.724	0.979	55.924	0.932	56.945	0.949	57.336	0.956	58.443	0.974
HDS-LV	10	10.345	1.035	9.821	0.982	10.013	1.001	10.127	1.013	10.293	1.029
HDS-MV	33	33.759	1.023	32.077	0.972	32.691	0.991	33.011	1.000	33.590	1.018
TOE-HV	138	137.134	0.994	135.518	0.982	135.586	0.983	136.725	0.991	136.935	0.992
TOE-LV	10	10.122	1.012	10.104	1.010	10.109	1.011	10.090	1.009	10.106	1.011
TOE-MV	22.9	23.720	1.036	23.680	1.034	23.692	1.035	23.650	1.033	23.685	1.034
TPO-HV	138	136.066	0.986	130.726	0.947	130.927	0.949	134.122	0.972	134.640	0.976
TPO-LV	10	10.148	1.015	10.129	1.013	10.043	1.004	10.073	1.007	10.137	1.014
TPO-MV	22.9	22.724	0.992	22.682	0.990	22.489	0.982	22.562	0.985	22.699	0.991
TRUJILLO NOR	141	138.604	0.983	138.604	0.983	138.604	0.983	138.604	0.983	138.604	0.983
TSU-HV	138	135.331	0.981	131.017	0.949	131.217	0.951	134.294	0.973	134.921	0.978
TSU-LVA	10	10.721	1.072	10.274	1.027	10.433	1.043	10.390	1.039	10.341	1.034
TSU-LVB	10	10.716	1.072	10.270	1.027	10.429	1.043	10.417	1.042	10.341	1.034
TSU-LVC	10	10.053	1.005	10.058	1.006	10.073	1.007	10.029	1.003	10.190	1.019
TSU-MV	60	60.527	1.009	58.055	0.968	58.935	0.982	58.596	0.977	58.408	0.973
VIR-HV	60	49.765	0.829	45.038	0.751	46.900	0.782	51.364	0.856	61.126	1.019
VIR-LV	10	9.997	1.000	8.961	0.896	9.372	0.937	9.993	0.999	10.052	1.005
VIR-MV	22.9	22.694	0.991	20.295	0.886	21.247	0.928	22.798	0.996	23.232	1.015

GENERACIÓN TÉRMICA:

Grupo Térmico	Pot. Activa MW	Pot. Reactiva Mvar	Pot. Aparente MVA	Pot. Nominal MVA	Factor de Potencia
CHO205 - GT	18.05	5.93	19.00	28.10	0.95
VIR007 - GT	24.32	7.99	25.60	28.10	0.95

PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
L-1117	53.0				
L-1128	51.6	22.2	22.2	13.4	21.5
L-1139	67.7	135.6	134.1	89.1	85.1
L-1150	40.4	99.5	98.1	58.9	55.3
L-6695	91.1	101.7	97.2	66.2	1.9
L-6696	71.9	81.5	77.4	48.9	21.6
L-6697	45.9	53.5	50.1	44.1	17.4

POTENCIA DE SOBRECARGA EN LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN:

L-1139	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	44.6	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
--------	--	------	--

PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:

Transformador 2	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
TP-A026	26.6	26.9	26.8	11.4	26.2

Transformador 3	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Gen. Térmica	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	98.8	HV	110.4	HV	105.5	HV	57.9	LV	93.3	MV
TP-6028	95.6	HV	111.3	HV	104.3	HV	91.7	HV	40.4	MV
TP-A005	108.5	MV	120.9	MV	115.6	MV	58.5	MV	71.6	LV
TP-A047	68.4	LV	68.5	LV	68.5	LV	68.6	LV	68.5	LV
TP-A050	106.5	MV	118.9	MV	113.6	MV	97.8	MV	72.0	LV
TP-A051	39.8	LV	40.3	HV	40.2	LV	24.3	HV	39.8	LV
TP-6033	45.0	LV	47.4	LV	46.5	LV	37.3	LV	45.2	LV

POTENCIA DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES:

TP-6017	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	1.1	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
TP-6028	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	0.5	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
TP-A005	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	3.7	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
TP-A050	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	3.2	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)

**TENSIONES EN BARRAS:**

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	56.141	0.936	55.637	0.927	56.260	0.938
CHO-LV	10	9.996	1.000	9.999	1.000	10.017	1.002
CHO-MV	22.9	22.912	1.001	22.920	1.001	22.961	1.003
HDS-HV	60	58.367	0.973	57.891	0.965	58.480	0.975
HDS-LV	10	10.389	1.039	10.301	1.030	10.410	1.041
HDS-MV	33	33.818	1.025	33.535	1.016	33.885	1.027
TOE-HV	138	139.869	1.014	139.439	1.010	139.440	1.010
TOE-LV	10	10.108	1.011	10.177	1.018	10.177	1.018
TOE-MV	22.9	23.261	1.016	23.415	1.022	23.415	1.022
TPO-HV	138	139.558	1.011	138.177	1.001	138.180	1.001
TPO-LV	10	10.142	1.014	10.136	1.014	10.136	1.014
TPO-MV	22.9	22.738	0.993	22.724	0.992	22.725	0.992
TRUJILLO NOR	141	140.341	0.995	140.341	0.995	140.341	0.995
TSU-HV	138	139.367	1.010	138.281	1.002	138.284	1.002
TSU-LVA	10	10.461	1.046	10.377	1.038	10.481	1.048
TSU-LVB	10	10.472	1.047	10.387	1.039	10.492	1.049
TSU-LVC	10	10.125	1.012	10.205	1.020	10.205	1.020
TSU-MV	60	58.838	0.981	58.368	0.973	58.950	0.982
VIR-HV	60	56.776	0.946	56.279	0.938	56.894	0.948
VIR-LV	10	9.919	0.992	9.929	0.993	9.940	0.994
VIR-MV	22.9	22.652	0.989	22.673	0.990	22.699	0.991

**PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:**

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
L-1117	20.9		
L-1128	19.9	8.9	8.9
L-1139	27.5	51.8	51.8
L-1150	15.4	36.6	36.6
L-6695	33.8	34.1	33.7
L-6696	20.4	20.5	20.3
L-6697	12.7	12.8	12.6

**PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:**

Transformador 2	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
TP-A026	5.8	5.8	5.8

Transformador 3	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	34.2	MV	34.2	MV	34.2	MV
TP-6028	27.7	MV	27.7	MV	27.6	MV
TP-A005	38.7	LV	39.0	LV	38.6	LV
TP-A047	34.1	LV	33.8	LV	33.8	LV
TP-A050	46.8	MV	47.2	MV	46.7	MV
TP-A051	17.3	LV	17.3	LV	17.3	LV
TP-6033	34.9	LV	35.2	LV	34.8	LV

## TENSIONES EN BARRAS:

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Generación Térmica	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	53.324	0.889	51.953	0.866	52.668	0.878	53.503	0.892	58.857	0.981
CHO-LV	10	9.981	0.998	10.017	1.002	9.954	0.995	10.016	1.002	9.988	0.999
CHO-MV	22.9	22.894	1.000	22.976	1.003	22.831	0.997	22.973	1.003	22.876	0.999
HDS-HV	60	58.239	0.971	57.048	0.951	57.667	0.961	58.269	0.971	58.475	0.975
HDS-LV	10	10.355	1.036	10.135	1.013	10.249	1.025	10.412	1.041	10.399	1.040
HDS-MV	33	33.696	1.021	32.986	1.000	33.355	1.011	33.821	1.025	33.837	1.025
TOE-HV	138	140.127	1.015	139.119	1.008	139.124	1.008	139.375	1.010	139.566	1.011
TOE-LV	10	10.108	1.011	10.136	1.014	10.136	1.014	10.155	1.016	10.170	1.017
TOE-MV	22.9	23.551	1.028	23.612	1.031	23.612	1.031	23.654	1.033	23.687	1.034
TPO-HV	138	139.443	1.010	136.237	0.987	136.250	0.987	136.909	0.992	137.483	0.996
TPO-LV	10	10.176	1.018	10.128	1.013	10.129	1.013	10.094	1.009	10.223	1.022
TPO-MV	22.9	22.811	0.996	22.705	0.991	22.707	0.992	22.629	0.988	22.918	1.001
TRUJILLO NOR	141	141.192	1.001	141.192	1.001	141.192	1.001	141.192	1.001	141.192	1.001
TSU-HV	138	139.006	1.007	136.459	0.989	136.473	0.989	137.108	0.994	137.703	0.998
TSU-LVA	10	10.490	1.049	10.282	1.028	10.390	1.039	10.478	1.048	10.405	1.041
TSU-LVB	10	10.499	1.050	10.291	1.029	10.399	1.040	10.494	1.049	10.414	1.041
TSU-LVC	10	10.050	1.005	10.185	1.019	10.186	1.019	10.071	1.007	10.114	1.011
TSU-MV	60	59.143	0.986	57.985	0.966	58.587	0.976	59.061	0.984	58.654	0.978
VIR-HV	60	54.397	0.907	53.061	0.884	53.757	0.896	54.572	0.910	59.255	0.988
VIR-LV	10	10.020	1.002	9.974	0.997	10.002	1.000	9.988	0.999	9.977	0.998
VIR-MV	22.9	22.872	0.999	22.766	0.994	22.832	0.997	22.793	0.995	23.102	1.009

## GENERACIÓN TÉRMICA:

Grupo Térmico	Pot. Activa MW	Pot. Reactiva Mvar	Pot. Aparente MVA	Pot. Nominal MVA	Factor de Potencia
CHO205 - GT	2.38	1.47	2.80	28.10	0.85
VIR007 - GT	10.20	6.32	12.00	28.10	0.85

## PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
L-1117	44.3				
L-1128	39.9	21.5	21.5	19.5	21.3
L-1139	58.3	111.2	111.1	98.6	97.4
L-1150	31.9	77.8	77.8	66.9	65.8
L-6695	57.9	59.4	58.6	47.1	31.3
L-6696	39.0	40.1	39.5	32.5	15.6
L-6697	19.9	20.5	20.2	19.9	10.3

## POTENCIA DE SOBRECARGA EN LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN:

L-1139	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	14.8	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
--------	--	------	--

## PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:

Transformador	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
TP-A026	21.6	21.3	21.3	21.5	21.4

Transformador	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Gen. Térmica	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	82.4	LV	82.8	LV	82.6	LV	53.2	LV	82.8	LV
TP-6028	41.5	HV	42.7	HV	42.0	HV	41.4	HV	23.8	MV
TP-A005	75.1	LV	76.7	LV	75.9	LV	68.9	LV	75.8	LV
TP-A047	73.5	LV	73.3	LV	73.3	LV	73.2	LV	73.1	LV
TP-A050	72.5	MV	74.3	MV	73.3	MV	64.7	MV	69.9	LV
TP-A051	41.5	LV	41.7	LV	41.7	LV	37.8	LV	41.3	LV
TP-6033	43.8	LV	44.7	LV	44.2	LV	28.8	LV	43.6	LV

## TENSIONES EN BARRAS:

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Generación Térmica	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	47.554	0.793	44.371	0.740	45.705	0.762	49.415	0.824	60.309	1.005
CHO-LV	10	9.902	0.990	9.237	0.924	9.568	0.957	9.993	0.999	10.124	1.012
CHO-MV	22.9	22.561	0.985	21.058	0.920	21.805	0.952	22.766	0.994	23.166	1.012
HDS-HV	60	57.511	0.959	55.549	0.926	56.333	0.939	58.039	0.967	58.961	0.983
HDS-LV	10	10.092	1.009	9.723	0.972	9.870	0.987	10.246	1.025	10.364	1.036
HDS-MV	33	32.952	0.999	31.767	0.963	32.241	0.977	33.385	1.012	33.825	1.025
TOE-HV	138	137.028	0.993	135.704	0.983	135.734	0.984	136.331	0.988	136.696	0.991
TOE-LV	10	10.058	1.006	10.062	1.006	10.064	1.006	10.111	1.011	10.140	1.014
TOE-MV	22.9	23.490	1.026	23.498	1.026	23.503	1.026	23.605	1.031	23.668	1.034
TPO-HV	138	136.105	0.986	131.751	0.955	131.840	0.955	133.485	0.967	134.554	0.975
TPO-LV	10	10.093	1.009	10.051	1.005	10.058	1.006	10.127	1.013	10.171	1.017
TPO-MV	22.9	22.613	0.987	22.520	0.983	22.536	0.984	22.693	0.991	22.789	0.995
TRUJILLO NOR	141	138.304	0.981	138.304	0.981	138.304	0.981	138.304	0.981	138.304	0.981
TSU-HV	138	135.473	0.982	131.992	0.956	132.080	0.957	133.664	0.969	134.788	0.977
TSU-LVA	10	10.480	1.048	10.157	1.016	10.285	1.028	10.533	1.053	10.482	1.048
TSU-LVB	10	10.496	1.050	10.173	1.017	10.301	1.030	10.553	1.055	10.499	1.050
TSU-LVC	10	10.085	1.009	10.154	1.015	10.161	1.016	10.157	1.016	10.200	1.020
TSU-MV	60	59.152	0.986	57.355	0.956	58.067	0.968	59.390	0.990	59.126	0.985
VIR-HV	60	50.026	0.834	47.158	0.786	48.349	0.806	51.749	0.862	60.659	1.011
VIR-LV	10	9.928	0.993	9.542	0.954	9.798	0.980	9.930	0.993	9.997	1.000
VIR-MV	22.9	22.569	0.986	21.677	0.947	22.268	0.972	22.598	0.987	23.224	1.014

## GENERACIÓN TÉRMICA:

Grupo Térmico	Pot. Activa MW	Pot. Reactiva Mvar	Pot. Aparente MVA	Pot. Nominal MVA	Factor de Potencia
CHO205 - GT	7.31	4.53	8.60	28.10	0.85
VIR007 - GT	15.30	9.48	18.00	28.10	0.85

## PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
L-1117	48.2				
L-1128	47.2	19.9	19.9	15.2	19.5
L-1139	61.5	121.0	120.4	95.0	90.9
L-1150	36.9	88.7	88.2	66.1	62.4
L-6695	87.3	92.9	90.5	72.0	32.2
L-6696	64.0	68.7	66.7	52.3	17.3
L-6697	45.1	49.0	47.3	43.2	13.4

## POTENCIA DE SOBRECARGA EN LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN:

L-1139	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	26.6	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
--------	--	------	--

## PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:

Transformador	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
TP-A026	21.5	21.7	21.7	8.5	21.3

Transformador	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Gen. Térmica	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	82.2	HV	87.5	HV	85.2	HV	64.2	MV	62.5	LV
TP-6028	93.8	HV	102.0	HV	98.3	HV	89.9	HV	31.3	MV
TP-A005	93.4	MV	99.7	MV	97.0	MV	70.9	MV	71.6	LV
TP-A047	62.8	LV	62.8	LV	62.8	LV	62.5	LV	62.3	LV
TP-A050	112.5	MV	119.4	MV	116.4	MV	98.9	MV	58.8	LV
TP-A051	36.6	LV	36.7	LV	36.7	LV	27.6	LV	36.3	LV
TP-6033	54.1	LV	56.1	LV	55.3	LV	41.4	LV	52.6	LV

## POTENCIA DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES:

TP-A050	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	3.8	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
---------	--	-----	--

## TENSIONES EN BARRAS:

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	56.565	0.943	56.097	0.935	56.097	0.935
CHO-LV	10	9.981	0.998	9.991	0.999	9.991	0.999
CHO-MV	22.9	22.877	0.999	22.900	1.000	22.900	1.000
HDS-HV	60	58.606	0.977	58.162	0.969	58.162	0.969
HDS-LV	10	10.480	1.048	10.399	1.040	10.399	1.040
HDS-MV	33	34.070	1.032	33.807	1.024	33.807	1.024
TOE-HV	138	140.072	1.015	139.669	1.012	139.669	1.012
TOE-LV	10	10.123	1.012	10.194	1.019	10.194	1.019
TOE-MV	22.9	23.310	1.018	23.468	1.025	23.468	1.025
TPO-HV	138	139.778	1.013	138.483	1.003	138.483	1.003
TPO-LV	10	10.160	1.016	10.161	1.016	10.161	1.016
TPO-MV	22.9	22.781	0.995	22.782	0.995	22.782	0.995
TRUJILLO NOR	141	140.514	0.997	140.514	0.997	140.514	0.997
TSU-HV	138	139.604	1.012	138.586	1.004	138.586	1.004
TSU-LVA	10	10.489	1.049	10.411	1.041	10.411	1.041
TSU-LVB	10	10.492	1.049	10.413	1.041	10.413	1.041
TSU-LVC	10	10.139	1.014	10.064	1.006	10.064	1.006
TSU-MV	60	58.985	0.983	58.544	0.976	58.544	0.976
VIR-HV	60	57.180	0.953	56.718	0.945	56.718	0.945
VIR-LV	10	9.995	0.999	9.914	0.991	9.914	0.991
VIR-MV	22.9	22.840	0.997	22.656	0.989	22.656	0.989

## PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
L-1117	19.8		
L-1128	18.0	9.3	9.3
L-1139	25.7	48.7	48.7
L-1150	14.5	34.5	34.5
L-6695	28.5	28.7	28.7
L-6696	18.8	18.9	18.9
L-6697	12.3	12.5	12.5

## PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:

Transformador 2	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
TP-A026	7.0	7.0	7.0

Transformador 3	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	30.7	MV	30.9	MV	30.9	MV
TP-6028	27.2	MV	27.2	MV	27.2	MV
TP-A005	35.4	LV	35.7	LV	35.7	LV
TP-A047	31.6	LV	31.4	LV	31.4	LV
TP-A050	37.2	MV	37.5	MV	37.5	MV
TP-A051	18.2	LV	18.2	LV	18.2	LV
TP-6033	24.3	LV	24.5	LV	24.5	LV

# CONTINGENCIAS EN LA LÍNEA L-1139

AVENIDA - DEMANDA MAXIMA

21/12/2021 19:45:00

## TENSIONES EN BARRAS:

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Generación Térmica	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	52.030	0.867	50.049	0.834	52.345	0.872	52.503	0.875	59.994	1.000
CHO-LV	10	10.009	1.001	9.918	0.992	9.969	0.997	10.016	1.002	10.059	1.006
CHO-MV	22.9	22.961	1.003	22.754	0.994	22.869	0.999	22.975	1.003	23.022	1.005
HDS-HV	60	57.722	0.962	56.057	0.934	57.989	0.966	57.663	0.961	58.746	0.979
HDS-LV	10	10.239	1.024	9.930	0.993	10.288	1.029	10.279	1.028	10.429	1.043
HDS-MV	33	33.345	1.010	32.352	0.980	33.505	1.015	33.417	1.013	33.957	1.029
TOE-HV	138	136.981	0.993	131.700	0.954	131.752	0.955	132.745	0.962	133.353	0.966
TOE-LV	10	10.075	1.007	10.090	1.009	10.095	1.009	10.064	1.006	10.004	1.000
TOE-MV	22.9	23.462	1.025	23.496	1.026	23.505	1.026	23.439	1.024	23.307	1.018
TPO-HV	138	136.212	0.987	133.702	0.969	133.736	0.969	134.505	0.975	134.858	0.977
TPO-LV	10	10.104	1.010	10.107	1.011	10.110	1.011	10.109	1.011	10.198	1.020
TPO-MV	22.9	22.646	0.989	22.654	0.989	22.660	0.990	22.661	0.990	22.857	0.998
TRUJILLO NOR	141	138.119	0.980	138.119	0.980	138.119	0.980	138.119	0.980	138.119	0.980
TSU-HV	138	135.738	0.984	132.305	0.959	132.356	0.959	133.345	0.966	133.952	0.971
TSU-LVA	10	10.418	1.042	10.129	1.013	10.464	1.046	10.391	1.039	10.438	1.044
TSU-LVB	10	10.419	1.042	10.130	1.013	10.465	1.047	10.392	1.039	10.441	1.044
TSU-LVC	10	10.125	1.012	10.029	1.003	10.033	1.003	10.109	1.011	10.156	1.016
TSU-MV	60	58.732	0.979	57.123	0.952	58.991	0.983	58.522	0.975	58.829	0.980
VIR-HV	60	53.293	0.888	51.374	0.856	53.599	0.893	53.615	0.894	60.184	1.003
VIR-LV	10	10.008	1.001	9.953	0.995	9.962	0.996	10.004	1.000	9.978	0.998
VIR-MV	22.9	22.824	0.997	22.697	0.991	22.719	0.992	22.816	0.996	23.138	1.010

## GENERACIÓN TÉRMICA:

Grupo Térmico	Pot. Activa MW	Pot. Reactiva Mvar	Pot. Aparente MVA	Pot. Nomin al MVA	Factor de Potencia
CHO205 - GT	3.82	2.37	4.50	28.10	0.85
VIR007 - GT	11.90	7.37	14.00	28.10	0.85

## PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
L-1117	46.6	102.4	102.1	85.5	86.5
L-1128	41.7	117.9	117.5	99.9	96.2
L-1139	60.5				
L-1150	33.9	19.9	19.8	19.7	19.6
L-6695	61.9	64.2	61.5	49.6	28.1
L-6696	43.6	45.3	43.3	35.4	15.7
L-6697	23.3	24.3	23.1	20.5	8.6

## POTENCIA DE SOBRECARGA EN LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN:

L-1128	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	18.5	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
--------	--	------	--

## PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:

Transformador 2	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
TP-A026	23.7	23.9	23.9	23.8	23.6

Transformador 3	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Gen. Térmica	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	79.5	LV	79.9	LV	79.9	LV	51.8	HV	79.7	LV
TP-6028	48.5	HV	50.5	HV	48.2	HV	42.6	HV	19.8	MV
TP-A005	74.6	HV	76.9	HV	76.5	HV	60.8	HV	73.5	LV
TP-A047	69.7	LV	69.6	LV	69.6	LV	69.8	LV	70.2	LV
TP-A050	74.2	MV	76.9	MV	75.9	HV	60.2	HV	71.1	LV
TP-A051	43.7	LV	43.7	LV	43.7	LV	33.4	LV	43.3	LV
TP-6033	43.2	LV	44.5	LV	43.0	LV	28.6	LV	42.4	LV

**TENSIONES EN BARRAS:**

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Generación Térmica	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	47.172	0.786	40.346	0.672	42.975	0.716	49.312	0.822	61.394	1.023
CHO-LV	10	9.871	0.987	8.143	0.814	8.823	0.882	9.918	0.992	10.361	1.036
CHO-MV	22.9	22.500	0.983	18.596	0.812	20.130	0.879	22.605	0.987	23.692	1.035
HDS-HV	60	58.724	0.979	55.311	0.922	56.455	0.941	57.647	0.961	58.114	0.969
HDS-LV	10	10.345	1.035	9.707	0.971	9.921	0.992	10.185	1.018	10.231	1.023
HDS-MV	33	33.759	1.023	31.708	0.961	32.396	0.982	33.197	1.006	33.393	1.012
TOE-HV	138	137.134	0.994	129.526	0.939	129.791	0.941	132.912	0.963	133.591	0.968
TOE-LV	10	10.122	1.012	10.067	1.007	10.089	1.009	10.117	1.012	10.060	1.006
TOE-MV	22.9	23.720	1.036	23.600	1.031	23.647	1.033	23.709	1.035	23.586	1.030
TPO-HV	138	136.066	0.986	132.425	0.960	132.604	0.961	134.892	0.977	135.275	0.980
TPO-LV	10	10.148	1.015	10.062	1.006	10.076	1.008	10.132	1.013	10.186	1.019
TPO-MV	22.9	22.724	0.992	22.531	0.984	22.563	0.985	22.696	0.991	22.810	0.996
TRUJILLO NOR	141	138.604	0.983	138.604	0.983	138.604	0.983	138.604	0.983	138.604	0.983
TSU-HV	138	135.331	0.981	130.240	0.944	130.503	0.946	133.607	0.968	134.284	0.973
TSU-LVA	10	10.721	1.072	10.182	1.018	10.356	1.036	10.443	1.044	10.287	1.029
TSU-LVB	10	10.716	1.072	10.178	1.018	10.352	1.035	10.470	1.047	10.287	1.029
TSU-LVC	10	10.053	1.005	10.169	1.017	10.017	1.002	10.143	1.014	10.141	1.014
TSU-MV	60	60.527	1.009	57.548	0.959	58.508	0.975	58.893	0.982	58.106	0.968
VIR-HV	60	49.765	0.829	43.775	0.730	46.035	0.767	51.743	0.862	60.607	1.010
VIR-LV	10	9.997	1.000	8.680	0.868	9.181	0.918	9.961	0.996	9.963	0.996
VIR-MV	22.9	22.694	0.991	19.644	0.858	20.806	0.909	22.723	0.992	23.023	1.005

**GENERACIÓN TÉRMICA:**

Grupo Térmico	Pot. Activa MW	Pot. Reactiva Mvar	Pot. Aparente MVA	Pot. Nominal MVA	Factor de Potencia
CHO205 - GT	17.29	5.68	18.20	28.10	0.95
VIR007 - GT	23.75	7.81	25.00	28.10	0.95

**PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:**

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
L-1117	53.0	120.5	118.7	78.4	75.7
L-1128	51.6	143.9	141.4	94.6	82.7
L-1139	67.7				
L-1150	40.4	20.2	20.2	19.7	19.6
L-6695	91.1	105.0	99.2	65.7	0.9
L-6696	71.9	84.7	79.2	48.5	19.5
L-6697	45.9	56.1	51.6	43.7	15.4

**POTENCIA DE SOBRECARGA EN LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN:**

L-1128	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	43.2	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
--------	--	------	--

**PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:**

Transformador	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
TP-A026	26.6	27.0	27.0	11.4	26.3

Transformador	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Gen. Térmica	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	98.8	HV	114.0	HV	107.7	HV	58.1	LV	89.8	MV
TP-6028	95.6	HV	116.7	HV	107.4	HV	90.9	HV	35.7	MV
TP-A005	108.5	MV	124.8	MV	118.0	MV	58.6	HV	72.0	LV
TP-A047	68.4	LV	68.8	LV	68.6	LV	68.4	LV	68.8	LV
TP-A050	106.5	MV	122.8	MV	116.0	MV	97.1	MV	72.4	LV
TP-A051	39.8	LV	40.1	LV	40.1	LV	24.1	HV	39.6	LV
TP-6033	45.0	LV	48.0	LV	46.9	LV	37.1	LV	45.5	LV

**POTENCIA DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES:**

TP-6017	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	1.5	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
TP-6028	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	0.9	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
TP-A005	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	4.2	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
TP-A050	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	3.7	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)

**TENSIONES EN BARRAS:**

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	56.141	0.936	55.521	0.925	56.143	0.936
CHO-LV	10	9.996	1.000	9.978	0.998	9.996	1.000
CHO-MV	22.9	22.912	1.001	22.871	0.999	22.912	1.001
HDS-HV	60	58.367	0.973	57.781	0.963	58.369	0.973
HDS-LV	10	10.389	1.039	10.281	1.028	10.389	1.039
HDS-MV	33	33.818	1.025	33.469	1.014	33.819	1.025
TOE-HV	138	139.869	1.014	137.784	0.998	137.787	0.998
TOE-LV	10	10.108	1.011	10.155	1.015	10.155	1.016
TOE-MV	22.9	23.261	1.016	23.365	1.020	23.365	1.020
TPO-HV	138	139.558	1.011	138.578	1.004	138.580	1.004
TPO-LV	10	10.142	1.014	10.166	1.017	10.166	1.017
TPO-MV	22.9	22.738	0.993	22.791	0.995	22.792	0.995
TRUJILLO NOR	141	140.341	0.995	140.341	0.995	140.341	0.995
TSU-HV	138	139.367	1.010	138.030	1.000	138.033	1.000
TSU-LVA	10	10.461	1.046	10.358	1.036	10.462	1.046
TSU-LVB	10	10.472	1.047	10.368	1.037	10.472	1.047
TSU-LVC	10	10.125	1.012	10.186	1.019	10.187	1.019
TSU-MV	60	58.838	0.981	58.259	0.971	58.840	0.981
VIR-HV	60	56.776	0.946	56.164	0.936	56.778	0.946
VIR-LV	10	9.919	0.992	9.908	0.991	9.920	0.992
VIR-MV	22.9	22.652	0.989	22.626	0.988	22.652	0.989

**PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:**

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
L-1117	20.9	45.3	45.3
L-1128	19.9	53.5	53.4
L-1139	27.5		
L-1150	15.4	8.9	8.9
L-6695	33.8	34.1	33.8
L-6696	20.4	20.6	20.4
L-6697	12.7	12.8	12.7

**PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:**

Transformador 2	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
TP-A026	5.8	5.8	5.8

Transformador 3	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	34.2	MV	34.3	MV	34.2	MV
TP-6028	27.7	MV	27.7	MV	27.7	MV
TP-A005	38.7	LV	39.1	LV	38.7	LV
TP-A047	34.1	LV	33.9	LV	33.9	LV
TP-A050	46.8	MV	47.3	MV	46.8	MV
TP-A051	17.3	LV	17.3	LV	17.3	LV
TP-6033	34.9	LV	35.2	LV	34.9	LV

## TENSIONES EN BARRAS:

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Generación Térmica	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	53.324	0.889	51.609	0.860	53.043	0.884	53.173	0.886	58.660	0.978
CHO-LV	10	9.981	0.998	9.948	0.995	10.027	1.003	9.951	0.995	10.008	1.001
CHO-MV	22.9	22.894	1.000	22.818	0.996	23.000	1.004	22.826	0.997	22.933	1.001
HDS-HV	60	58.239	0.971	56.750	0.946	57.994	0.967	57.977	0.966	58.689	0.978
HDS-LV	10	10.355	1.036	10.079	1.008	10.310	1.031	10.358	1.036	10.438	1.044
HDS-MV	33	33.696	1.021	32.808	0.994	33.550	1.017	33.647	1.020	33.964	1.029
TOE-HV	138	140.127	1.015	135.231	0.980	135.257	0.980	135.891	0.985	136.433	0.989
TOE-LV	10	10.108	1.011	10.046	1.005	10.048	1.005	10.098	1.010	10.141	1.014
TOE-MV	22.9	23.551	1.028	23.416	1.023	23.421	1.023	23.530	1.028	23.622	1.032
TPO-HV	138	139.443	1.010	137.111	0.994	137.128	0.994	137.607	0.997	137.949	1.000
TPO-LV	10	10.176	1.018	10.097	1.010	10.098	1.010	10.147	1.015	10.259	1.026
TPO-MV	22.9	22.811	0.996	22.635	0.988	22.638	0.989	22.747	0.993	22.998	1.004
TRUJILLO NOR	141	141.192	1.001	141.192	1.001	141.192	1.001	141.192	1.001	141.192	1.001
TSU-HV	138	139.006	1.007	135.824	0.984	135.849	0.984	136.479	0.989	137.018	0.993
TSU-LVA	10	10.490	1.049	10.230	1.023	10.447	1.045	10.427	1.043	10.450	1.045
TSU-LVB	10	10.499	1.050	10.239	1.024	10.456	1.046	10.443	1.044	10.459	1.046
TSU-LVC	10	10.050	1.005	10.138	1.014	10.140	1.014	10.187	1.019	10.228	1.023
TSU-MV	60	59.143	0.986	57.695	0.962	58.905	0.982	58.775	0.980	58.905	0.982
VIR-HV	60	54.397	0.907	52.725	0.879	54.123	0.902	54.249	0.904	59.217	0.987
VIR-LV	10	10.020	1.002	10.015	1.001	9.968	0.997	10.030	1.003	9.969	0.997
VIR-MV	22.9	22.872	0.999	22.860	0.998	22.753	0.994	22.890	1.000	23.081	1.008

## GENERACIÓN TÉRMICA:

Grupo Térmico	Pot. Activa MW	Pot. Reactiva Mvar	Pot. Aparente MVA	Pot. Nominal MVA	Factor de Potencia
CHO205 - GT	1.70	1.05	2.00	28.10	0.85
VIR007 - GT	10.11	6.27	11.90	28.10	0.85

## PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
L-1117	44.3	97.8	97.6	86.7	86.2
L-1128	39.9	113.0	112.8	99.9	97.3
L-1139	58.3				
L-1150	31.9	19.9	19.9	19.8	19.7
L-6695	57.9	59.7	58.2	47.4	32.5
L-6696	39.0	40.3	39.2	32.7	16.2
L-6697	19.9	20.6	20.1	20.0	12.4

## POTENCIA DE SOBRECARGA EN LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN:

L-1128	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	13.9	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
--------	--	------	--

## PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:

Transformador	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
TP-A026	21.6	21.4	21.4	21.3	21.2

Transformador	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Gen. Térmica	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	82.4	LV	82.5	LV	82.8	LV	53.0	LV	82.8	LV
TP-6028	41.5	HV	42.9	HV	41.7	HV	41.6	HV	28.5	MV
TP-A005	75.1	LV	77.1	LV	75.5	LV	69.2	LV	75.4	LV
TP-A047	73.5	LV	74.0	LV	74.0	LV	73.6	LV	73.3	LV
TP-A050	72.5	MV	74.7	MV	72.8	MV	65.1	MV	69.6	LV
TP-A051	41.5	LV	41.8	LV	41.8	LV	37.6	LV	41.2	LV
TP-6033	43.8	LV	45.0	LV	44.0	LV	29.0	LV	43.4	LV

## TENSIONES EN BARRAS:

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Generación Térmica	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	47.554	0.793	43.746	0.729	46.426	0.774	49.011	0.817	60.170	1.003
CHO-LV	10	9.902	0.990	9.081	0.908	9.745	0.975	10.014	1.001	10.109	1.011
CHO-MV	22.9	22.561	0.985	20.705	0.904	22.206	0.970	22.814	0.996	23.130	1.010
HDS-HV	60	57.511	0.959	55.197	0.920	56.774	0.946	57.733	0.962	58.727	0.979
HDS-LV	10	10.092	1.009	9.656	0.966	9.953	0.995	10.189	1.019	10.320	1.032
HDS-MV	33	32.952	0.999	31.554	0.956	32.507	0.985	33.201	1.006	33.684	1.021
TOE-HV	138	137.028	0.993	130.809	0.948	130.983	0.949	132.490	0.960	133.663	0.969
TOE-LV	10	10.058	1.006	10.110	1.011	10.124	1.012	10.134	1.013	10.008	1.001
TOE-MV	22.9	23.490	1.026	23.602	1.031	23.633	1.032	23.656	1.033	23.382	1.021
TPO-HV	138	136.105	0.986	133.168	0.965	133.285	0.966	134.408	0.974	135.153	0.979
TPO-LV	10	10.093	1.009	10.063	1.006	10.072	1.007	10.099	1.010	10.118	1.012
TPO-MV	22.9	22.613	0.987	22.546	0.985	22.566	0.985	22.630	0.988	22.669	0.990
TRUJILLO NOR	141	138.304	0.981	138.304	0.981	138.304	0.981	138.304	0.981	138.304	0.981
TSU-HV	138	135.473	0.982	131.397	0.952	131.570	0.953	133.070	0.964	134.241	0.973
TSU-LVA	10	10.480	1.048	10.100	1.010	10.358	1.036	10.481	1.048	10.439	1.044
TSU-LVB	10	10.496	1.050	10.116	1.012	10.373	1.037	10.501	1.050	10.456	1.046
TSU-LVC	10	10.085	1.009	10.108	1.011	10.122	1.012	10.112	1.011	10.158	1.016
TSU-MV	60	59.152	0.986	57.040	0.951	58.470	0.974	59.099	0.985	58.885	0.981
VIR-HV	60	50.026	0.834	46.606	0.777	48.997	0.817	51.371	0.856	60.483	1.008
VIR-LV	10	9.928	0.993	9.422	0.942	9.937	0.994	9.963	0.996	9.969	0.997
VIR-MV	22.9	22.569	0.986	21.401	0.935	22.589	0.986	22.673	0.990	23.161	1.011

## GENERACIÓN TÉRMICA:

Grupo Térmico	Pot. Activa MW	Pot. Reactiva Mvar	Pot. Aparente MVA	Pot. Nominal MVA	Factor de Potencia
CHO205 - GT	7.48	4.64	8.80	28.10	0.85
VIR007 - GT	15.30	9.48	18.00	28.10	0.85

## PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
L-1117	48.2	106.6	105.5	83.7	79.7
L-1128	47.2	127.0	125.5	100.0	90.2
L-1139	61.5				
L-1150	36.9	17.9	17.8	17.6	17.5
L-6695	87.3	94.0	89.2	72.6	32.1
L-6696	64.0	69.7	65.6	52.8	17.4
L-6697	45.1	49.9	46.4	43.6	13.0

## POTENCIA DE SOBRECARGA EN LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN:

L-1128	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	26.8	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
--------	--	------	--

## PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:

Transformador	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
TP-A026	21.5	21.8	21.8	8.5	21.4

Transformador	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Gen. Térmica	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	82.2	HV	88.6	HV	84.0	HV	63.9	MV	62.7	LV
TP-6028	93.8	HV	103.8	HV	96.5	HV	90.7	HV	30.3	MV
TP-A005	93.4	MV	101.0	MV	95.6	MV	71.5	MV	71.9	LV
TP-A047	62.8	LV	62.5	LV	62.4	LV	62.3	LV	63.1	LV
TP-A050	112.5	MV	120.8	MV	114.9	MV	99.6	MV	59.0	LV
TP-A051	36.6	LV	36.7	LV	36.6	LV	27.6	LV	36.5	LV
TP-6033	54.1	LV	56.5	LV	54.8	LV	41.7	LV	52.9	LV

## POTENCIA DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES:

TP-A050	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	3.5	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
---------	--	-----	--

## TENSIONES EN BARRAS:

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	56.565	0.943	55.993	0.933	56.611	0.944
CHO-LV	10	9.981	0.998	9.972	0.997	9.989	0.999
CHO-MV	22.9	22.877	0.999	22.857	0.998	22.896	1.000
HDS-HV	60	58.606	0.977	58.063	0.968	58.650	0.978
HDS-LV	10	10.480	1.048	10.380	1.038	10.488	1.049
HDS-MV	33	34.070	1.032	33.748	1.023	34.096	1.033
TOE-HV	138	140.072	1.015	138.129	1.001	138.131	1.001
TOE-LV	10	10.123	1.012	10.180	1.018	10.180	1.018
TOE-MV	22.9	23.310	1.018	23.438	1.023	23.438	1.023
TPO-HV	138	139.778	1.013	138.865	1.006	138.867	1.006
TPO-LV	10	10.160	1.016	10.189	1.019	10.189	1.019
TPO-MV	22.9	22.781	0.995	22.846	0.998	22.846	0.998
TRUJILLO NOR	141	140.514	0.997	140.514	0.997	140.514	0.997
TSU-HV	138	139.604	1.012	138.359	1.003	138.361	1.003
TSU-LVA	10	10.489	1.049	10.393	1.039	10.497	1.050
TSU-LVB	10	10.492	1.049	10.395	1.040	10.499	1.050
TSU-LVC	10	10.139	1.014	10.208	1.021	10.208	1.021
TSU-MV	60	58.985	0.983	58.446	0.974	59.028	0.984
VIR-HV	60	57.180	0.953	56.615	0.944	57.226	0.954
VIR-LV	10	9.995	0.999	9.993	0.999	9.907	0.991
VIR-MV	22.9	22.840	0.997	22.836	0.997	22.639	0.989

## PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
L-1117	19.8	42.6	42.6
L-1128	18.0	49.3	49.3
L-1139	25.7		
L-1150	14.5	8.2	8.2
L-6695	28.5	28.8	28.5
L-6696	18.8	19.0	18.8
L-6697	12.3	12.5	12.3

## PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:

Transformador 2	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
TP-A026	7.0	6.9	6.9

Transformador 3	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	30.7	MV	30.7	MV	30.9	MV
TP-6028	27.2	MV	27.3	MV	27.2	MV
TP-A005	35.4	LV	35.7	LV	35.4	LV
TP-A047	31.6	LV	31.5	LV	31.5	LV
TP-A050	37.2	MV	37.6	MV	37.2	MV
TP-A051	18.2	LV	18.2	LV	18.2	LV
TP-6033	24.3	LV	24.5	LV	24.2	LV

## CONTINGENCIAS EN LA LÍNEA L-1128

AVENIDA - DEMANDA MAXIMA

21/12/2021 19:45:00

### TENSIONES EN BARRAS:

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	52.030	0.867	50.985	0.850	52.509	0.875
CHO-LV	10	10.009	1.001	10.006	1.001	10.002	1.000
CHO-MV	22.9	22.961	1.003	22.955	1.002	22.944	1.002
HDS-HV	60	57.722	0.962	56.841	0.947	58.129	0.969
HDS-LV	10	10.239	1.024	10.075	1.008	10.314	1.031
HDS-MV	33	33.345	1.010	32.819	0.995	33.588	1.018
TOE-HV	138	136.981	0.993	136.269	0.987	136.281	0.988
TOE-LV	10	10.075	1.007	10.126	1.013	10.127	1.013
TOE-MV	22.9	23.462	1.025	23.575	1.029	23.576	1.030
TPO-HV	138	136.212	0.987	137.478	0.996	137.478	0.996
TPO-LV	10	10.104	1.010	10.103	1.010	10.103	1.010
TPO-MV	22.9	22.646	0.989	22.644	0.989	22.644	0.989
TRUJILLO NOR	141	138.119	0.980	138.119	0.980	138.119	0.980
TSU-HV	138	135.738	0.984	133.917	0.970	133.950	0.971
TSU-LVA	10	10.418	1.042	10.264	1.026	10.488	1.049
TSU-LVB	10	10.419	1.042	10.266	1.027	10.489	1.049
TSU-LVC	10	10.125	1.012	10.153	1.015	10.155	1.016
TSU-MV	60	58.732	0.979	57.879	0.965	59.126	0.985
VIR-HV	60	53.293	0.888	52.280	0.871	53.758	0.896
VIR-LV	10	10.008	1.001	9.917	0.992	9.992	0.999
VIR-MV	22.9	22.824	0.997	22.615	0.988	22.788	0.995

### PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
L-1117	46.6	16.2	16.2
L-1128	41.7		
L-1139	60.5	96.5	96.3
L-1150	33.9	65.3	65.1
L-6695	61.9	63.1	61.3
L-6696	43.6	44.5	43.2
L-6697	23.3	23.8	23.1

### PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:

Transformador 2	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
TP-A026	23.7	23.7	23.6

Transformador 3	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	79.5	LV	80.2	LV	79.6	LV
TP-6028	48.5	HV	49.5	HV	48.0	HV
TP-A005	74.6	HV	75.8	HV	75.6	HV
TP-A047	69.7	LV	69.4	LV	69.4	LV
TP-A050	74.2	MV	75.6	MV	74.9	HV
TP-A051	43.7	LV	43.7	LV	43.7	LV
TP-6033	43.2	LV	43.9	LV	42.8	LV

TENSIONES EN BARRAS:

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Generación Térmica	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	47.172	0.786	43.734	0.729	43.734	0.729	47.552	0.793	57.128	0.952
CHO-LV	10	9.871	0.987	9.015	0.901	9.015	0.901	9.985	0.999	10.007	1.001
CHO-MV	22.9	22.500	0.983	20.565	0.898	20.565	0.898	22.756	0.994	22.906	1.000
HDS-HV	60	58.724	0.979	56.830	0.947	56.830	0.947	57.587	0.960	58.661	0.978
HDS-LV	10	10.345	1.035	9.991	0.999	9.991	0.999	10.174	1.017	10.334	1.033
HDS-MV	33	33.759	1.023	32.622	0.989	32.622	0.989	33.162	1.005	33.721	1.022
TOE-HV	138	137.134	0.994	136.008	0.986	136.008	0.986	136.547	0.989	136.908	0.992
TOE-LV	10	10.122	1.012	10.143	1.014	10.143	1.014	10.076	1.008	10.104	1.010
TOE-MV	22.9	23.720	1.036	23.765	1.038	23.765	1.038	23.619	1.031	23.681	1.034
TPO-HV	138	136.066	0.986	137.920	0.999	137.920	0.999	138.077	1.001	137.919	0.999
TPO-LV	10	10.148	1.015	10.095	1.009	10.095	1.009	10.149	1.015	10.192	1.019
TPO-MV	22.9	22.724	0.992	22.604	0.987	22.604	0.987	22.730	0.993	22.824	0.997
TRUJILLO NOR	141	138.604	0.983	138.604	0.983	138.604	0.983	138.604	0.983	138.604	0.983
TSU-HV	138	135.331	0.981	132.314	0.959	132.314	0.959	133.797	0.970	134.881	0.977
TSU-LVA	10	10.721	1.072	10.415	1.041	10.415	1.041	10.482	1.048	10.490	1.049
TSU-LVB	10	10.716	1.072	10.411	1.041	10.411	1.041	10.481	1.048	10.487	1.049
TSU-LVC	10	10.053	1.005	10.159	1.016	10.159	1.016	10.104	1.010	10.187	1.019
TSU-MV	60	60.527	1.009	58.834	0.981	58.834	0.981	59.110	0.985	59.208	0.987
VIR-HV	60	49.765	0.829	46.700	0.778	46.700	0.778	49.983	0.833	57.573	0.960
VIR-LV	10	9.997	1.000	9.328	0.933	9.328	0.933	9.932	0.993	9.946	0.995
VIR-MV	22.9	22.694	0.991	21.145	0.923	21.145	0.923	22.574	0.986	22.888	0.999

GENERACIÓN TÉRMICA:

Grupo Térmico	Pot. Activa MW	Pot. Reactiva Mvar	Pot. Aparente MVA	Pot. Nominal MVA	Factor de Potencia
CHO205 - GT	7.31	4.53	8.60	28.10	0.85
VIR007 - GT	9.35	5.79	11.00	28.10	0.85

PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
L-1117	53.0	15.3	15.3	11.9	15.3
L-1128	51.6				
L-1139	67.7	114.9	114.9	95.2	88.6
L-1150	40.4	81.6	81.6	64.2	58.3
L-6695	91.1	97.7	97.7	76.9	45.5
L-6696	71.9	77.8	77.8	59.7	27.3
L-6697	45.9	50.5	50.5	43.4	13.9

POTENCIA DE SOBRECARGA EN LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN:

L-1139	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	19.6	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
--------	--	------	--

PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:

Transformador	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
TP-A026	26.6	26.6	26.6	26.4	26.2

Transformador	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Gen. Térmica	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	98.8	HV	106.0	HV	106.0	HV	74.6	HV	83.7	LV
TP-6028	95.6	HV	105.0	HV	105.0	HV	90.4	HV	31.2	MV
TP-A005	108.5	MV	116.2	MV	116.2	MV	92.8	MV	70.6	LV
TP-A047	68.4	LV	68.2	LV	68.2	LV	68.7	LV	68.5	LV
TP-A050	106.5	MV	114.1	MV	114.1	MV	88.7	MV	71.0	LV
TP-A051	39.8	LV	40.0	LV	40.0	LV	30.4	LV	39.6	LV
TP-6033	45.0	LV	46.6	LV	46.6	LV	37.09	LV	45.1	LV

POTENCIA DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES:

TP-6017	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	1.2	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
TP-6028	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	0.6	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
TP-A005	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	3.8	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
TP-A050	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	3.3	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)

**TENSIONES EN BARRAS:**

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	56.141	0.936	55.808	0.930	55.808	0.930
CHO-LV	10	9.996	1.000	9.935	0.994	9.935	0.994
CHO-MV	22.9	22.912	1.001	22.773	0.994	22.773	0.994
HDS-HV	60	58.367	0.973	58.052	0.968	58.052	0.968
HDS-LV	10	10.389	1.039	10.331	1.033	10.331	1.033
HDS-MV	33	33.818	1.025	33.630	1.019	33.630	1.019
TOE-HV	138	139.869	1.014	139.582	1.011	139.582	1.011
TOE-LV	10	10.108	1.011	10.188	1.019	10.188	1.019
TOE-MV	22.9	23.261	1.016	23.438	1.024	23.438	1.024
TPO-HV	138	139.558	1.011	140.083	1.015	140.083	1.015
TPO-LV	10	10.142	1.014	10.181	1.018	10.181	1.018
TPO-MV	22.9	22.738	0.993	22.825	0.997	22.825	0.997
TRUJILLO NOR	141	140.341	0.995	140.341	0.995	140.341	0.995
TSU-HV	138	139.367	1.010	138.648	1.005	138.648	1.005
TSU-LVA	10	10.461	1.046	10.406	1.041	10.406	1.041
TSU-LVB	10	10.472	1.047	10.416	1.042	10.416	1.042
TSU-LVC	10	10.125	1.012	10.072	1.007	10.072	1.007
TSU-MV	60	58.838	0.981	58.527	0.975	58.527	0.975
VIR-HV	60	56.776	0.946	56.447	0.941	56.447	0.941
VIR-LV	10	9.919	0.992	9.958	0.996	9.958	0.996
VIR-MV	22.9	22.652	0.989	22.741	0.993	22.741	0.993

**PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:**

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
L-1117	20.9	6.4	6.4
L-1128	19.9		
L-1139	27.5	44.3	44.3
L-1150	15.4	30.1	30.1
L-6695	33.8	34.0	34.0
L-6696	20.4	20.5	20.5
L-6697	12.7	12.7	12.7

**PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:**

Transformador 2	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
TP-A026	5.8	5.9	5.9

Transformador 3	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	34.2	MV	34.1	MV	34.1	MV
TP-6028	27.7	MV	27.8	MV	27.8	MV
TP-A005	38.7	LV	38.9	LV	38.9	LV
TP-A047	34.1	LV	33.8	LV	33.8	LV
TP-A050	46.8	MV	47.1	MV	47.1	MV
TP-A051	17.3	LV	17.2	LV	17.2	LV
TP-6033	34.9	LV	35.1	LV	35.1	LV

## TENSIONES EN BARRAS:

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	53.324	0.889	52.424	0.874	53.139	0.886
CHO-LV	10	9.981	0.998	10.008	1.001	9.945	0.994
CHO-MV	22.9	22.894	1.000	22.954	1.002	22.811	0.996
HDS-HV	60	58.239	0.971	57.455	0.958	58.078	0.968
HDS-LV	10	10.355	1.036	10.210	1.021	10.325	1.033
HDS-MV	33	33.696	1.021	33.229	1.007	33.600	1.018
TOE-HV	138	140.127	1.015	139.468	1.011	139.472	1.011
TOE-LV	10	10.108	1.011	10.163	1.016	10.163	1.016
TOE-MV	22.9	23.551	1.028	23.670	1.034	23.671	1.034
TPO-HV	138	139.443	1.010	140.622	1.019	140.622	1.019
TPO-LV	10	10.176	1.018	10.167	1.017	10.167	1.017
TPO-MV	22.9	22.811	0.996	22.793	0.995	22.793	0.995
TRUJILLO NOR	141	141.192	1.001	141.192	1.001	141.192	1.001
TSU-HV	138	139.006	1.007	137.330	0.995	137.342	0.995
TSU-LVA	10	10.490	1.049	10.353	1.035	10.462	1.046
TSU-LVB	10	10.499	1.050	10.362	1.036	10.470	1.047
TSU-LVC	10	10.050	1.005	10.087	1.009	10.088	1.009
TSU-MV	60	59.143	0.986	58.381	0.973	58.986	0.983
VIR-HV	60	54.397	0.907	53.519	0.892	54.217	0.904
VIR-LV	10	10.020	1.002	9.957	0.996	9.986	0.999
VIR-MV	22.9	22.872	0.999	22.728	0.992	22.794	0.995

## PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
L-1117	44.3	15.2	15.2
L-1128	39.9		
L-1139	58.3	92.7	92.6
L-1150	31.9	61.8	61.7
L-6695	57.9	58.9	58.1
L-6696	39.0	39.7	39.2
L-6697	19.9	20.3	20.0

## PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:

Transformador 2	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
TP-A026	21.6	21.5	21.5

Transformador 3	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	82.4	LV	82.9	LV	82.7	LV
TP-6028	41.5	HV	42.3	HV	41.7	HV
TP-A005	75.1	LV	76.1	LV	75.3	LV
TP-A047	73.5	LV	73.1	LV	73.1	LV
TP-A050	72.5	MV	73.6	MV	72.7	MV
TP-A051	41.5	LV	41.6	LV	41.6	LV
TP-6033	43.8	LV	44.4	LV	43.9	LV

## TENSIONES EN BARRAS:

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Generación Térmica	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	47.554	0.793	45.355	0.756	46.619	0.777	49.026	0.817	50.712	0.845
CHO-LV	10	9.902	0.990	9.481	0.948	9.792	0.979	9.927	0.993	10.000	1.000
CHO-MV	22.9	22.561	0.985	21.610	0.944	22.313	0.974	22.615	0.988	22.739	0.993
HDS-HV	60	57.511	0.959	56.123	0.935	56.894	0.948	57.734	0.962	57.385	0.956
HDS-LV	10	10.092	1.009	9.831	0.983	9.976	0.998	10.189	1.019	10.068	1.007
HDS-MV	33	32.952	0.999	32.114	0.973	32.579	0.987	33.202	1.006	32.876	0.996
TOE-HV	138	137.028	0.993	136.086	0.986	136.112	0.986	136.306	0.988	136.336	0.988
TOE-LV	10	10.058	1.006	10.092	1.009	10.094	1.009	10.109	1.011	10.111	1.011
TOE-MV	22.9	23.490	1.026	23.564	1.029	23.568	1.029	23.601	1.031	23.606	1.031
TPO-HV	138	136.105	0.986	137.721	0.998	137.721	0.998	137.721	0.998	137.721	0.998
TPO-LV	10	10.093	1.009	10.118	1.012	10.118	1.012	10.118	1.012	10.118	1.012
TPO-MV	22.9	22.613	0.987	22.671	0.990	22.671	0.990	22.671	0.990	22.671	0.990
TRUJILLO NOR	141	138.304	0.981	138.304	0.981	138.304	0.981	138.304	0.981	138.304	0.981
TSU-HV	138	135.473	0.982	132.982	0.964	133.060	0.964	133.592	0.968	133.706	0.969
TSU-LVA	10	10.480	1.048	10.250	1.025	10.377	1.038	10.476	1.048	10.401	1.040
TSU-LVB	10	10.496	1.050	10.266	1.027	10.393	1.039	10.492	1.049	10.417	1.042
TSU-LVC	10	10.085	1.009	10.062	1.006	10.068	1.007	10.109	1.011	10.117	1.012
TSU-MV	60	59.152	0.986	57.875	0.965	58.580	0.976	59.125	0.985	58.697	0.978
VIR-HV	60	50.026	0.834	48.035	0.801	49.172	0.820	51.242	0.854	51.993	0.867
VIR-LV	10	9.928	0.993	9.730	0.973	9.974	0.997	9.926	0.993	10.000	1.000
VIR-MV	22.9	22.569	0.986	22.112	0.966	22.675	0.990	22.587	0.986	22.735	0.993

## GENERACIÓN TÉRMICA:

Grupo Térmico	Pot. Activa MW	Pot. Reactiva Mvar	Pot. Aparente MVA	Pot. Nominal MVA	Factor de Potencia
CHO205 - GT	3.15	1.95	3.70	28.10	0.85
VIR007 - GT				28.10	

## PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
L-1117	48.2	13.8	13.8	13.8	13.8
L-1128	47.2				
L-1139	61.5	103.4	102.8	95.8	96.8
L-1150	36.9	73.4	72.9	66.8	67.5
L-6695	87.3	91.1	88.9	74.1	76.5
L-6696	64.0	67.2	65.3	54.3	53.1
L-6697	45.1	47.7	46.1	41.1	29.8

## POTENCIA DE SOBRECARGA EN LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN:

L-1139	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	3.7	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
--------	--	-----	--

## PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:

Transformador	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
TP-A026	21.5	21.6	21.6	21.5	21.5

Transformador	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Gen. Térmica	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	82.2	HV	85.8	HV	83.7	HV	65.6	HV	81.2	MV
TP-6028	93.8	HV	99.3	HV	96.0	HV	85.5	HV	62.0	HV
TP-A005	93.4	MV	97.7	MV	95.2	MV	78.0	HV	80.6	MV
TP-A047	62.8	LV	62.6	LV	62.6	LV	62.5	LV	62.5	LV
TP-A050	112.5	MV	117.2	MV	114.5	MV	97.0	MV	99.8	MV
TP-A051	36.6	LV	36.5	LV	36.5	LV	36.5	LV	36.5	LV
TP-6033	54.1	LV	55.5	LV	54.7	LV	41.7	LV	54.2	LV

## POTENCIA DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES:

TP-A050	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	3.4	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
---------	--	-----	--

## TENSIONES EN BARRAS:

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	56.565	0.943	56.266	0.938	56.266	0.938
CHO-LV	10	9.981	0.998	9.927	0.993	9.927	0.993
CHO-MV	22.9	22.877	0.999	22.753	0.994	22.753	0.994
HDS-HV	60	58.606	0.977	58.322	0.972	58.322	0.972
HDS-LV	10	10.480	1.048	10.428	1.043	10.428	1.043
HDS-MV	33	34.070	1.032	33.901	1.027	33.901	1.027
TOE-HV	138	140.072	1.015	139.813	1.013	139.813	1.013
TOE-LV	10	10.123	1.012	10.103	1.010	10.103	1.010
TOE-MV	22.9	23.310	1.018	23.267	1.016	23.267	1.016
TPO-HV	138	139.778	1.013	140.252	1.016	140.252	1.016
TPO-LV	10	10.160	1.016	10.195	1.020	10.195	1.020
TPO-MV	22.9	22.781	0.995	22.860	0.998	22.860	0.998
TRUJILLO NOR	141	140.514	0.997	140.514	0.997	140.514	0.997
TSU-HV	138	139.604	1.012	138.952	1.007	138.952	1.007
TSU-LVA	10	10.489	1.049	10.439	1.044	10.439	1.044
TSU-LVB	10	10.492	1.049	10.441	1.044	10.441	1.044
TSU-LVC	10	10.139	1.014	10.091	1.009	10.091	1.009
TSU-MV	60	58.985	0.983	58.703	0.978	58.703	0.978
VIR-HV	60	57.180	0.953	56.884	0.948	56.884	0.948
VIR-LV	10	9.995	0.999	9.944	0.994	9.944	0.994
VIR-MV	22.9	22.840	0.997	22.723	0.992	22.723	0.992

## PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
L-1117	19.8	6.7	6.7
L-1128	18.0		
L-1139	25.7	40.9	40.9
L-1150	14.5	27.7	27.7
L-6695	28.5	28.6	28.6
L-6696	18.8	18.9	18.9
L-6697	12.3	12.4	12.4

## PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:

Transformador 2	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
TP-A026	7.0	7.0	7.0

Transformador 3	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	30.7	MV	30.8	MV	30.8	MV
TP-6028	27.2	MV	27.4	MV	27.4	MV
TP-A005	35.4	LV	35.6	LV	35.6	LV
TP-A047	31.6	LV	31.7	LV	31.7	LV
TP-A050	37.2	MV	37.4	MV	37.4	MV
TP-A051	18.2	LV	18.2	LV	18.2	LV
TP-6033	24.3	LV	24.4	LV	24.4	LV

## CONTINGENCIAS EN LA LÍNEA L-1150

AVENIDA - DEMANDA MAXIMA

21/12/2021 19:45:00

### TENSIONES EN BARRAS:

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	52.030	0.867	50.724	0.845	52.245	0.871
CHO-LV	10	10.009	1.001	9.952	0.995	9.949	0.995
CHO-MV	22.9	22.961	1.003	22.832	0.997	22.824	0.997
HDS-HV	60	57.722	0.962	56.621	0.944	57.905	0.965
HDS-LV	10	10.239	1.024	10.035	1.003	10.273	1.027
HDS-MV	33	33.345	1.010	32.688	0.991	33.455	1.014
TOE-HV	138	136.981	0.993	137.744	0.998	137.744	0.998
TOE-LV	10	10.075	1.007	10.134	1.013	10.134	1.013
TOE-MV	22.9	23.462	1.025	23.592	1.030	23.592	1.030
TPO-HV	138	136.212	0.987	134.560	0.975	134.582	0.975
TPO-LV	10	10.104	1.010	10.075	1.007	10.076	1.008
TPO-MV	22.9	22.646	0.989	22.581	0.986	22.585	0.986
TRUJILLO NOR	141	138.119	0.980	138.119	0.980	138.119	0.980
TSU-HV	138	135.738	0.984	133.463	0.967	133.495	0.967
TSU-LVA	10	10.418	1.042	10.226	1.023	10.449	1.045
TSU-LVB	10	10.419	1.042	10.227	1.023	10.450	1.045
TSU-LVC	10	10.125	1.012	10.118	1.012	10.121	1.012
TSU-MV	60	58.732	0.979	57.667	0.961	58.909	0.982
VIR-HV	60	53.293	0.888	52.027	0.867	53.502	0.892
VIR-LV	10	10.008	1.001	9.974	0.997	9.943	0.994
VIR-MV	22.9	22.824	0.997	22.746	0.993	22.676	0.990

### PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
L-1117	46.6	82.0	81.8
L-1128	41.7	90.0	89.8
L-1139	60.5	21.8	21.8
L-1150	33.9		
L-6695	61.9	63.4	61.6
L-6696	43.6	44.7	43.4
L-6697	23.3	23.9	23.2

### PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:

Transformador 2	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
TP-A026	23.7	23.7	23.7

Transformador 3	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	79.5	LV	79.8	LV	80.0	LV
TP-6028	48.5	HV	49.8	HV	48.3	HV
TP-A005	74.6	HV	76.1	HV	75.9	HV
TP-A047	69.7	LV	69.3	LV	69.3	LV
TP-A050	74.2	MV	76.0	MV	75.2	HV
TP-A051	43.7	LV	43.8	LV	43.8	LV
TP-6033	43.2	LV	44.0	LV	43.0	LV

**TENSIONES EN BARRAS:**

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Generación Térmica	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	47.172	0.786	43.091	0.718	43.091	0.718	46.149	0.769	53.801	0.897
CHO-LV	10	9.871	0.987	8.852	0.885	8.852	0.885	9.619	0.962	10.011	1.001
CHO-MV	22.9	22.500	0.983	20.197	0.882	20.197	0.882	21.929	0.958	22.952	1.002
HDS-HV	60	58.724	0.979	56.511	0.942	56.511	0.942	57.008	0.950	58.127	0.969
HDS-LV	10	10.345	1.035	9.932	0.993	9.932	0.993	10.066	1.007	10.234	1.023
HDS-MV	33	33.759	1.023	32.430	0.983	32.430	0.983	32.815	0.994	33.401	1.012
TOE-HV	138	137.134	0.994	138.187	1.001	138.187	1.001	138.187	1.001	138.187	1.001
TOE-LV	10	10.122	1.012	10.096	1.010	10.096	1.010	10.096	1.010	10.096	1.010
TOE-MV	22.9	23.720	1.036	23.663	1.033	23.663	1.033	23.663	1.033	23.663	1.033
TPO-HV	138	136.066	0.986	133.583	0.968	133.583	0.968	134.525	0.975	134.991	0.978
TPO-LV	10	10.148	1.015	10.053	1.005	10.053	1.005	10.148	1.015	10.064	1.006
TPO-MV	22.9	22.724	0.992	22.512	0.983	22.512	0.983	22.725	0.992	22.537	0.984
TRUJILLO NOR	141	138.604	0.983	138.604	0.983	138.604	0.983	138.604	0.983	138.604	0.983
TSU-HV	138	135.331	0.981	131.843	0.955	131.843	0.955	133.147	0.965	133.875	0.970
TSU-LVA	10	10.721	1.072	10.365	1.036	10.365	1.036	10.384	1.038	10.453	1.045
TSU-LVB	10	10.716	1.072	10.360	1.036	10.360	1.036	10.393	1.039	10.450	1.045
TSU-LVC	10	10.053	1.005	10.122	1.012	10.122	1.012	10.053	1.005	10.110	1.011
TSU-MV	60	60.527	1.009	58.557	0.976	58.557	0.976	58.623	0.977	59.009	0.983
VIR-HV	60	49.765	0.829	46.136	0.769	46.136	0.769	48.845	0.814	54.953	0.916
VIR-LV	10	9.997	1.000	9.204	0.920	9.204	0.920	9.800	0.980	9.997	1.000
VIR-MV	22.9	22.694	0.991	20.858	0.911	20.858	0.911	22.271	0.973	22.920	1.001

**GENERACIÓN TÉRMICA:**

Grupo Térmico	Pot. Activa MW	Pot. Reactiva Mvar	Pot. Aparente MVA	Pot. Nominal MVA	Factor de Potencia
CHO205 - GT	4.76	2.95	5.60	28.10	0.85
VIR007 - GT	6.80	4.21	8.00	28.10	0.85

**PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:**

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
L-1117	53.0	97.8	97.8	82.2	79.6
L-1128	51.6	113.0	113.0	93.7	87.9
L-1139	67.7	21.8	21.8	21.8	21.8
L-1150	40.4				
L-6695	91.1	99.0	99.0	80.2	57.8
L-6696	71.9	79.0	79.0	62.9	38.4
L-6697	45.9	51.4	51.4	47.2	23.4

**POTENCIA DE SOBRECARGA EN LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN:**

L-1128	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	13.6	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
--------	--	------	--

**PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:**

Transformador 2	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
TP-A026	26.6	26.7	26.7	26.6	26.4

Transformador 3	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Gen. Térmica	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	98.8	HV	107.4	HV	107.4	HV	76.5	HV	83.3	LV
TP-6028	95.6	HV	107.1	HV	107.1	HV	98.2	HV	48.6	MV
TP-A005	108.5	MV	117.7	MV	117.7	MV	89.1	MV	73.5	HV
TP-A047	68.4	LV	68.6	LV	68.6	LV	68.6	LV	68.6	LV
TP-A050	106.5	MV	115.7	MV	115.7	MV	100.0	MV	72.8	HV
TP-A051	39.8	LV	40.2	LV	40.2	LV	35.5	LV	40.1	LV
TP-6033	45.0	LV	46.9	LV	46.9	LV	37.5	LV	45.5	LV

**POTENCIA DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES:**

TP-6017	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	1.4	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
TP-6028	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	0.9	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
TP-A005	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	4.2	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
TP-A050	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	3.7	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)

**TENSIONES EN BARRAS:**

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	56.141	0.936	55.719	0.929	55.719	0.929
CHO-LV	10	9.996	1.000	9.919	0.992	9.919	0.992
CHO-MV	22.9	22.912	1.001	22.736	0.993	22.736	0.993
HDS-HV	60	58.367	0.973	57.968	0.966	57.968	0.966
HDS-LV	10	10.389	1.039	10.315	1.032	10.315	1.032
HDS-MV	33	33.818	1.025	33.580	1.018	33.580	1.018
TOE-HV	138	139.869	1.014	140.177	1.016	140.177	1.016
TOE-LV	10	10.108	1.011	10.131	1.013	10.131	1.013
TOE-MV	22.9	23.261	1.016	23.312	1.018	23.312	1.018
TPO-HV	138	139.558	1.011	138.895	1.006	138.895	1.006
TPO-LV	10	10.142	1.014	10.189	1.019	10.189	1.019
TPO-MV	22.9	22.738	0.993	22.844	0.998	22.844	0.998
TRUJILLO NOR	141	140.341	0.995	140.341	0.995	140.341	0.995
TSU-HV	138	139.367	1.010	138.456	1.003	138.456	1.003
TSU-LVA	10	10.461	1.046	10.391	1.039	10.391	1.039
TSU-LVB	10	10.472	1.047	10.401	1.040	10.401	1.040
TSU-LVC	10	10.125	1.012	10.058	1.006	10.058	1.006
TSU-MV	60	58.838	0.981	58.444	0.974	58.444	0.974
VIR-HV	60	56.776	0.946	56.359	0.939	56.359	0.939
VIR-LV	10	9.919	0.992	9.943	0.994	9.943	0.994
VIR-MV	22.9	22.652	0.989	22.706	0.992	22.706	0.992

**PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:**

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
L-1117	20.9	36.5	36.5
L-1128	19.9	41.4	41.4
L-1139	27.5	10.0	10.0
L-1150	15.4		
L-6695	33.8	34.0	34.0
L-6696	20.4	20.5	20.5
L-6697	12.7	12.8	12.8

**PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:**

Transformador 2	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
TP-A026	5.8	5.9	5.9

Transformador 3	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	34.2	MV	34.2	MV	34.2	MV
TP-6028	27.7	MV	27.9	MV	27.9	MV
TP-A005	38.7	LV	38.9	LV	38.9	LV
TP-A047	34.1	LV	34.0	LV	34.0	LV
TP-A050	46.8	MV	47.1	MV	47.1	MV
TP-A051	17.3	LV	17.2	LV	17.2	LV
TP-6033	34.9	LV	35.1	LV	35.1	LV

## TENSIONES EN BARRAS:

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	53.324	0.889	52.220	0.870	52.933	0.882
CHO-LV	10	9.981	0.998	9.967	0.997	10.006	1.001
CHO-MV	22.9	22.894	1.000	22.862	0.998	22.951	1.002
HDS-HV	60	58.239	0.971	57.278	0.955	57.898	0.965
HDS-LV	10	10.355	1.036	10.177	1.018	10.292	1.029
HDS-MV	33	33.696	1.021	33.123	1.004	33.493	1.015
TOE-HV	138	140.127	1.015	140.822	1.020	140.822	1.020
TOE-LV	10	10.108	1.011	10.161	1.016	10.161	1.016
TOE-MV	22.9	23.551	1.028	23.666	1.033	23.666	1.033
TPO-HV	138	139.443	1.010	137.947	1.000	137.955	1.000
TPO-LV	10	10.176	1.018	10.160	1.016	10.161	1.016
TPO-MV	22.9	22.811	0.996	22.777	0.995	22.778	0.995
TRUJILLO NOR	141	141.192	1.001	141.192	1.001	141.192	1.001
TSU-HV	138	139.006	1.007	136.951	0.992	136.963	0.992
TSU-LVA	10	10.490	1.049	10.322	1.032	10.431	1.043
TSU-LVB	10	10.499	1.050	10.331	1.033	10.439	1.044
TSU-LVC	10	10.050	1.005	10.059	1.006	10.060	1.006
TSU-MV	60	59.143	0.986	58.209	0.970	58.812	0.980
VIR-HV	60	54.397	0.907	53.321	0.889	54.016	0.900
VIR-LV	10	10.020	1.002	10.024	1.002	9.948	0.995
VIR-MV	22.9	22.872	0.999	22.881	0.999	22.707	0.992

## PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
L-1117	44.3	77.4	77.3
L-1128	39.9	85.2	85.1
L-1139	58.3	21.9	21.9
L-1150	31.9		
L-6695	57.9	59.1	58.3
L-6696	39.0	39.9	39.3
L-6697	19.9	20.4	20.1

## PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:

Transformador 2	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
TP-A026	21.6	21.6	21.6

Transformador 3	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	82.4	LV	82.4	LV	83.0	LV
TP-6028	41.5	HV	42.4	HV	41.8	HV
TP-A005	75.1	LV	76.4	LV	75.6	LV
TP-A047	73.5	LV	73.1	LV	73.1	LV
TP-A050	72.5	MV	73.9	MV	73.0	MV
TP-A051	41.5	LV	41.6	LV	41.6	LV
TP-6033	43.8	LV	44.5	LV	44.1	LV

## TENSIONES EN BARRAS:

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Generación Térmica	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	47.554	0.793	44.958	0.749	47.461	0.791	48.774	0.813	47.582	0.793
CHO-LV	10	9.902	0.990	9.383	0.938	9.998	1.000	9.983	0.998	9.918	0.992
CHO-MV	22.9	22.561	0.985	21.388	0.934	22.779	0.995	22.742	0.993	22.596	0.987
HDS-HV	60	57.511	0.959	55.889	0.931	57.431	0.957	57.535	0.959	57.454	0.958
HDS-LV	10	10.092	1.009	9.787	0.979	10.077	1.008	10.152	1.015	10.081	1.008
HDS-MV	33	32.952	0.999	31.973	0.969	32.903	0.997	33.083	1.003	32.917	0.997
TOE-HV	138	137.028	0.993	137.949	1.000	137.949	1.000	137.949	1.000	137.949	1.000
TOE-LV	10	10.058	1.006	10.130	1.013	10.130	1.013	10.130	1.013	10.130	1.013
TOE-MV	22.9	23.490	1.026	23.646	1.033	23.646	1.033	23.646	1.033	23.646	1.033
TPO-HV	138	136.105	0.986	134.030	0.971	134.130	0.972	134.472	0.974	134.136	0.972
TPO-LV	10	10.093	1.009	10.130	1.013	10.138	1.014	10.065	1.006	10.138	1.014
TPO-MV	22.9	22.613	0.987	22.697	0.991	22.715	0.992	22.551	0.985	22.716	0.992
TRUJILLO NOR	141	138.304	0.981	138.304	0.981	138.304	0.981	138.304	0.981	138.304	0.981
TSU-HV	138	135.473	0.982	132.576	0.961	132.722	0.962	133.205	0.965	132.732	0.962
TSU-LVA	10	10.480	1.048	10.212	1.021	10.467	1.047	10.441	1.044	10.463	1.046
TSU-LVB	10	10.496	1.050	10.228	1.023	10.482	1.048	10.458	1.046	10.490	1.049
TSU-LVC	10	10.085	1.009	10.030	1.003	10.041	1.004	10.079	1.008	10.042	1.004
TSU-MV	60	59.152	0.986	57.663	0.961	59.075	0.985	58.935	0.982	59.088	0.985
VIR-HV	60	50.026	0.834	47.681	0.795	49.933	0.832	51.001	0.850	50.021	0.834
VIR-LV	10	9.928	0.993	9.654	0.965	9.908	0.991	9.987	0.999	9.927	0.993
VIR-MV	22.9	22.569	0.986	21.937	0.958	22.523	0.984	22.727	0.992	22.566	0.985

## GENERACIÓN TÉRMICA:

Grupo Térmico	Pot. Activa MW	Pot. Reactiva Mvar	Pot. Aparente MVA	Pot. Nominal MVA	Factor de Potencia
CHO205 - GT	0.09	0.05	0.10	28.10	0.85
VIR007 - GT				28.10	

## PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
L-1117	48.2	87.9	86.9	81.1	86.8
L-1128	47.2	101.4	100.1	92.1	99.9
L-1139	61.5	19.4	19.4	19.4	19.4
L-1150	36.9				
L-6695	87.3	91.8	87.5	74.5	87.1
L-6696	64.0	67.8	64.1	54.6	63.8
L-6697	45.1	48.2	45.1	41.3	44.7

## POTENCIA DE SOBRECARGA EN LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN:

L-1128	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	0.1	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
--------	--	-----	--

## PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:

Transformador	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %	Rechazo %	Gen. Térmica %
TP-A026	21.5	21.7	21.6	21.6	21.6

Transformador	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento		Rechazo de Carga		Gen. Térmica	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	82.2	HV	86.5	HV	82.4	HV	65.9	HV	82.2	HV
TP-6028	93.8	HV	100.3	HV	93.9	HV	86.0	HV	92.9	HV
TP-A005	93.4	MV	98.5	MV	93.6	MV	78.3	HV	104.0	MV
TP-A047	62.8	LV	62.4	LV	62.4	LV	62.4	LV	62.4	LV
TP-A050	112.5	MV	118.1	MV	112.7	MV	97.5	MV	105.2	MV
TP-A051	36.6	LV	36.4	LV	36.4	LV	36.7	LV	36.4	LV
TP-6033	54.1	LV	55.7	LV	54.1	LV	41.8	LV	54.1	LV

## POTENCIA DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES:

TP-A050	$S_{sobrecarga} = \sqrt{3}(V)(I_{sobrecarga}) MVA =$	3.0	(calculado con parámetros de la etapa de Restablecimiento)
---------	--	-----	--

## TENSIONES EN BARRAS:

Barra	Nominal	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	kV	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
CHO-HV	60	56.565	0.943	56.174	0.936	56.174	0.936
CHO-LV	10	9.981	0.998	10.005	1.000	10.005	1.000
CHO-MV	22.9	22.877	0.999	22.932	1.001	22.932	1.001
HDS-HV	60	58.606	0.977	58.235	0.971	58.235	0.971
HDS-LV	10	10.480	1.048	10.412	1.041	10.412	1.041
HDS-MV	33	34.070	1.032	33.850	1.026	33.850	1.026
TOE-HV	138	140.072	1.015	140.359	1.017	140.359	1.017
TOE-LV	10	10.123	1.012	10.144	1.014	10.144	1.014
TOE-MV	22.9	23.310	1.018	23.357	1.020	23.357	1.020
TPO-HV	138	139.778	1.013	139.159	1.008	139.159	1.008
TPO-LV	10	10.160	1.016	10.211	1.021	10.211	1.021
TPO-MV	22.9	22.781	0.995	22.895	1.000	22.895	1.000
TRUJILLO NOR	141	140.514	0.997	140.514	0.997	140.514	0.997
TSU-HV	138	139.604	1.012	138.754	1.005	138.754	1.005
TSU-LVA	10	10.489	1.049	10.424	1.042	10.424	1.042
TSU-LVB	10	10.492	1.049	10.426	1.043	10.426	1.043
TSU-LVC	10	10.139	1.014	10.077	1.008	10.077	1.008
TSU-MV	60	58.985	0.983	58.617	0.977	58.617	0.977
VIR-HV	60	57.180	0.953	56.794	0.947	56.794	0.947
VIR-LV	10	9.995	0.999	9.928	0.993	9.928	0.993
VIR-MV	22.9	22.840	0.997	22.687	0.991	22.687	0.991

## PORCENTAJE DE CARGA EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:

Línea	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
L-1117	19.8	34.4	34.4
L-1128	18.0	38.2	38.2
L-1139	25.7	9.3	9.3
L-1150	14.5		
L-6695	28.5	28.7	28.7
L-6696	18.8	18.9	18.9
L-6697	12.3	12.4	12.4

## PORCENTAJE DE CARGA EN TRANSFORMADORES:

Transformador 2	En Anillo %	Contingencia %	Restablec. %
TP-A026	7.0	7.0	7.0

Transformador 3	Sistema en Anillo		Contingencia		Restablecimiento	
	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV	Máxima Carga %	HV-MV-LV
TP-6017	30.7	MV	30.9	MV	30.9	MV
TP-6028	27.2	MV	27.2	MV	27.2	MV
TP-A005	35.4	LV	35.6	LV	35.6	LV
TP-A047	31.6	LV	31.6	LV	31.6	LV
TP-A050	37.2	MV	37.5	MV	37.5	MV
TP-A051	18.2	LV	18.1	LV	18.1	LV
TP-6033	24.3	LV	24.4	LV	24.4	LV

## Anexo E

**Tabla de resumen de las potencias de rechazo de carga por etapas.**

	LÍNEA EN CONTINGENCIA	LÍNEA EN SOBRECARGA	POTENCIA DE RECHAZO: Srechazo (MVA)			
			L-1117	L-1139	L-1128	L-1150
			L-1139	L-1128	L-1139	L-1128
<b>AVENIDA - DEMANDA MAXIMA</b>	21/12/2021	19:45:00	20.5	18.5	0.0	0.0
<b>AVENIDA - DEMANDA MEDIA</b>	15/03/2022	12:00:00	44.6	43.2	19.6	13.6
<b>AVENIDA - DEMANDA MINIMA</b>	30/05/2022	03:45:00	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>ESTIAJE - DEMANDA MAXIMA</b>	22/09/2021	19:15:00	14.8	13.9	0.0	0.0
<b>ESTIAJE - DEMANDA MEDIA</b>	16/11/2021	12:00:00	26.6	26.8	3.7	0.1
<b>ESTIAJE - DEMANDA MINIMA</b>	14/06/2021	04:00:00	0.0	0.0	0.0	0.0

Srechazo1 (MVA):	3.7
Srechazo2 (MVA):	14.8
Srechazo3 (MVA):	20.5
Srechazo4 (MVA):	26.8
Srechazo5 (MVA):	44.6