

**Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería Mecánica**



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**Mejora de la Calidad del Servicio Eléctrico en el Sistema de Alta
Tensión de la Zona Norte de Lima, mediante la Mitigación de
Riesgos Críticos utilizando un Análisis de Confiabilidad
Operacional**

**Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Mecánico
Electricista**

Elaborado por

Brian Washington Del Mar Rodríguez

 [0009-0000-1009-1231](https://orcid.org/0009-0000-1009-1231)

Asesor

Dr. Ing. Gilberto Becerra Arévalo

 [0000-0002-7576-9194](https://orcid.org/0000-0002-7576-9194)

LIMA – PERÚ

2025

Citar/How to cite	Del Mar Rodríguez [1]
Referencia/Reference	[1] B. Del Mar Rodríguez, " <i>Mejora de la Calidad del Servicio Eléctrico en el Sistema de Alta Tensión de la Zona Norte de Lima, mediante la Mitigación de Riesgos Críticos utilizando un Análisis de Confiabilidad Operacional</i> " [Tesis]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2025.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Del Mar, 2025)
Referencia/Reference	Del Mar, B. (2025). <i>Mejora de la Calidad del Servicio Eléctrico en el Sistema de Alta Tensión de la Zona Norte de Lima, mediante la Mitigación de Riesgos Críticos utilizando un Análisis de Confiabilidad Operacional</i> . [Tesis, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a mis padres por su diario e incondicional apoyo durante mi vida académica.

Así mismo, a QEPD Ing. José Reyes Alva, docente de la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Nacional de Ingeniería, quien dedicó su vida al servicio de la ingeniería.

Finalmente, a la empresa distribuidora del norte de Lima y sus colaboradores por la información brindada durante el desarrollo de este trabajo.

ÍNDICE

Resumen	x
Abstract.....	xi
CAPÍTULO I Planteamiento de la Realidad Problemática	1
1.1. Antecedentes Investigativos	1
1.2. Descripción de la realidad problemática.....	4
1.3. Objetivos	8
1.3.1. Objetivo General.....	8
1.3.2. Objetivos Específicos	8
1.4. Justificación e Importancia.....	9
CAPÍTULO II Marco Teórico y Marco Conceptual	11
2.1. Bases Teóricas	11
2.1.1. Teoría de Contingencias en Redes Eléctricas	11
2.1.1.1. Indicador de Desempeño:.....	13
2.1.2. Teoría de Calidad de Servicio Eléctrico	15
2.1.2.1. Impacto a la Calidad de Servicio Eléctrico:	15
2.1.3. Teoría de Confiabilidad en Redes Eléctricas	17
2.1.3.1. La Tasa de Falla (λ):.....	17
2.1.3.2. El Tiempo Medio Entre Fallas (TMEF)	19
2.1.3.3. Tiempo Medio de Reparación (TMR)	19
2.1.3.4. La Disponibilidad (A)	19

2.1.3.5.	La Confiabilidad (<i>R</i>)	20
2.1.3.6.	La Probabilidad de Falla (<i>P</i>).....	20
2.1.3.7.	El Impacto de la Contingencia (<i>IC</i>).....	22
2.1.3.8.	Simulación en Software de Flujo de Potencia	24
2.1.3.9.	El Riesgo Operacional (<i>IRO</i>).....	25
2.1.3.10.	Métodos de Clusterización.....	26
2.1.3.11.	Mejora de la Calidad del Servicio Eléctrico	27
2.2.	Marco Conceptual.....	27
CAPÍTULO III DESARROLLO DEL TRABAJO		29
3.1.	Unidad de Análisis	29
3.2.	Representación del sistema eléctrico de alta tensión en su estado de operación normal en el software de flujo de potencia.....	30
3.2.1.	Identificación de los elementos del sistema eléctrico	30
3.2.2.	Nomenclatura estándar de los elementos eléctricos	30
3.2.3.1.	Representación del sistema eléctrico en el software de flujo de potencia	33
3.3.	Análisis de la estadística y cálculo de las tasas de falla	34
3.4.	Simulación de todas las contingencias (n-1) posibles	38
3.4.1.	Procedimiento para el Análisis de Confiabilidad	38
3.4.2.	Simulación automática de las contingencias y ejecución de Flujo de Potencia	39
3.5.	Clasificación de resultados e identificación de las contingencias críticas	48

3.5.1. Normalización de probabilidad e impacto	48
3.5.2. Definición de Clústeres Mediante el Algoritmo “k-means”	49
CAPÍTULO IV ANÁLISIS DE RESULTADOS Y PROPUESTAS DE MEJORA	55
4.1. Análisis de resultados	55
4.1.1. Clúster 4: Contingencias con riesgo operacional debido a su significativo impacto (IC)	55
4.1.2. Clúster 3: Contingencias con riesgo operacional debido a su alta probabilidad de ocurrencia (P)	57
4.2. Propuestas para la mitigación de riesgos operacionales y consecuente mejora de la calidad de servicio eléctrico	59
4.2.1. Clúster 4	59
4.2.1.1. Barras K BB 60 y K BB 220 de la subestación Barsi	59
4.2.1.2. Barras CH BN 60 de la subestación Chavarría	61
4.2.2. Clúster 3	63
4.2.2.1. Línea L-6754	63
4.2.2.2. Línea L-697	64
4.2.2.3. Líneas L-6349 y L-6350	65
4.3. Cálculo de la mejora de la calidad del servicio eléctrico	65
CONCLUSIONES	67
RECOMENDACIONES	69
REFERENCIAS	71
ANEXOS	73

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Límites de Parámetros de Operación Normal por Tipo de Elemento	13
Tabla 2 Distritos en los que se encuentra el sistema eléctrico de alta tensión.....	29
Tabla 3 Cantidad de Elementos del Sistema Eléctrico	30
Tabla 4 Códigos de Subestaciones de Transmisión.....	31
Tabla 5 Resumen de la agrupación de los elementos eléctricos en cada clúster definido.....	54
Tabla 6 Ranking de Riesgo Operacional – Clúster 4.....	56
Tabla 7 Ranking de Riesgo Operacional – Clúster 3.....	57
Tabla 8 TOP 3 de riesgos operacionales del Clúster 4.....	59
Tabla 9 TOP 4 de riesgos operacionales del Clúster 3.....	63
Tabla 10 Cálculo de mejora de la calidad de servicio.....	66

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1	Desconexión de la línea L-2006 (Chavarría - Barsi) de 220 kV por falla (09/03/2020)	7
Ilustración 2	Desconexión del transformador TR-2 en la S.E. Santa Rosa (07/02/2019)	8
Ilustración 3	Pareto de fallas en Líneas de Transmisión del sistema eléctrico de alta tensión de la zona norte de Lima entre los años 2012 y 2020	35
Ilustración 4	Pareto de fallas en Barras del sistema eléctrico de alta tensión de la zona norte de Lima entre los años 2012 y 2020	36
Ilustración 5	Pareto de fallas en Transformadores del sistema eléctrico de alta tensión de la zona norte de Lima entre los años 2012 y 2020	37
Ilustración 6	Simulación de flujo de potencia en operación normal	40
Ilustración 7	Resultados de simulación de flujo de potencia en barras en operación normal	41
Ilustración 8	Resultados de simulación de flujo de potencia en líneas de transmisión en operación normal	42
Ilustración 9	Resultados de simulación de flujo de potencia en transformadores de dos devanados en operación normal	43
Ilustración 10	Resultados de simulación de flujo de potencia en transformadores de tres devanados en operación normal	44
Ilustración 11	Flujo de potencia en contingencia	45
Ilustración 12	Resultado del flujo de potencia de barras en escenario de contingencia	46
Ilustración 13	Resultado del flujo de potencia de líneas de transmisión en escenario de contingencia	47
Ilustración 14	Distribución gráfica de las contingencias en el plano Probabilidad vs Impacto	49

Ilustración 15	Centroides colocados arbitrariamente en el campo cartesiano Probabilidad vs Impacto	51
Ilustración 16	Posición definitiva y optimizada de los centroides como resultado de la herramienta “Solver”	52
Ilustración 17	Contingencias agrupadas en cada uno de los clústeres definidos	53
Ilustración 18	Diagrama unifilar de subestaciones alimentadas por la subestación Barsi	60
Ilustración 19	Diagrama unifilar de subestaciones alimentadas por la subestación Chavarría	62
Ilustración 20	Estadística de SAIFI de la empresa distribuidora del norte de Lima	66

Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo principal mejorar la calidad del servicio eléctrico en la zona norte de Lima, mitigando los riesgos críticos en el sistema eléctrico de alta tensión. Para ello, se desarrolló un modelo del sistema eléctrico, se analizaron las estadísticas de las tasas de falla de sus componentes, y se simularon todas las contingencias posibles bajo el criterio (n-1). Estas acciones permitieron clasificar e identificar las contingencias críticas según su nivel de riesgo.

La metodología se basó en el modelamiento de sistemas de potencia mediante software especializado, la ejecución de simulaciones automáticas y el uso del algoritmo de clasificación “k-means” para identificar clústeres de riesgos. Los resultados revelaron las contingencias de mayor impacto en la confiabilidad del sistema, permitiendo proponer medidas específicas de mitigación para reducir el riesgo operacional y optimizar la continuidad del servicio.

Este estudio establece un modelo replicable en otras regiones del país, promoviendo sistemas eléctricos más resilientes y sostenibles frente a las crecientes demandas y desafíos climáticos.

Abstract

The main objective of this research is to improve the quality of electrical supply in northern Lima by mitigating critical risks in the high-voltage power system. The study involved modeling the electrical system, analyzing statistical failure rates of its components, and simulating all contingencies under the (n-1) criterion. These steps allowed for the classification and identification of critical contingencies based on their risk levels.

The methodology utilized specialized power system modeling software, automated contingency simulations, and the “k-means” clustering algorithm to identify risk clusters. The results highlighted the contingencies with the highest impact on system reliability, enabling the proposal of specific mitigation measures to reduce operational risk and enhance service continuity.

This study establishes a replicable model for other regions in the country, fostering more resilient and sustainable power systems to meet growing demands and address climate-related challenges.

CAPÍTULO I

Planteamiento de la Realidad Problemática

1.1. Antecedentes Investigativos

El estudio de la confiabilidad y el riesgo operacional de los sistemas eléctricos de alta tensión ha sido objeto de múltiples investigaciones en los últimos años, dada la creciente preocupación por la gestión eficiente de estos activos críticos para garantizar la calidad del servicio eléctrico. A continuación, se citan las investigaciones más relevantes:

Liao, Hui y Wei (2020)¹ proponen un modelo de evaluación de riesgo de cables de alta tensión basado en la probabilidad de fallo y las pérdidas asociadas a estos fallos. El modelo combina la distribución Weibull con el modelo de riesgos proporcionales de Cox, permitiendo una evaluación más precisa de la probabilidad de que un cable de alta tensión falle y una estimación del impacto económico y no económico de dichas fallas. Los autores aplican este modelo a varios sistemas de cables de alta tensión y demuestran cómo el análisis basado en datos operativos reales puede mejorar la toma de decisiones sobre la gestión de activos, priorizando la inspección y el reemplazo de cables críticos.

¹ Risk Assessment of High-voltage Cable System Based on Cable Failure Probability and Failure loss por Yankun Liao, Baojun Hui y Yilong Wei, 2020, en 2020 IEEE 3rd International Conference on Automation, Electronics and Electrical Engineering (AUTEEE), pp. 143-146. Copyright 2020 por IEEE.

Zhang y Gockenbach (2007)² desarrollan un modelo de confiabilidad de componentes en sistemas de distribución eléctrica basado en la evaluación de estadísticas de fallos. En su investigación, recopilan datos históricos de fallos de diversos componentes eléctricos desde 1920 hasta 2005, y crean un modelo que estima la probabilidad de fallo y la tasa de fallo para componentes como transformadores, interruptores y cables. El modelo tiene en cuenta factores como el estrés eléctrico, térmico y mecánico, permitiendo una evaluación más precisa de la confiabilidad de los sistemas de distribución. Los resultados de esta investigación sugieren que la toma de decisiones temprana en la gestión de activos es crucial para la confiabilidad del sistema eléctrico.

Moldoveanu, Ionita, Brezoianu y Florea (2022)³ presentan un sistema innovador llamado TRANSPower Digital Active Management para la gestión de riesgos y la vida útil de transformadores de potencia en subestaciones de alta tensión. Este sistema utiliza datos de monitoreo y diagnóstico en línea para evaluar el estado técnico de los transformadores y gestionar de manera proactiva los riesgos operativos. El sistema permite identificar de manera precisa el índice de salud y riesgo de los transformadores, priorizando las acciones de mantenimiento y reemplazo según su criticidad dentro del sistema eléctrico. Los autores subrayan la importancia de contar con una gestión dinámica de los activos en un entorno donde los transformadores juegan un papel fundamental en la transmisión y distribución de electricidad.

² Component Reliability Modeling of Distribution Systems Based on the Evaluation of Failure Statistics por Xiang Zhang y Ernst Gockenbach, 2007, en IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 14, No. 5, pp. 1183-1191. Copyright 2007 por IEEE.

³ Innovative Integrated System for Risk and Lifetime Management of Power Transformers in High Voltage Substation por Moldoveanu, C., Ionita, I., Brezoianu, V., & Florea, V., 2022, en 2022 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE). Copyright 2022 por IEEE.

Ziari, Ledwich, Ghosh y Platt (2012)⁴ proponen una metodología integrada para la planificación de redes de distribución que optimiza la operación de generadores distribuidos (DG) y conexiones cruzadas (CC) para mejorar la confiabilidad del sistema y reducir las pérdidas de línea bajo crecimiento de carga. Utilizando la técnica de optimización de enjambre de partículas discretas modificada (MDPSO), el estudio evalúa varias estrategias de planificación y muestra cómo la incorporación de todas las tecnologías reduce significativamente los costos totales del sistema, mejorando la confiabilidad del servicio

Delpont (2018)⁵ desarrolla un modelo de análisis de riesgos de subestaciones críticas en sistemas eléctricos, utilizando un enfoque probabilístico que incluye fallos ocultos en los sistemas de protección y estabilidad transitoria. Este modelo permite identificar subestaciones cuyo fallo podría desencadenar secuencias de fallos en cascada, comprometiendo la estabilidad del sistema eléctrico. El estudio aplica teoría de juegos para analizar cómo las compañías eléctricas pueden proteger eficazmente las subestaciones críticas contra ataques potenciales.

Oren (2007)⁶ examina las diferencias entre gestionar y evitar riesgos en la planificación de sistemas eléctricos, destacando la importancia de los mecanismos de cobertura financiera y operativa para mitigar los efectos de incertidumbres en los sistemas críticos. El autor enfatiza que los enfoques tradicionales para evitar riesgos son ineficientes en contextos de incertidumbre, y propone un enfoque de gestión de riesgos que incluye mecanismos de cobertura contractual y flexibilidad operativa.

⁴ Integrated Distribution Systems Planning to Improve Reliability Under Load Growth *por I. Ziari, G. Ledwich, A. Ghosh, y G. Platt, 2012, en IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 27, No. 2, pp. 757-764. Copyright 2011 por IEEE.*

⁵ Critical Substation Risk Assessment and Mitigation *por Jacques Delpont, 2018, Tesis Doctoral, Virginia Polytechnic Institute and State University. Copyright 2018 por Jacques Delpont.*

⁶ Risk Management vs. Risk Avoidance in Power Systems Planning and Operations *por Shmuel S. Oren, 2007, en IEEE Transactions on Power Systems. Copyright 2007 por IEEE.*

Alshawish y de Meer (2019)⁷ presentan un enfoque metodológico basado en la teoría de juegos para mitigar los riesgos asociados a los ciberataques en los sistemas de potencia eléctrica. Utilizan la métrica "Time-To-Compromise" (TTC) para cuantificar y priorizar acciones de mitigación, enfocándose en vulnerabilidades técnicas y su explotación por atacantes remotos. La investigación destaca cómo las decisiones estratégicas de defensa pueden reducir significativamente el riesgo de comprometer sistemas críticos mediante la gestión efectiva de parches y vulnerabilidades.

Este tipo de estudios son relevantes para la presente investigación, ya que se comparten objetivos y sus conceptos y metodologías utilizadas pueden ser parcial o completamente aplicadas al contexto del presente trabajo, donde se busca mitigar riesgos críticos mediante el análisis de confiabilidad operacional.

1.2. Descripción de la realidad problemática

El sistema eléctrico de alta tensión en la zona norte de Lima enfrenta una serie de desafíos críticos que impactan negativamente en la calidad del servicio eléctrico ofrecido a los usuarios finales.

Las interrupciones del servicio eléctrico tienen un impacto directo en la vida cotidiana de los ciudadanos. La falta de electricidad no solo afecta el confort de los hogares, sino que también puede desencadenar una serie de consecuencias adversas. Por ejemplo, la interrupción de servicios críticos como hospitales, centros de telecomunicaciones y sistemas de transporte puede poner en riesgo la salud y la seguridad de la población. Además, en términos económicos, las fallas eléctricas afectan a las empresas, generando pérdidas financieras debido a la

⁷ Risk Mitigation in Electric Power Systems: Where to Start por Ali Alshawish y Hermann de Meer, 2019, en Energy Informatics, Vol. 2, No. 34. Copyright 2019 por los autores, distribuido bajo la licencia Creative Commons Attribution 4.0 International

interrupción de la producción y afectando la competitividad de la región. En un contexto de constante crecimiento de la demanda energética, estos riesgos críticos requieren atención urgente para mitigar el impacto negativo sobre el bienestar de los ciudadanos y la actividad económica.

Para el año 2023, el COES reporta más de 1500 fallas en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), de las cuales cerca del 50% ocurrieron en líneas de transmisión, cerca del 5 % en transformadores y barras. Estos eventos representan un aumento significativo (más del 30 % de incremento) en comparación con el 2022 y continúan siendo un desafío para la continuidad del servicio eléctrico en Perú. Esto representa un aumento en la vulnerabilidad del sistema frente a fallas de equipos críticos, como las líneas de alta tensión, cuya confiabilidad es fundamental para garantizar la estabilidad y continuidad del suministro eléctrico.

Además, las condiciones geográficas y climáticas en la zona norte de Lima agravan la situación, ya que la región está expuesta a fenómenos naturales como lluvias intensas, desastres naturales causados por el Fenómeno del Niño y otros eventos climáticos, que afectan la infraestructura eléctrica y contribuyen a la frecuencia de fallos, lo que ha limitado la capacidad de anticiparse a eventos críticos y planificar estrategias de mitigación de riesgos.

Otro factor determinante es la insuficiente inversión en tecnologías de monitoreo y diagnóstico en tiempo real y su aplicación, que resulta compleja debido a las grandes extensiones de redes y la gran cantidad de componentes del sistema eléctrico. La falta de herramientas avanzadas para evaluar el estado de los componentes en operación limita la capacidad de los operadores del sistema para identificar y mitigar riesgos antes de que ocurran fallas mayores, lo que contribuye al incremento de los tiempos de interrupción del servicio.

También, existen malas prácticas en la vida cotidiana de una parte de la población que incrementan la probabilidad de falla del sistema eléctrico, como actos vandálicos, quema de

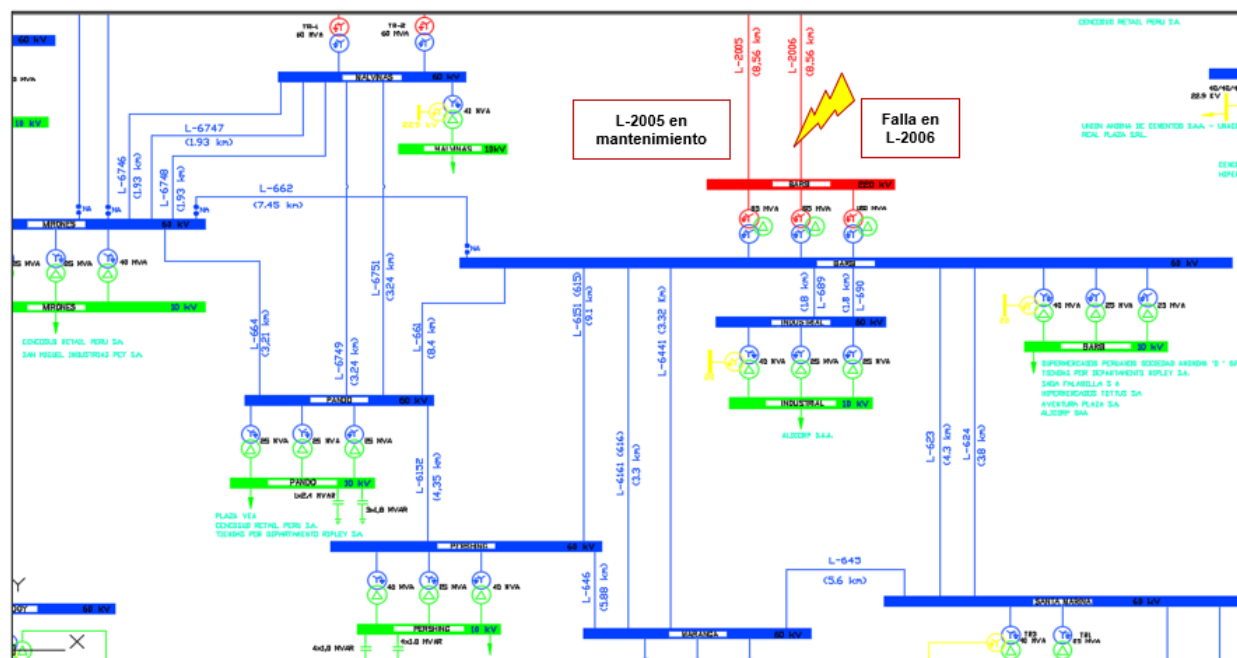
basura, y otras que afectan directa o indirectamente la confiabilidad del sistema eléctrico de alta tensión.

Ante esta realidad, se hace necesario analizar la confiabilidad operacional del sistema eléctrico de alta tensión, con el fin de identificar los riesgos más críticos y desarrollar estrategias efectivas de mitigación. El objetivo es reducir el impacto de las fallas en la calidad del servicio eléctrico y asegurar una mayor continuidad en el suministro, lo cual es crucial para el desarrollo económico y social de la zona norte de Lima. A continuación, se presentan dos ejemplos reales de interrupciones del servicio eléctrico importantes causadas por fallas en alta tensión.

- a) Desconexión de la línea L-2006 (Chavarría - Barsi) de 220 kV (09/03/2020): El 9 de marzo de 2020, a las 10:51 h, la línea L-2006 de 220 kV que conecta las subestaciones de Chavarría y Barsi se desconectó por falla. Cabe mencionar que la línea paralela L-2005 se encontraba fuera de servicio por mantenimiento. Como consecuencia se interrumpió 200 MW aproximadamente durante más de 40 minutos. La ilustración 1 representa la ubicación del evento en el diagrama unifilar de la zona.

Ilustración 1

Desconexión de la línea L-2006 (Chavarría - Barsi) de 220 kV por falla (09/03/2020)



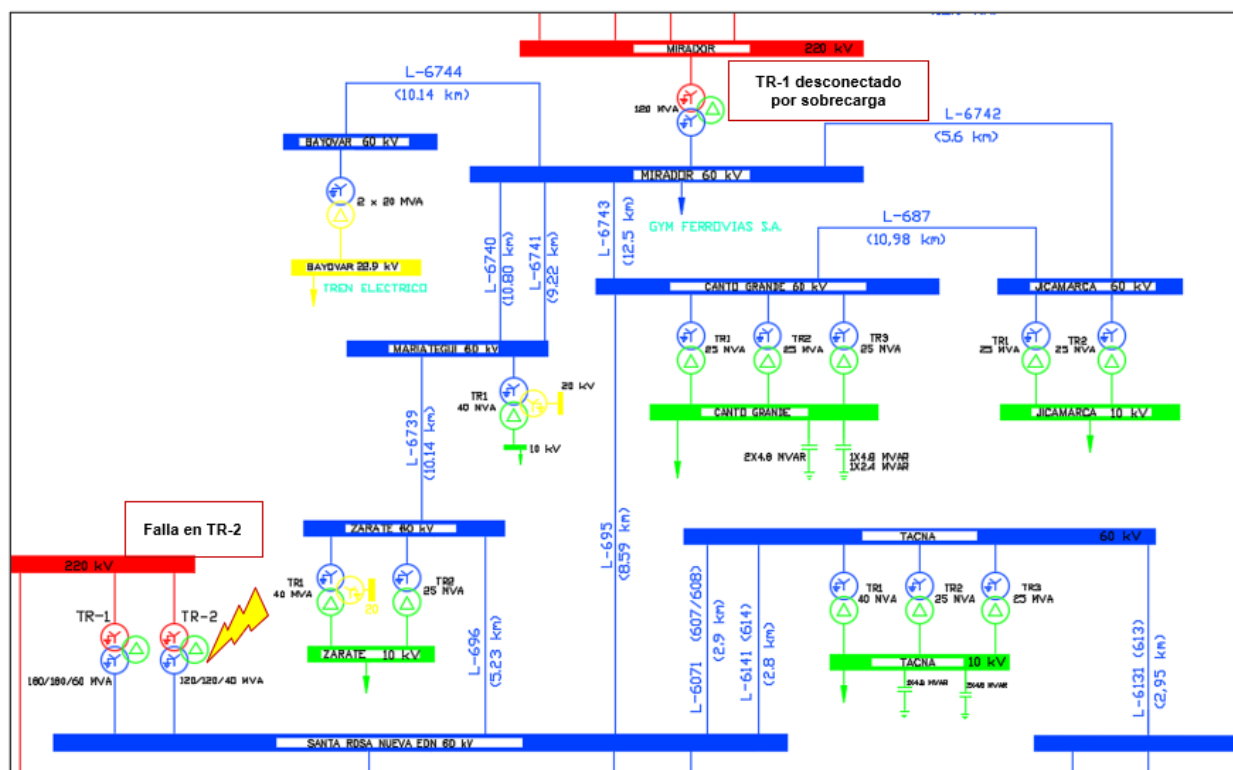
Fuente: Imagen extraída y editada por el autor en base al Diagrama Unifilar SEIN (Marzo 2020) publicado por el COES.

b) Desconexión del transformador TR-2 en la S.E. Santa Rosa (07/02/2019)

El 7 de febrero de 2019, a las 19:27 horas, se desconectó el transformador TR-2 de 220/60 kV en la subestación Santa Rosa debido a la activación del sistema de protección. Seguidamente desconectó el transformador TR-1 220/60 kV de la S.E. Mirador por sobrecarga lo que resultó en la interrupción de 170 MW por más de 30 minutos. La ilustración 2 representa la ubicación del evento en el diagrama unifilar de la zona.

Ilustración 2

Desconexión del transformador TR-2 en la S.E. Santa Rosa (07/02/2019)



Fuente: Imagen extraída y editada por el autor en base al Diagrama Unifilar SEIN (Febrero 2019) publicado por el COES.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Mejorar la calidad del servicio del sistema eléctrico de alta tensión de la zona norte de Lima, mitigando los riesgos críticos utilizando un análisis de confiabilidad operacional

1.3.2. Objetivos Específicos

1. Representar el sistema eléctrico de alta tensión en su estado de operación normal en el software de flujo de potencia

2. Analizar la estadística y calcular las tasas de falla de los elementos del sistema eléctrico
3. Simular todas las contingencias (n-1) posibles en el sistema eléctrico utilizando el software de flujo de potencia PowerFactory
4. Clasificar las contingencias según su nivel de riesgo e identificar los riesgos críticos del sistema eléctrico de alta tensión
5. Proponer la implementación de medidas de mitigación de riesgos críticos

1.4. Justificación e Importancia

En el aspecto tecnológico, esta investigación incorpora un software de simulación automática que permite evaluar todas las contingencias posibles en poco tiempo, optimizando así la identificación y mitigación de riesgos críticos. Esto facilita la toma de decisiones basadas en datos, la planificación de mantenimientos preventivos y el fortalecimiento de la infraestructura, reduciendo fallos y mejorando la continuidad del servicio.

En el aspecto económico, las interrupciones del servicio eléctrico en sistemas de alta tensión generan pérdidas significativas para las empresas eléctricas y los sectores económicos afectados. Estas interrupciones pueden afectar la productividad industrial, el comercio y el bienestar de los usuarios. La implementación de medidas de mitigación de riesgos críticos reducirá la frecuencia y duración de las interrupciones, optimizando el uso de recursos económicos destinados a reparaciones de emergencia y reduciendo los costos asociados a fallos imprevistos. Así, este trabajo no solo aporta valor a las empresas distribuidoras al mejorar su eficiencia y reducir gastos operativos, sino que también beneficia a los usuarios, quienes verán menores interrupciones y, por ende, una mayor estabilidad en sus actividades económicas.

En el aspecto social, el acceso confiable a la electricidad es esencial para el bienestar de la sociedad, ya que afecta servicios críticos como los hospitales, la educación y el transporte. Las interrupciones en el suministro eléctrico afectan la vida cotidiana y la seguridad de los ciudadanos, generando un impacto negativo en la percepción de calidad del servicio. Este trabajo contribuye a minimizar estos efectos mitigando los riesgos en la infraestructura eléctrica de alta tensión, garantizando un suministro más continuo y seguro. Con ello, se busca no solo mejorar la percepción pública de la calidad del servicio, sino también apoyar el desarrollo social y la mejora de la calidad de vida de la población de la zona norte de Lima.

La importancia del presente trabajo radica en la propuesta de una solución orientada a mitigar riesgos y a mejorar la calidad del servicio eléctrico. Al abordar de forma integral los aspectos tecnológicos, económicos y sociales, el estudio ofrece un modelo aplicable a otras regiones con características similares. De esta manera, contribuye a la consolidación de sistemas eléctricos más resilientes y sostenibles, esenciales para el fortalecimiento del desarrollo económico y social del país.

CAPÍTULO II

Marco Teórico y Marco Conceptual

2.1. Bases Teóricas

2.1.1. Teoría de Contingencias en Redes Eléctricas

Una contingencia es una condición anormal en la red eléctrica que provoca que el sistema, o una parte de él, opere en condiciones subóptimas. Estas contingencias pueden resultar de la apertura repentina de una línea de transmisión, cambios abruptos en la generación o variaciones inesperadas en la carga. El análisis de contingencias ofrece herramientas para gestionar, crear, analizar y elaborar informes sobre estas contingencias y sus efectos negativos asociados. (Jagadishprasad Mishra & Khardenvis, 2012)

El análisis de contingencia requiere datos de entrada específicos de la red eléctrica, como diagramas unifilares, topología y modelos de flujo de potencia, así como datos de confiabilidad de los componentes. Este enfoque, para el análisis de riesgo, demanda un conocimiento

profundo del sistema eléctrico, así como modelos computacionales y herramientas informáticas especializadas. (Hokstad, Utne, & Vatn, 2012)

El análisis de riesgo implica un enfoque analítico de contingencias que se desarrolla en tres pasos clave, integrando el análisis de contingencia con la confiabilidad. Los resultados obtenidos se expresan en indicadores que reflejan la confiabilidad o calidad del sistema, mostrando el nivel de riesgo asociado a interrupciones en el suministro eléctrico, especialmente en sistemas que desempeñan funciones críticas para la sociedad o para otras infraestructuras esenciales. (Hokstad, Utne, & Vatn, 2012)

Todas las empresas de distribución de energía eléctrica deben contar con un Plan de Contingencias donde se describa el procedimiento a seguir ante los principales eventos y una lista de acciones recomendadas para aliviar o mitigar el impacto lo más rápido posible. Justamente para determinar qué contingencias y sus respectivos procedimientos estarán presentes en el Plan de Contingencias es que se debe priorizar a todas ellas según el riesgo que representan para el sistema, es decir, según su probabilidad de ocurrencia y su impacto en el sistema.

La desconexión súbita de un elemento eléctrico por falla puede producir principalmente dos tipos de impacto al sistema eléctrico: Interrupciones de suministro eléctrico a clientes y/o variación de los parámetros de operación normal de los demás elementos del sistema fuera de los límites establecidos por la regulación local y que podría poner en riesgo la estabilidad del sistema. Ya que, las interrupciones de suministro eléctrico corresponden ser analizadas más adelante, dentro de la teoría de calidad de suministro eléctrico, en esta sección se desarrolla la variación no deseada de estos parámetros, la cual se denomina Indicador de Desempeño.

2.1.1.1. Indicador de Desempeño:

El impacto también incluye una componente definida por el Indicador de Desempeño, el cual se basa en la variación de los parámetros de operación normal de los elementos del sistema eléctrico. Para calcular este indicador, es necesario realizar un análisis de flujo de carga para el estado estable posterior a cada interrupción. Algunas interrupciones pueden provocar violaciones de las restricciones del sistema, como voltajes de barras fuera de sus límites normales y sobrecargas en líneas de transmisión o transformadores. (Ejebe & Wollenberg, 1979)

Para el caso de transformadores y líneas de transmisión el parámetro de operación que se medirá para el cálculo será el % de carga en cada caso de contingencia. Mientras que, de tratarse de barras, se medirá el nivel de tensión o voltaje expresado en “por unidad” (pu), tomando como voltaje base siempre su voltaje de operación normal obtenido de la simulación de flujo de carga en estado inicial, sin contingencias.

A continuación, se presentan los límites de parámetros de operación según cada tipo de elemento eléctrico:

Tabla 1

Límites de Parámetros de Operación Normal por Tipo de Elemento

Elemento Eléctrico	Parámetro	Límite mínimo	Límite máximo
Barra	Voltaje (pu)	0.9	1.1
Línea de Transmisión	Carga (%)		100
Transformador	Carga (%)		100

Fuente: Elaboración Propia

Si durante una contingencia, los parámetros de operación de uno de los elementos eléctricos se encuentran fuera de los límites definidos en la tabla 1, se calculará una “Cantidad de Clientes Equivalente” a la potencia que circula por este elemento en el instante de la

contingencia, para lo cual se requiere conocer el concepto de potencia unitaria por cliente mediante la siguiente expresión:

$$P_u = \frac{P_{Tot}}{C_{Tot}} \quad (1)$$

Donde:

P_u : Potencia Unitaria por cliente

P_{Tot} : Suma de las Potencias de cada Cliente en el instante analizado

C_{Tot} : Cantidad Total de Clientes en el sistema analizado

Entonces:

$$Ceq = \frac{P_i}{P_u} \quad (2)$$

Donde:

Ceq_i : Cantidad de Clientes equivalente de la contingencia i

P_i : Potencia que circula el elemento eléctrico implicado

P_u : Potencia Unitaria por cliente

Esta cantidad de clientes calculada será el aporte de este elemento eléctrico al Indicador de Desempeño del sistema debido a la contingencia en evaluación. De esta manera, se puede definir el Indicador de Desempeño con la siguiente expresión:

$$ID_i = (Ceq_i) \quad (3)$$

Donde:

ID_i : Índice de Desempeño de la contingencia i

Ceq_i : Cantidad de Clientes equivalente

2.1.2. Teoría de Calidad de Servicio Eléctrico

2.1.2.1. Impacto a la Calidad de Servicio Eléctrico:

Desde el enfoque de una empresa distribuidora de energía eléctrica, el impacto se ha definido en función a la afectación de la calidad de suministro eléctrico.

Cuando nos referimos a la afectación de la calidad de suministro eléctrico estamos hablando básicamente de los indicadores de calidad definidos internacionalmente como son: SAIFI, SAIDI, CAIDI, NIEPI y otros. Sin embargo, cada tipo de cliente final tiene una relevancia y prioridad de atención distinta a la de los demás por lo que se les otorgará un peso diferenciado a aquellos clientes de mayor relevancia. Esto se debe a la existencia de lo que llamaremos el grupo de Clientes Esenciales, el cual está conformado principalmente por aquellas cargas conectadas para las cuales la energía eléctrica es un recurso imprescindible y que se dedican a una labor muy importante, de interés nacional y/o de gran impacto para la sociedad. Estamos hablando de las siguientes instituciones en orden de prioridad:

- a) Prioridad 1 – Sector Salud: Hospitales, clínicas, postas, otras instituciones relacionadas y domicilios con personas electrodependientes.
- b) Prioridad 2 – Transporte masivo, Saneamiento y Telecomunicaciones: Tren eléctrico, estaciones importantes de las empresas de telefonía y medios de comunicación y empresas de servicios de agua, desagüe y otros.
- c) Prioridad 3 – Seguridad Ciudadana: Bases principales de la policía, bomberos, serenazgos y otros.
- d) Prioridad 4 – Instituciones del Estado: Palacio de Gobierno, Congreso de la República y otras oficinas administrativas de gran relevancia.

- e) Prioridad 5 – STAKEHOLDERS: En su mayoría son empresas terceras interesadas y comprometidas con el buen desempeño del sistema eléctrico.

Para el presente estudio, se les dará igual nivel de importancia a estos 5 grupos de clientes esenciales ya que al dejar sin energía alguno de ellos existe un impacto importante a la sociedad o al desarrollo óptimo del negocio de la empresa el cual se quiere evitar.

Debido a que estos Clientes Esenciales se encuentran distribuidos en distintos puntos de la red es complicado zonificar o priorizar circuitos o subsistemas durante la operación en tiempo real. Debido a esto se recurre al artificio de dar a cada uno de estos clientes esenciales un peso equivalente a 1000 clientes.

$$1 \text{ Cliente Esencial Afectado} = 1000 \text{ clientes afectados} \quad (4)$$

De esta forma, una vez culminado el análisis, se puede dar prioridad a la atención de aquellos riesgos en los cuales existen Clientes Esenciales involucrados.

Una vez identificada la cantidad de clientes desconectados por una contingencia podemos calcular el SAIFI, que es uno de los indicadores principales de la calidad de servicio eléctrico desde el punto de vista de una empresa de distribución eléctrica y se calcula de la siguiente manera:

$$SAIFI_i = \frac{Caf_i}{C_{Tot}} \quad (5)$$

Donde:

$SAIFI_i$: Frecuencia Promedio de la Interrupción i por cliente
 Caf_i : Cantidad de clientes afectados en la interrupción i
 C_{Tot} : Cantidad de clientes totales del sistema en análisis

2.1.3. Teoría de Confiabilidad en Redes Eléctricas

2.1.3.1. La Tasa de Falla (λ):

La tasa de falla de un elemento eléctrico puede calcularse utilizando información histórica de fallas.

Es fundamental implementar y mantener actualizadas bases de datos que recopilen información sobre los componentes de la red eléctrica y las interrupciones que afecten a los clientes. Estas bases deben incluir datos detallados sobre la infraestructura asociada a cada cliente y registrar información clave sobre cada interrupción, como su duración, ubicación, causa y número de clientes afectados, garantizando la interrelación de ambas bases para una identificación clara de los usuarios impactados. (Osinergmin, 2010)

Para circuitos y subestaciones existentes, la empresa de servicios públicos debe proporcionar un registro de la frecuencia, tipo y duración de las interrupciones de energía durante los últimos tres a cinco años, además de ser capaz de predecir el rendimiento futuro promedio basándose en estos datos históricos y en los proyectos de construcción planificados. En el caso de nuevos circuitos, pueden utilizarse datos históricos de otros circuitos con características similares en la misma área para hacer estas predicciones. (IEEE, 2016)

Para calcular una tasa de falla, primeramente, se define un periodo de análisis. En este caso se usará una tasa de fallas anual. Se le conoce como tasa de fallas anual a la división de la cantidad de fallas que tuvo un determinado elemento entre la cantidad de años de los que se dispone registros históricos completos.

$$\lambda = \frac{\text{Cantidad de Fallas}}{\text{Periodo de Tiempo en Años}} \quad (6)$$

Durante el cálculo de la tasa de falla se pueden incluir criterios como parámetros o frecuencia de mantenimiento, el tiempo de vida útil restante o la cantidad de reparaciones de

cada elemento del sistema eléctrico, ya que están directamente relacionados con la probabilidad de que estos elementos puedan presentar una falla. Para el presente análisis, únicamente se usará un factor de mantenimiento (FM) basados en Indicadores de Estado para los transformadores de potencia. Clasificando así a los transformadores en:

- a) Estado A: Parámetros Óptimos para la Operación. (FM = 1)
- b) Estado B: Parámetros Aceptables para la operación. (FM = 1)
- c) Estado C: Necesita Mantenimiento Preventivo en el corto plazo. (FM = 1.25)

Estos factores serán multiplicados por la tasa de fallas calculada previamente para los transformadores de potencia para obtener una nueva tasa de fallas ajustada y consecutivamente calcular la probabilidad que será asignada a cada transformador

Por lo tanto, la tasa de fallas para transformadores de potencia será calculado mediante la siguiente expresión:

$$\lambda = FM * \frac{\text{Cantidad de Fallas}}{\text{Periodo de Tiempo en Años}} \quad (7)$$

Donde:

λ : Tasa de Fallas del Elemento

FM: Factor de Mantenimiento

En el caso de Líneas de Transmisión, la probabilidad de que ocurra una falla en dicha línea está directamente relacionada con su longitud, ya que mientras más larga es la línea tendrá una cantidad mucho mayor de posibles puntos de falla a lo largo de su recorrido. Por esto, la tasa de fallas para una línea de transmisión será expresada por unidad de longitud mediante la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{\text{Cantidad de Fallas}}{(\text{Periodo de Tiempo en Años}) * (\text{Longitud de la Línea en km})} \quad (8)$$

2.1.3.2. El Tiempo Medio Entre Fallas (*TMEF*)

Se le conoce como tiempo medio entre fallas de un determinado elemento a la inversa de la tasa de fallas de dicho elemento, es decir a la cantidad de años de los que se dispone de registros históricos completos entre la cantidad de fallas que tuvo dicho elemento dentro de ese lapso de tiempo.

$$TMEF = \frac{\text{Periodo de Tiempo en Años}}{\text{Cantidad de Fallas}} \quad (9)$$

2.1.3.3. Tiempo Medio de Reparación (*TMR*)

Se le conoce como tiempo medio de reparación de un determinado elemento al promedio aritmético del tiempo durante el cual el elemento permanece indisponible después de presentar una falla.

$$TMR = \frac{\text{Tiempo Total de Indisponibilidad}}{\text{Cantidad de Fallas}} \quad (10)$$

2.1.3.4. La Disponibilidad (*A*)

Se dice que un elemento está disponible cuando cumple con todas las condiciones necesarias para garantizar su correcto funcionamiento.

$$A = \frac{TMEF}{TMEF + TMR} \quad (11)$$

Donde:

A: Disponibilidad

TMEF: Tiempo Medio Entre Fallas

TMR: Tiempo Medio de Reparación

2.1.3.5. La Confiabilidad (R)

Aunque existen diversas definiciones de confiabilidad, una de las más aceptadas es la que la describe como la probabilidad de que un dispositivo cumpla su función correctamente durante el tiempo previsto bajo las condiciones operativas establecidas. (Billinton & Allan, 1992)

La confiabilidad del elemento no es sino un indicador que expresa cuán probable es que dicho elemento se encuentre disponible durante un periodo de tiempo en específico.

$$R = e^{-\lambda} \quad (12)$$

Donde:

R: Confiabilidad del elemento λ : Tasa de Fallas del elemento

La confiabilidad de un sistema depende directamente de la confiabilidad de cada elemento que compone el sistema y la relación topológica de todos los elementos, es decir, de cómo los elementos están interconectados entre sí.

2.1.3.6. La Probabilidad de Falla (P)

A mayor probabilidad, mayor riesgo; es decir, el riesgo está directamente relacionado a la probabilidad de ocurrencia de un evento perjudicial para el sistema eléctrico. La probabilidad que tiene una contingencia de presentarse en un sistema eléctrico se puede calcular en función de la tasa de fallas de los elementos involucrados en dicha contingencia.

Como, la probabilidad, por naturaleza, es un número positivo menor o igual a la unidad, necesitamos hacer uso de una normalización estadística, es decir, las cantidades absolutas de tasas de falla de todos los elementos del sistema eléctrico en análisis se deben convertir en otras cantidades relativas de acuerdo con una escala común o estándar que

permita compararlas entre sí de manera mucho más sencilla y eficaz. Para el presente análisis se optó tomar la definición de probabilidad como una función exponencial inversa cuyo rango esté entre 0 y 1.

“La probabilidad de que un elemento falle está definida como el complemento de la confiabilidad de dicho elemento, y a su vez la confiabilidad está definida por una función exponencial de la tasa de falla de cada elemento” (IEEE, 2007)

Por esto, podemos expresar la probabilidad como el complemento de la confiabilidad mediante la siguiente expresión:

$$P = 1 - R \quad (13)$$

Donde:

P: Probabilidad de que el elemento falle

R: Confiabilidad del elemento

Finalmente, obtendremos la fórmula de la probabilidad en función de la tasa de fallas que se muestra a continuación:

$$P_i = 1 - e^{-\lambda_i} \quad (14)$$

Donde:

P_i: Probabilidad de que el elemento i falle

λ_i: Tasa de Fallas del elemento i

2.1.3.7. El Impacto de la Contingencia (IC)

Para una empresa de distribución eléctrica, las consecuencias negativas pueden manifestarse en el deterioro de sus indicadores de calidad de suministro o confiabilidad. Entre los principales indicadores de confiabilidad en los sistemas de distribución y transmisión se encuentran: el Indicador de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI), el Número Equivalente de Interrupciones Relacionadas con la Capacidad Instalada (NIEPI), el Indicador de Duración Promedio de Interrupción del Sistema (SAIDI), el Tiempo Equivalente de Interrupción Relacionado con la Capacidad Instalada (TIEPI), los Cliente-Minutos Perdidos (CML), y el Indicador de Duración de Interrupción Promedio del Cliente (CAIDI), entre otros. (Cepin, 2011)

En el contexto peruano, uno de los indicadores clave para supervisar la calidad del suministro en las empresas de distribución eléctrica es el SAIFI (Frecuencia Promedio de las Interrupciones del Sistema). Este indicador, para una interrupción específica, se calcula dividiendo el número de clientes afectados por la interrupción entre el total de clientes del sistema. (Osinergrmin, 2004)

Además, para ser considerada una interrupción, la desconexión del suministro eléctrico debe tener una duración igual o mayor a tres minutos. (Osinergrmin, 2004)

Para efectos del presente estudio, es recomendable que el impacto sea también una cantidad estadísticamente normalizada por una función cuyo rango se encuentre entre 0 y 1, ya que de esta manera podrá ser analizado juntamente con la probabilidad en una misma escala numérica. Hemos visto que el impacto se puede representar en términos de Indicador de calidad de suministro (SAIFI) o como el Indicador de Desempeño expresado en cantidad de clientes. Por esto, y para considerar un único impacto global durante la evaluación del riesgo operacional, se medirá la severidad del impacto en términos del numerador del SAIFI (Clientes Afectados). No será necesario dividir la cantidad de clientes afectados entre la

cantidad total de clientes del sistema debido a que próximamente será normalizado en función del máximo valor obtenido en los resultados lo que causará que los denominadores se cancelen aritméticamente. Esto, hace al denominador del SAIFI totalmente prescindible para este análisis.

La cantidad de clientes afectados a considerarse para este análisis deberá incluir el peso adicional asignado a los clientes esenciales. Por consiguiente, se define el Numerador Ajustado del SAIFI de la siguiente manera:

$$Num\ Aj\ SAIFI_i = ((Caf_i - Ces_i) + 1000 * Ces_i) \quad (15)$$

Es decir:

$$Num\ Aj\ SAIFI_i = (Caf_i + 999 * Ces_i) \quad (16)$$

Donde:

Num Aj SAIFI_i: Numerador Ajustado del SAIFI de la contingencia i

Caf_i: Cantidad de clientes afectados en la contingencia i

Ces_i: Cantidad de clientes esenciales afectados en la contingencia i

Es preciso recordar que, el impacto también tomará en cuenta el Indicador de Desempeño de la contingencia como se muestra a continuación:

$$ID_i = (Ceq_i) \quad (17)$$

Donde:

ID_i: Índice de Desempeño de la contingencia i

Ceq_i: Cantidad de Clientes equivalente de la contingencia i

Ahora que ya se presentaron todos los conceptos de contingencias, calidad de suministro eléctrico y análisis de confiabilidad, se puede definir el Impacto de cada Contingencia como:

$$IC_i = ID_i + Num\ Aj\ SAIFI_i \quad (18)$$

Donde:

IC_i : Impacto de la contingencia i

ID_i : Índice de Desempeño de la contingencia i

$Num\ Aj\ SAIFI_i$: Numerador Ajustado del SAIFI de la contingencia i

O también:

$$IC_i = (Ceq_i + Caf_i + 999 * Ces_i) \quad (19)$$

Donde:

IC_i : Impacto de la contingencia i

Ceq_i : Cantidad de clientes equivalente de la contingencia i

Caf_i : Cantidad de clientes afectados en la contingencia i

Ces_i : Cantidad de clientes esenciales afectados en la contingencia i

2.1.3.8. Simulación en Software de Flujo de Potencia

Una vez definidas la probabilidad y el impacto, es posible simular contingencias en un software de flujo de potencia aplicando el criterio de confiabilidad n-1. Este criterio, utilizado en la planificación de sistemas de transmisión, establece que la pérdida de cualquier elemento individual en el sistema de potencia no debe comprometer el suministro de energía eléctrica. (Cepin, 2011)

Los diagramas unifilares y datos topológicos de las instalaciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (Osinergmin, 2021) son de acceso público y se encuentran disponibles para el modelado en el software de flujo de potencia.

El lenguaje de programación DPL de DIGSILENT ofrece una interfaz para automatizar tareas en PowerFactory. Utilizando un lenguaje de programación sencillo y un editor integrado, los usuarios pueden definir comandos de automatización (scripts) para realizar cálculos iterativos o repetitivos en redes eléctricas y procesar los resultados. Además de DPL, también es posible emplear el lenguaje Python para escribir scripts que se ejecuten en PowerFactory. Estos scripts deben escribirse en un editor externo y luego vincularse al comando de Python (ComPython) dentro de PowerFactory. (DigSILENT gmbh, 2018)

2.1.3.9. El Riesgo Operacional (*IRO*)

El análisis de riesgo se fundamenta en dos dimensiones clave: la probabilidad de que ocurra un evento no deseado y la severidad de sus consecuencias, lo que se denomina Impacto. Estas dimensiones son esenciales para evaluar el riesgo en cualquier estudio. (Hokstad, Utne, & Vatn, 2012)

El riesgo se define como la combinación entre la probabilidad de que ocurra un accidente y las consecuencias negativas que resultan de él. Además, el término "riesgo" suele aplicarse específicamente a eventos aleatorios que generan efectos adversos, particularmente aquellos que afectan la vida humana y el medio ambiente. (Cepin, 2011)

Como ya se había presentado anteriormente, el riesgo operacional es representado por las 2 dimensiones presentadas como Probabilidad e Impacto de cada una de las contingencias evaluadas. Estas dos dimensiones son complementarias, es decir que, si un evento tiene una probabilidad muy remota de ocurrencia o que sea prácticamente imposible, este no representa

un riesgo importante, así el impacto que pueda generar sea significativo. Y viceversa, si un evento tiene una alta probabilidad de ocurrencia, pero no causa ningún impacto significativo, este evento tampoco representa un riesgo importante.

Se define numéricamente el riesgo como el promedio geométrico de la Probabilidad y el Impacto por tratarse de 2 dimensiones normalizadas en “por unidad”. Es decir, que expresan un valor relativo respecto a una cantidad absoluta calculada previamente.

Debido a esto, se define el Indicador de Riesgo Operacional con la siguiente expresión:

$$IRO_i = \sqrt{IC_i \times P_i} \quad (20)$$

Donde:

IRO_i : Índice de Riesgo Operacional de la Contingencia i

IC_i : Impacto de la Contingencia i

P_i : Probabilidad de Ocurrencia de la Contingencia i

2.1.3.10. Métodos de Clusterización

Después de obtener los resultados del software de flujo de potencia, se procede a agrupar estos resultados utilizando el algoritmo k-means. Este algoritmo divide una base de datos en grupos predefinidos e implica definir un centroide para cada grupo. A continuación, se asigna cada punto de datos al grupo cuyo centroide esté más cercano, se recalculan los centroides de cada grupo y se redistribuyen los puntos de datos según el centroide más cercano. Finalmente, se realizan las iteraciones necesarias hasta que no se produzcan cambios en la asignación de los grupos. (Pascual, Pla, & Sanchez, 2007)

2.1.3.11. Mejora de la Calidad del Servicio Eléctrico

Las prácticas de operación y mantenimiento son esenciales para asegurar la confiabilidad del diseño del sistema. Una puesta en servicio adecuada garantiza que los sistemas de control y protección funcionen como se espera. Además, el mantenimiento preventivo puede disminuir las tasas de fallas, y un nivel adecuado de repuestos puede minimizar los tiempos de reparación en caso de fallas. Políticas, procedimientos, documentación y capacitación efectivos del personal ayudan a reducir las interrupciones causadas por errores humanos y mejoran el tiempo de respuesta del operador ante fallas. (IEEE, 2016)

2.2. Marco Conceptual

- a) **Subestación Eléctrica.** Es el lugar físico en el cual se encuentran los Transformadores, Barras, los extremos de las Líneas de Transmisión y el resto de infraestructura indispensable para el correcto funcionamiento de estos elementos eléctricos.
- b) **Sistema Eléctrico.** Conjunto de Subestaciones Eléctricas, Líneas de Transmisión e infraestructura indispensable para suministrar energía a las Cargas.
- c) **Escenario de Operación.** Es una configuración de elementos eléctricos interconectados que define un parámetro de operación característico como la Tensión en Barra, y el Porcentaje de Carga en Transformador y en Línea.
- d) **Escenario de Operación Normal.** Es aquel Escenario de Operación predefinido como tal por el operador de un Sistema Eléctrico, o en su defecto, es el Escenario de Operación más frecuente en el que funciona correctamente el Sistema Eléctrico.
- e) **Contingencia.** Se presenta cuando un Sistema Eléctrico opera en una situación anormal o en un escenario de operación distinto al Escenario de Operación

Normal debido a una desconexión súbita o una indisponibilidad prevista de algún elemento eléctrico del sistema.

- f) **Probabilidad.** Cálculo matemático que evalúa la posibilidad de que se presente una Contingencia en un Sistema eléctrico.
- g) **Índice de Desempeño.** Cálculo matemático que evalúa cuán diferente es un Escenario de Operación del Escenario de Operación Normal basado en los parámetros de operación de los elementos eléctricos.
- h) **Continuidad del Servicio Eléctrico.** Dícese del grado en el que un Sistema Eléctrico logra un suministro ininterrumpido de energía hacia las Cargas del Sistema Eléctrico.
- i) **Confiabilidad.** Bajo el enfoque de una empresa de Distribución Eléctrica, la Confiabilidad es la medida en la que un Sistema Eléctrico de distribución asegura la Continuidad del Servicio Eléctrico. La confiabilidad es medida mediante los Indicadores de Calidad del Servicio como el SAIFI y SAIDI ya descritos en el presente trabajo.
- j) **Impacto.** Es el grado de deterioro de la Confiabilidad de un Sistema Eléctrico causado por la aparición de una Contingencia y se expresa como la combinación entre el Índice de Desempeño y la variación de un Indicador de Calidad de Servicio determinando causados por dicha Contingencia.
- k) **Riesgo Operacional.** Es la combinación de la probabilidad de que un elemento eléctrico falle, el impacto negativo que pueda producir sobre los parámetros de operación normal de los elementos adyacentes y el grado de afectación a la calidad de suministro del sistema eléctrico que este evento pueda causar.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DEL TRABAJO

3.1. Unidad de Análisis

El sistema eléctrico de alta tensión ubicado en el norte de Lima es la unidad de análisis, ver anexo 1, que abarca los distritos mostrados en la tabla 2:

Tabla 2:

Distritos en los que se encuentra el sistema eléctrico de alta tensión

Ancón
Bellavista
Breña
Callao
Carabaylo
Carmen de la Legua
Comas
El Agustino
Jesús María
La Perla
La Punta
Lima Cercado
Los Olivos
Magdalena del Mar
Pueblo Libre
Puente Piedra
San Juan de Lurigancho
San Martín de Porres
San Miguel
Ventanilla

Fuente: Elaboración propia

3.2. Representación del sistema eléctrico de alta tensión en su estado de operación normal en el software de flujo de potencia

3.2.1. Identificación de los elementos del sistema eléctrico

El sistema eléctrico de alta tensión en estudio está compuesto por 8 Subestaciones AT/AT, 33 Subestaciones AT/MT y por las líneas de transmisión que interconectan estas subestaciones. Dentro de cada subestación podemos observar también elementos a considerar en forma particular en este estudio, estos son las barras AT y MT, y los transformadores de potencia AT/AT y AT/MT. Contando Líneas, Barras y Transformadores forman en total 325 elementos los cuales se clasifican como se muestra a continuación:

Tabla 3

Cantidad de Elementos del Sistema Eléctrico

Tipo de Elemento	Cantidad
Barra de Alta Tensión (60 kV)	71
Barra de Media Tensión (10 kV)	76
Barra de Muy Alta Tensión (220 kV)	10
Línea de Alta o Muy Alta Tensión (60 kV o 220 kV)	76
Transformador de Potencia 220 kV / 60 kV	16
Transformador de Potencia 60 kV / 10 kV	74
Cantidad de Elementos	323

Fuente: Elaboración Propia

Para identificar los riesgos críticos se procederá a simular las contingencias causadas por la desconexión súbita de cada uno de estos elementos, considerando también la probabilidad de que esto suceda.

3.2.2. Nomenclatura estándar de los elementos eléctricos

Para asegurar una gestión efectiva de la información técnica de la infraestructura eléctrica es recomendable definir criterios estándares de nomenclatura para identificar de forma rápida a

cada uno de los elementos. Las Subestaciones de Transmisión se reconocen por un código específico de una o 2 letras que en la mayoría guardan relación con las primeras últimas letras del nombre completo con excepción de Santa Marina, Santa Rosa Antigua y Zapallal cuyos códigos fueron definidos por el responsable de turno con un criterio diferente.

A continuación, se presenta la lista de subestaciones de transmisión con su respectivo código:

Tabla 4

Códigos de Subestaciones de Transmisión

NOMBRE	CÓDIGO
ANCON	N
BARSI	K
CANTO GRANDE	CG
CAUDIVILLA	CV
CHANCAY	CY
CHAVARRIA	CH
CHILLON	CN
COMAS	CS
FILADELFIA	FA
HUANDOY	HY
HUARAL	HL
HUARANGAL	NZ
INDUSTRIAL	ID
INFANTAS	I
IZAGUIRRE	IE
JICAMARCA	J
LOMERA	LM
MALVINAS	MS
MARANGA	MA
MARIATEGUI	MI
MIRADOR	MR
MIRONES	M
NARANJAL	NJ
OQUENDO	O
PANDO	PA
PERSHING	Q
PUENTE PIEDRA	PP
SANTA MARINA	F
SANTA ROSA ANTIGUA	P
SANTA ROSA NUEVA	SR
TACNA	T
TOMAS VALLE	TV
UNI	U
VENTANILLA	V

NOMBRE	CÓDIGO
ZAPALLAL	W
ZARATE	Z

Fuente: Empresa distribuidora del norte de Lima

Los criterios estándares de nomenclatura para los elementos eléctricos son los siguientes:

- a) Las líneas de transmisión serán denominadas según el siguiente formato “L-XXXX” donde “XXXX” debe ser reemplazado por el código numérico de la línea según el diagrama unifilar del Sistema Interconectado Nacional.
- b) Los transformadores AT/MT serán denominados según el formato “SS TRX” donde “SS” debe ser reemplazado por el código de la subestación de transmisión a la cual pertenece y “X” debe ser reemplazada por el número correlativo de transformador correspondiente.
- c) Los transformadores AT/AT serán denominados según el formato “SS TRX V1/V2” donde “SS” debe ser reemplazado por el código de la subestación de transmisión a la cual pertenece, “X” debe ser reemplazada por el número correlativo de transformador correspondiente y, “V1” y “V2” deben ser reemplazados por los niveles de tensión de los devanados principal y secundario del transformador en kV.
- d) Las barras, en configuración de simple barra, serán denominadas según el siguiente formato “SS BX V” donde “SS” debe ser reemplazado por el código de la subestación de alta tensión a la cual pertenece, “X” será reemplazada por el número correlativo de la barra correspondiente y “V” debe ser reemplazada por la tensión nominal de la barra en kV.
- e) Las barras, en configuración de doble barra, serán denominadas según el siguiente formato “SS BX V” donde “SS” debe ser reemplazado por el código de la subestación de alta tensión a la cual pertenece, “X” será reemplazada por la primera letra del color

representativo de la barra, sea “N” para “Barra Negra” y “B” para “Barra Blanca”, y finalmente, “V” debe ser reemplazada por la tensión nominal de la barra en kV.

3.2.3. 1. Representación del sistema eléctrico en el software de flujo de potencia

El presente estudio se ha realizado sobre la base de datos del Sistema Interconectado Nacional publicada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) en formato “. pfd” preparado para el software “PowerFactory 2018”.

En esta base de datos, se verificaron los parámetros eléctricos de líneas y transformadores, asimismo se dibujaron los transformadores AT/MT con sus respectivas barras de 20 y 10 kV según corresponda, ya que la base de datos del COES solo contempla los elementos eléctricos hasta las barras de 60 kV.

También, se plasmó el estado de operación normal del sistema. Es decir, se verificó que el estado de los interruptores y acoplamientos de barra se encuentren en el software tal como se encuentra en la realidad. Luego, antes de proceder con las simulaciones de contingencias se ingresaron los datos de máxima demanda simultánea, en las cargas conectadas en las barras de MT y AT. Con “máxima demanda simultánea” se quiere decir que se debe identificar la demanda instantánea de cada una de las cargas a la hora de máxima demanda del sistema.

Estos datos de demanda se obtuvieron a partir del registro de mediciones de la empresa distribuidora. Una vez ingresada toda la información técnica que el software requiere, se realiza el análisis de contingencias.

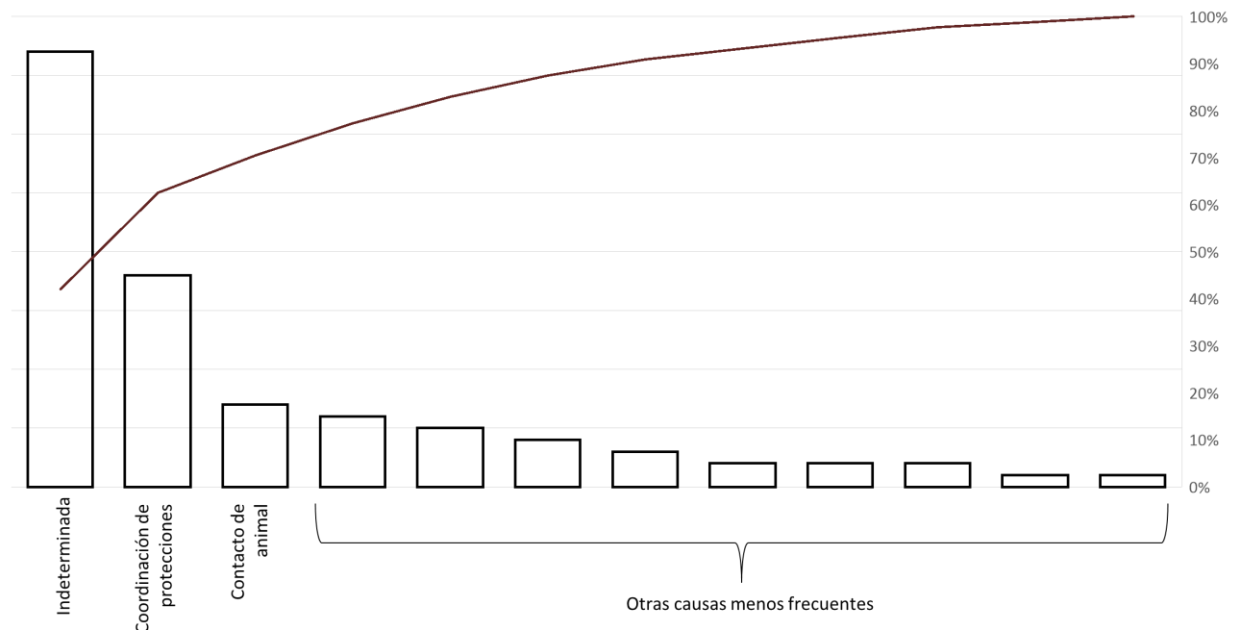
3.3. Análisis de la estadística y cálculo de las tasas de falla

La información histórica de un poco más de 7 años de fallas del sistema eléctrico en estudio ha sido provista por la empresa distribuidora del norte de Lima. Esta información incluye la causa de las fallas, lo cual es de vital importancia, ya que esto permite definir las causas de falla que se desean incluir en la simulación y, además, conocer qué tan repetitivas son las causas de falla en los distintos elementos para tomar medidas específicas.

Para fines del presente trabajo, se han incluido todas las causas de falla, tanto de responsabilidad propia como de responsabilidad de terceros, ya que de esta manera se está representando la probabilidad real de que dicho elemento falle. Cabe mencionar que, únicamente se están incluyendo las desconexiones imprevistas debidas a falla, no se incluyen en el análisis aquellas desconexiones programadas o realizadas premeditadamente por el centro de control por fines operativos. A continuación, se presentan las estadísticas de falla de los tres elementos que se analizarán en el presente estudio: líneas barras y transformadores.

Ilustración 3

Pareto de fallas en Líneas de Transmisión del sistema eléctrico de alta tensión de la zona norte de Lima entre los años 2012 y 2020



Fuente: Información estadística provista por la empresa distribuidora del norte de Lima. Revisión y representación gráfica realizadas por el autor

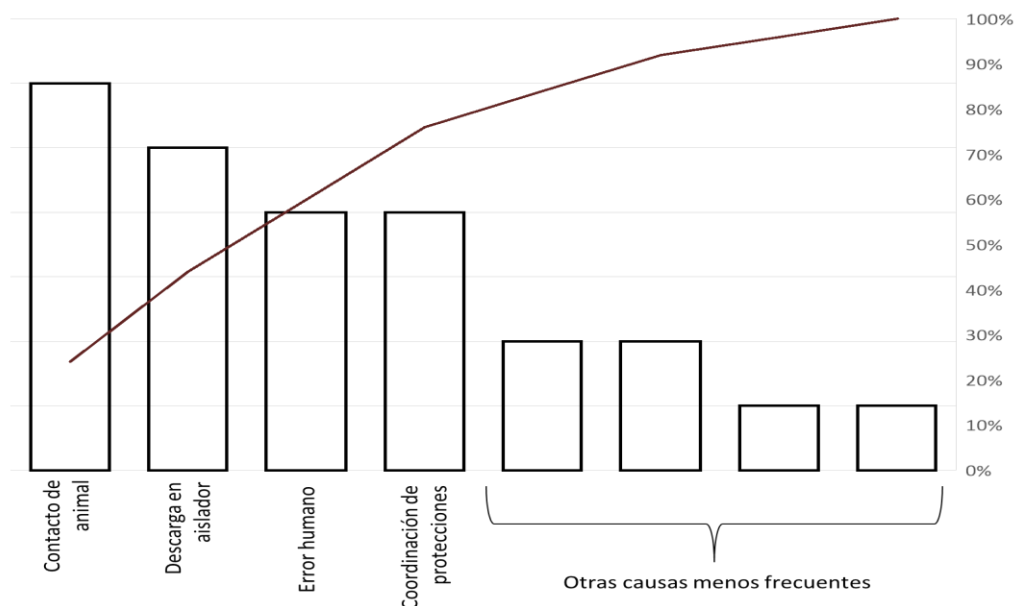
En la ilustración 3 se puede observar que las principales causas de fallas en líneas de transmisión son:

- a) Causa Indeterminada que representa aproximadamente el 42%
- b) Error de coordinación de protecciones que representa aproximadamente el 21%
- c) Contacto de animal que representa aproximadamente el 9%

Estas 3 causas de falla, juntas representan cerca del 70% de fallas generadas en líneas de transmisión, por lo que si ponemos atención sobre las mismas podremos disminuir significativamente la tasa de fallas y por ende la probabilidad de ocurrencia de estas en el corto plazo.

Ilustración 4

Pareto de fallas en Barras del sistema eléctrico de alta tensión de la zona norte de Lima entre los años 2012 y 2020



Fuente: Información estadística provista por la empresa distribuidora del norte de Lima. Revisión y representación gráfica realizadas por el autor

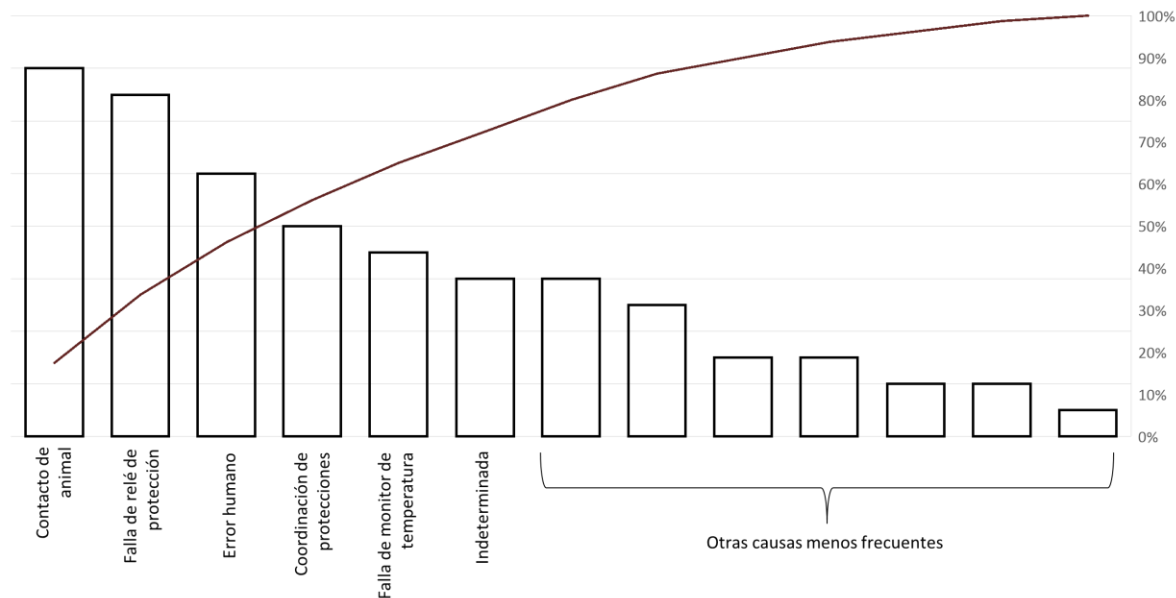
En la ilustración 4 se puede observar que las principales causas de fallas en barras del sistema eléctrico son:

- a) Contacto de animal que representa aproximadamente el 24%
- b) Descarga en aislador que representa aproximadamente el 20%
- c) Error humano (operación en campo, instalación) que representa aproximadamente el 16%
- d) Coordinación de protecciones que representa aproximadamente el 16%

Estas 4 causas de falla, juntas representan cerca del 76% de fallas generadas en barras, por lo que si ponemos atención sobre las mismas podremos disminuir significativamente la tasa de fallas y por ende la probabilidad de ocurrencia de estas en el corto plazo.

Ilustración 5

Pareto de fallas en Transformadores del sistema eléctrico de alta tensión de la zona norte de Lima entre los años 2012 y 2020



Fuente: Información estadística provista por la empresa distribuidora del norte de Lima. Revisión y representación gráfica realizadas por el autor

En la ilustración 5 se puede observar que las principales causas de fallas en transformadores del sistema eléctrico son:

- a) Contacto de animal que representa aproximadamente el 18%
- b) Falla de relé de protección que representa aproximadamente el 16%
- c) Error humano (operación en campo, instalación) que representa aproximadamente el 13%
- d) Coordinación de protecciones que representa aproximadamente el 10%
- e) Falla de monitor de temperatura que representa el 9%
- f) Causa indeterminada que representa el 8%

Estas 4 causas de falla, juntas representan cerca del 73% de fallas generadas en transformadores, por lo que si ponemos atención sobre las mismas podremos disminuir

significativamente la tasa de fallas y por ende la probabilidad de ocurrencia de estas en el corto plazo.

Una vez recolectada y revisada la estadística de fallas, se realizó el cálculo de su tasa de falla (λ), colocando en una hoja de cálculo las fórmulas (6), (7) y (8) correspondientes a cada elemento, presentadas en el marco teórico, para luego ingresar este parámetro como dato de entrada en el módulo de confiabilidad del software de simulación de flujo de potencia.

3.4. Simulación de todas las contingencias (n-1) posibles

3.4.1. Procedimiento para el Análisis de Confiabilidad

Primeramente, se realizó la simulación de flujo de potencia en operación normal verificando que los resultados de corrientes en líneas y transformadores, y tensiones en barras se encuentren iguales o muy cercanos a los parámetros medidos en el sistema real en la hora de la máxima demanda del sistema. De esta manera se asegura que el comportamiento ante las contingencias también se asemeje lo máximo posible a lo que sucedería en el sistema real. En esta primera simulación en estado de operación normal se obtienen las tensiones de operación que se toman como referencia para el cálculo de tensión en “por unidad” de las barras del sistema.

Luego, se procede con las simulaciones de todas las contingencias N-1 posibles en el sistema eléctrico. Esto quiere decir, desconectar cada elemento eléctrico y seguidamente ejecutar una simulación de flujo de potencia para calcular la cantidad de clientes desconectados y así mismo el Indicador de Desempeño de cada contingencia.

Ya que el sistema eléctrico está formado por 325 elementos eléctricos, también se realizaron 325 simulaciones de contingencias y se recopilaron todos los resultados de flujo de potencia y confiabilidad en hojas de cálculo.

3.4.2. Simulación automática de las contingencias y ejecución de Flujo de Potencia

Realizar las simulaciones de una gran cantidad de casos en PowerFactory 2018 demandaría de mucho tiempo y operaciones si se hacen manualmente mediante la interfaz del software. Existen algunas opciones para automatizar las simulaciones a realizar en el software, mediante “DPL” que es el lenguaje de programación propio que utiliza el software PowerFactory o mediante la ejecución de un script de Python. Esta última opción fue la que se aplicó para realizar las 325 simulaciones para el presente estudio.

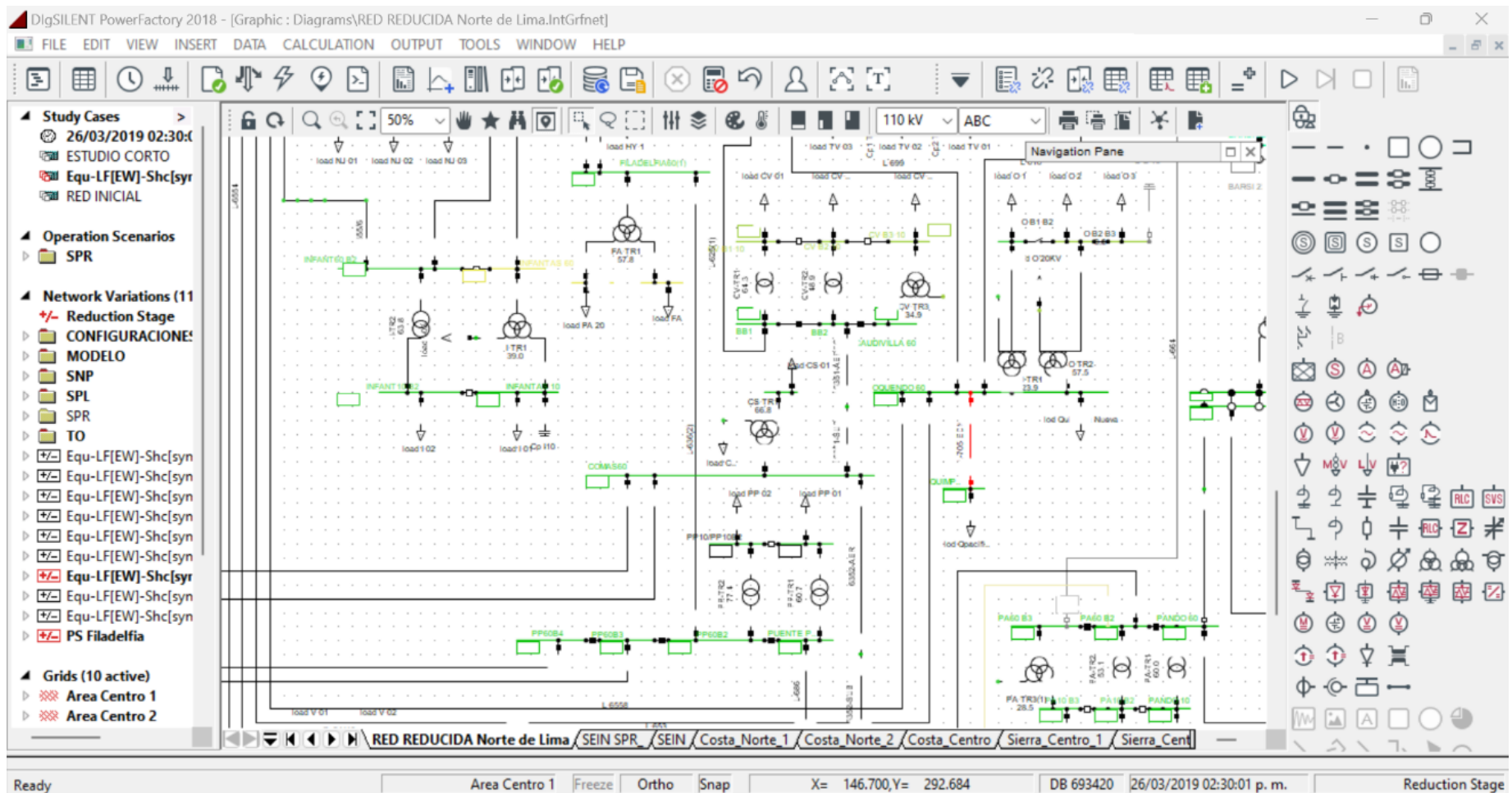
Para esto, se debe ordenar la información de todos los elementos eléctricos del sistema en un archivo de entrada en formato “.csv” y mediante las líneas de código leer el archivo, ingresar los datos al software, desconectar el primer elemento del archivo de entrada, simular flujo de potencia y copiar los resultados de flujo de potencia y confiabilidad en otro archivo de salida en formato “.csv”. Esto se repite a través de una función bucle para que realice los mismos pasos para todos los elementos presentes en el archivo de entrada.

Una vez que el script se ejecuta de manera exitosa, se tienen en el archivo de salida todos los resultados de confiabilidad y flujo de potencia para todas las contingencias.

En la ilustración 6, se presenta una captura de la simulación del software PowerFactory en la que se observa el flujo de potencia ejecutado para el escenario de operación normal.

Ilustración 6

Simulación de flujo de potencia en operación normal

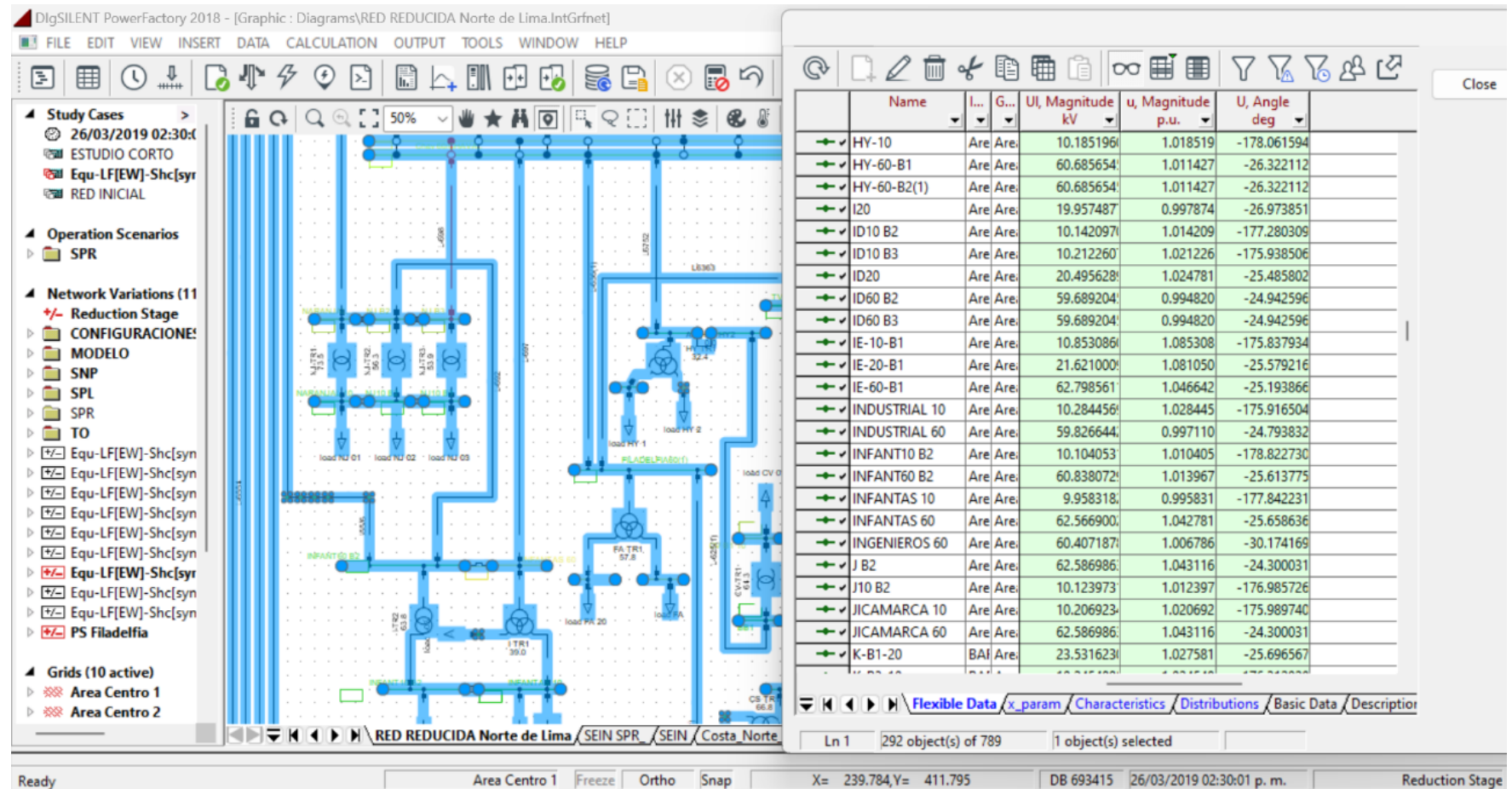


Fuente: Base de datos descargada del COES. Revisión, incrementos y simulación realizadas por el autor

En la ilustración 7, se presenta una captura de la simulación del software PowerFactory en la que se observa los resultados, para algunas barras del sistema, del flujo de potencia ejecutado para el escenario de operación normal.

Ilustración 7

Resultados de simulación de flujo de potencia en barras en operación normal

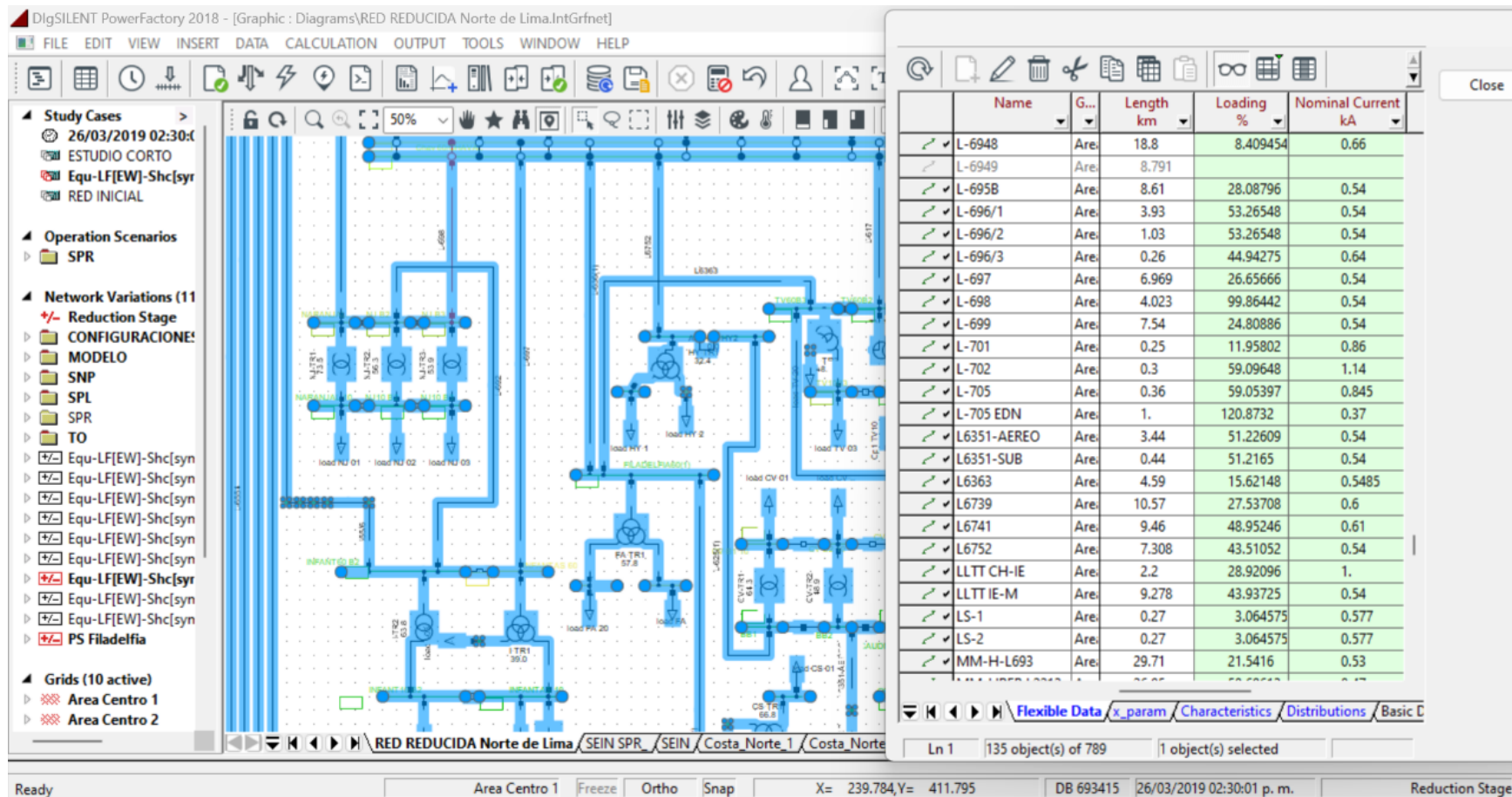


Fuente: Base de datos descargada del COES. Revisión, incrementos y simulación realizadas por el autor

En la ilustración 8, se presenta una captura de la simulación del software PowerFactory en la que se observa los resultados para, algunas líneas de transmisión del sistema, del flujo de potencia ejecutado para el escenario de operación normal.

Ilustración 8

Resultados de simulación de flujo de potencia en líneas de transmisión en operación normal

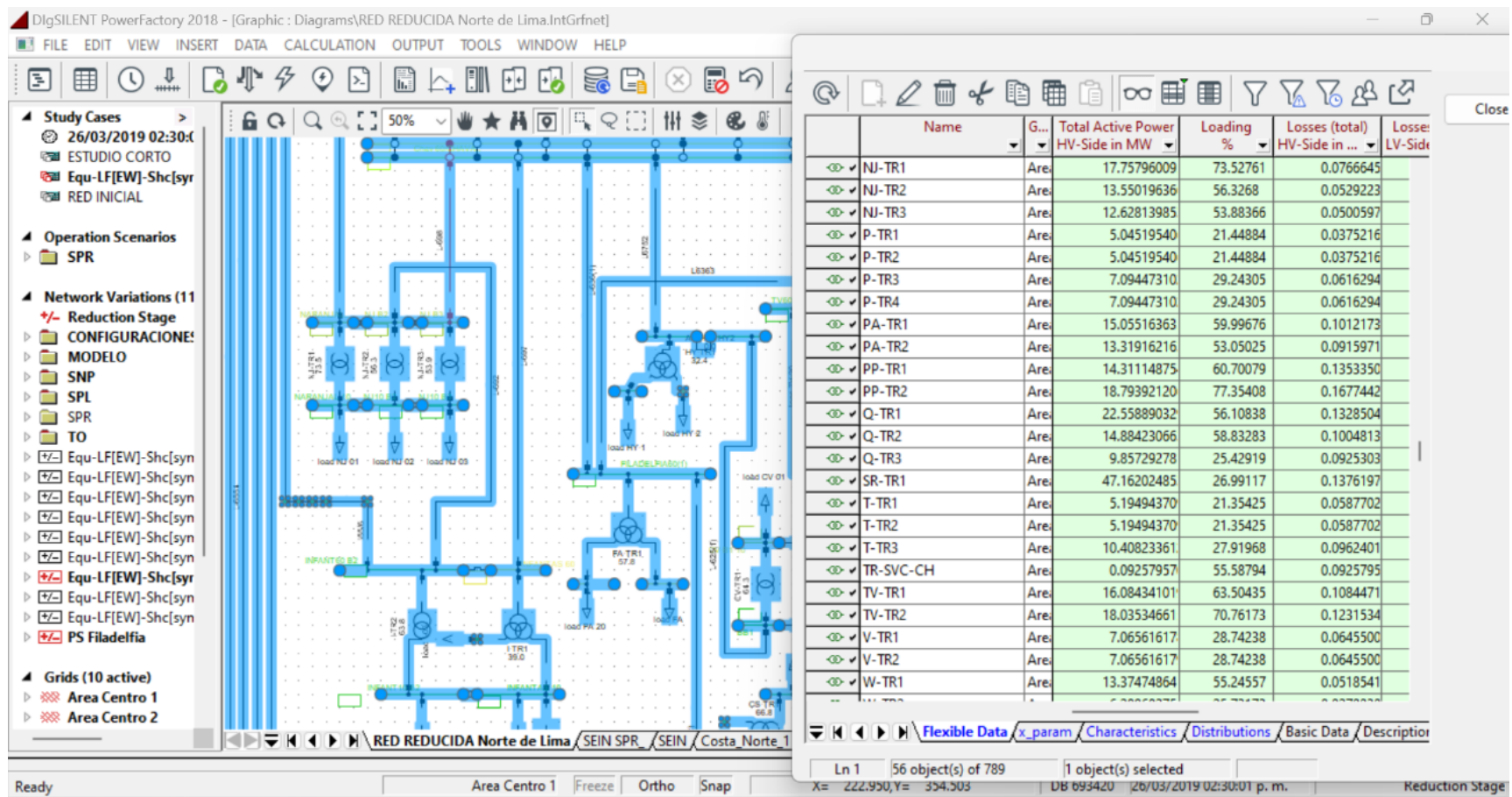


Fuente: Base de datos descargada del COES. Revisión, incrementos y simulación realizadas por el autor

En la ilustración 9, se presenta una captura de la simulación del software PowerFactory en la que se observa los resultados, para algunos transformadores de dos devanados del sistema, del flujo de potencia ejecutado para el escenario de operación normal.

Ilustración 9

Resultados de simulación de flujo de potencia en transformadores de dos devanados en operación normal

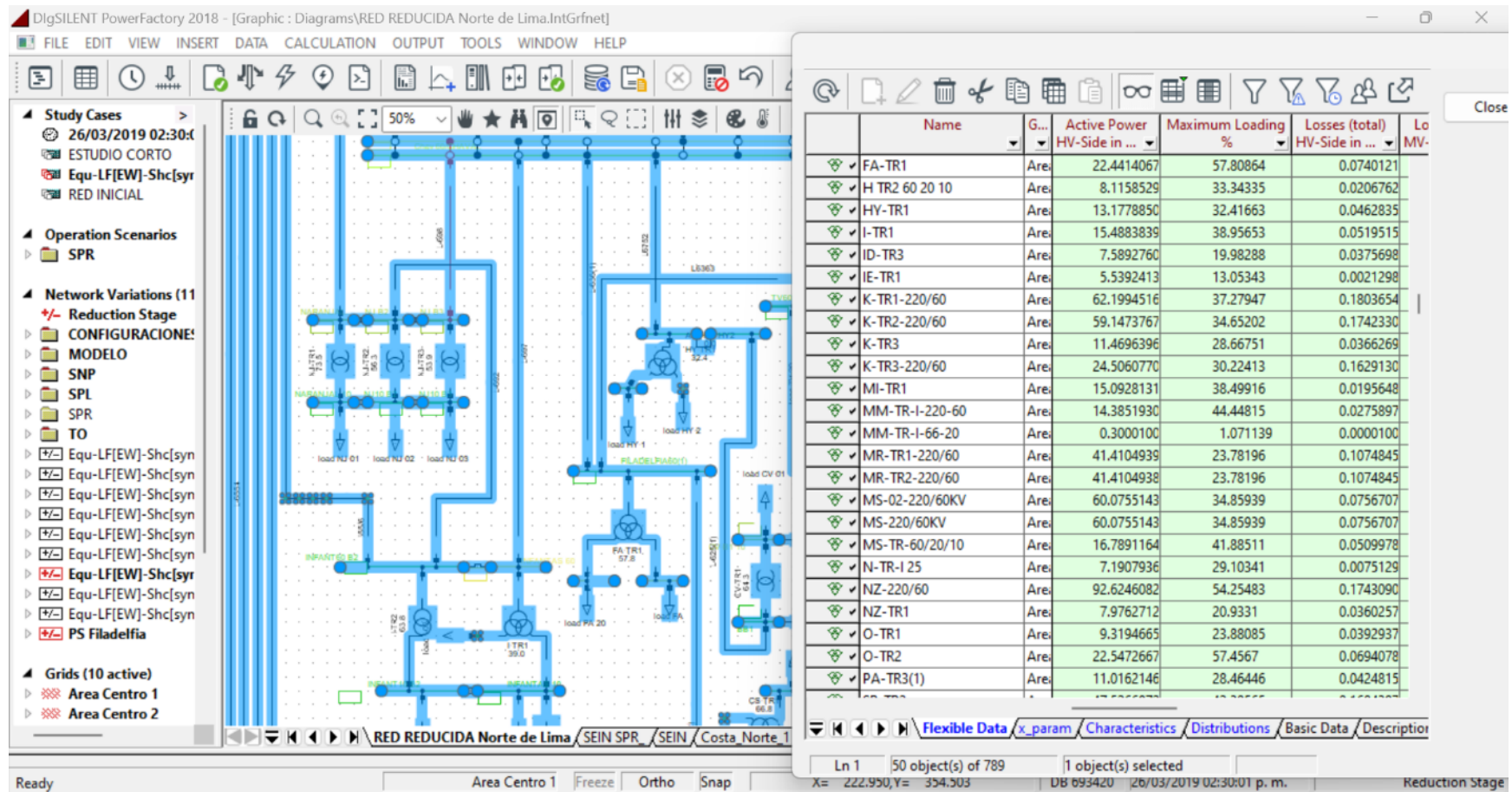


Fuente: Base de datos descargada del COES. Revisión, incrementos y simulación realizadas por el autor

En la ilustración 10, se presenta una captura de la simulación del software PowerFactory en la que se observa los resultados, para algunos transformadores de tres devanados del sistema, del flujo de potencia ejecutado para el escenario de operación normal.

Ilustración 10

Resultados de simulación de flujo de potencia en transformadores de tres devanados en operación normal

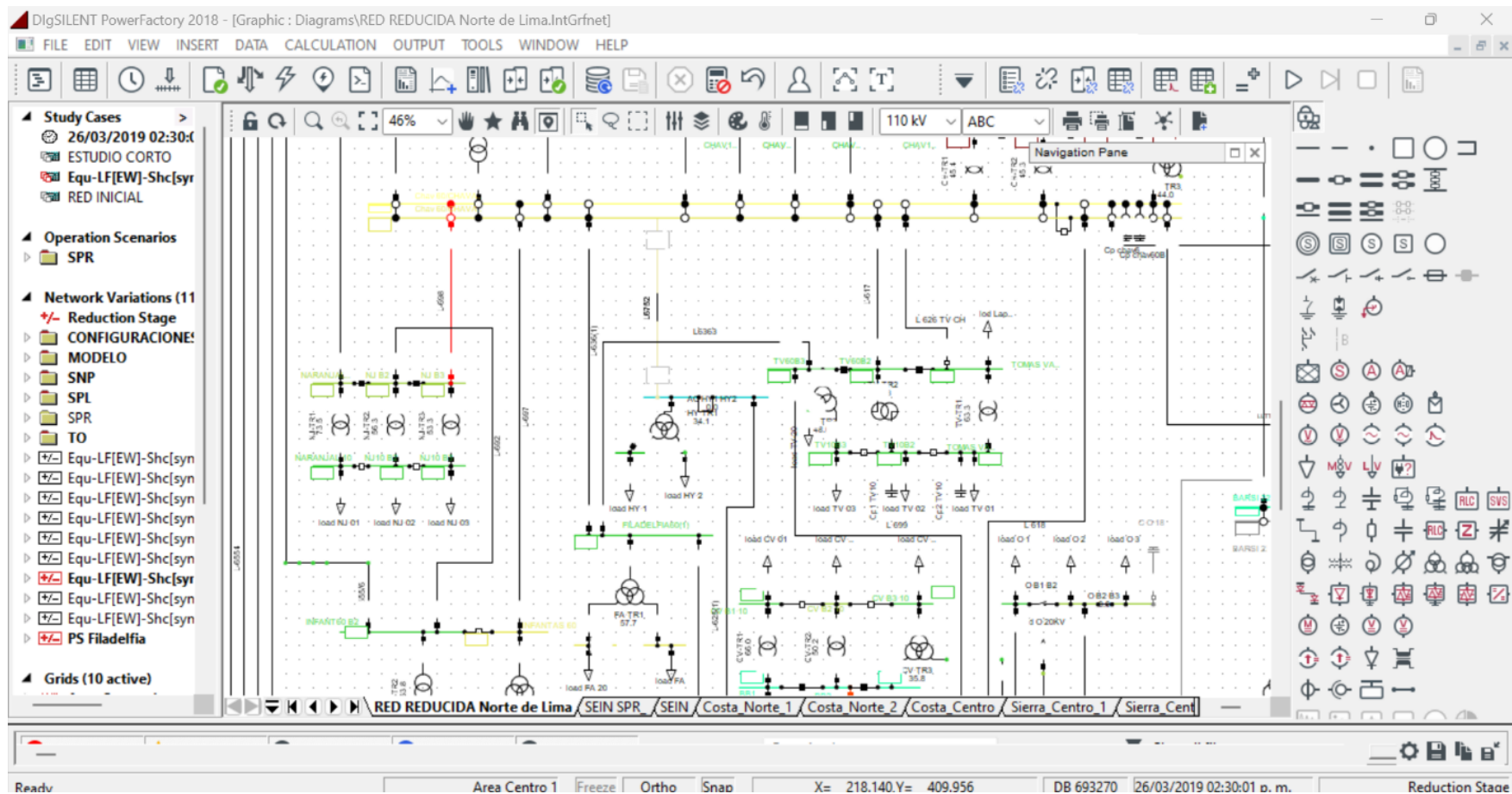


Fuente: Base de datos descargada del COES. Revisión, incrementos y simulación realizadas por el autor

En la ilustración 11, se presenta una captura de la simulación del software PowerFactory en la que se observa el flujo de potencia ejecutado para un escenario de contingencia.

Ilustración 11

Flujo de potencia en contingencia

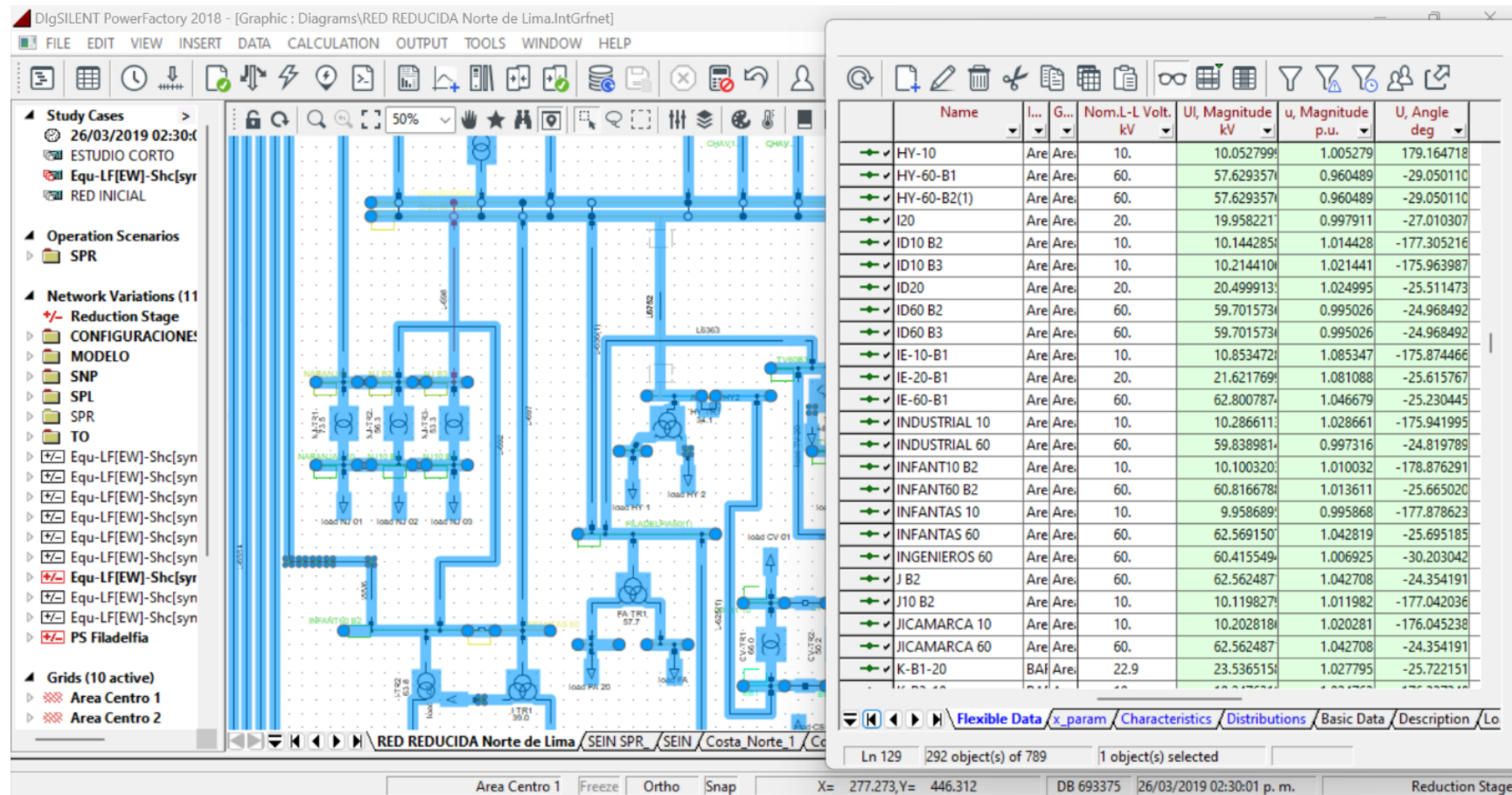


Fuente: Base de datos descargada del COES. Revisión, incrementos y simulación realizadas por el autor

En la ilustración 12, se presenta una captura de la simulación del software PowerFactory en la que se observa los resultados, para algunas barras del sistema, del flujo de potencia ejecutado para un escenario de contingencia.

Ilustración 12

Resultado del flujo de potencia de barras en escenario de contingencia

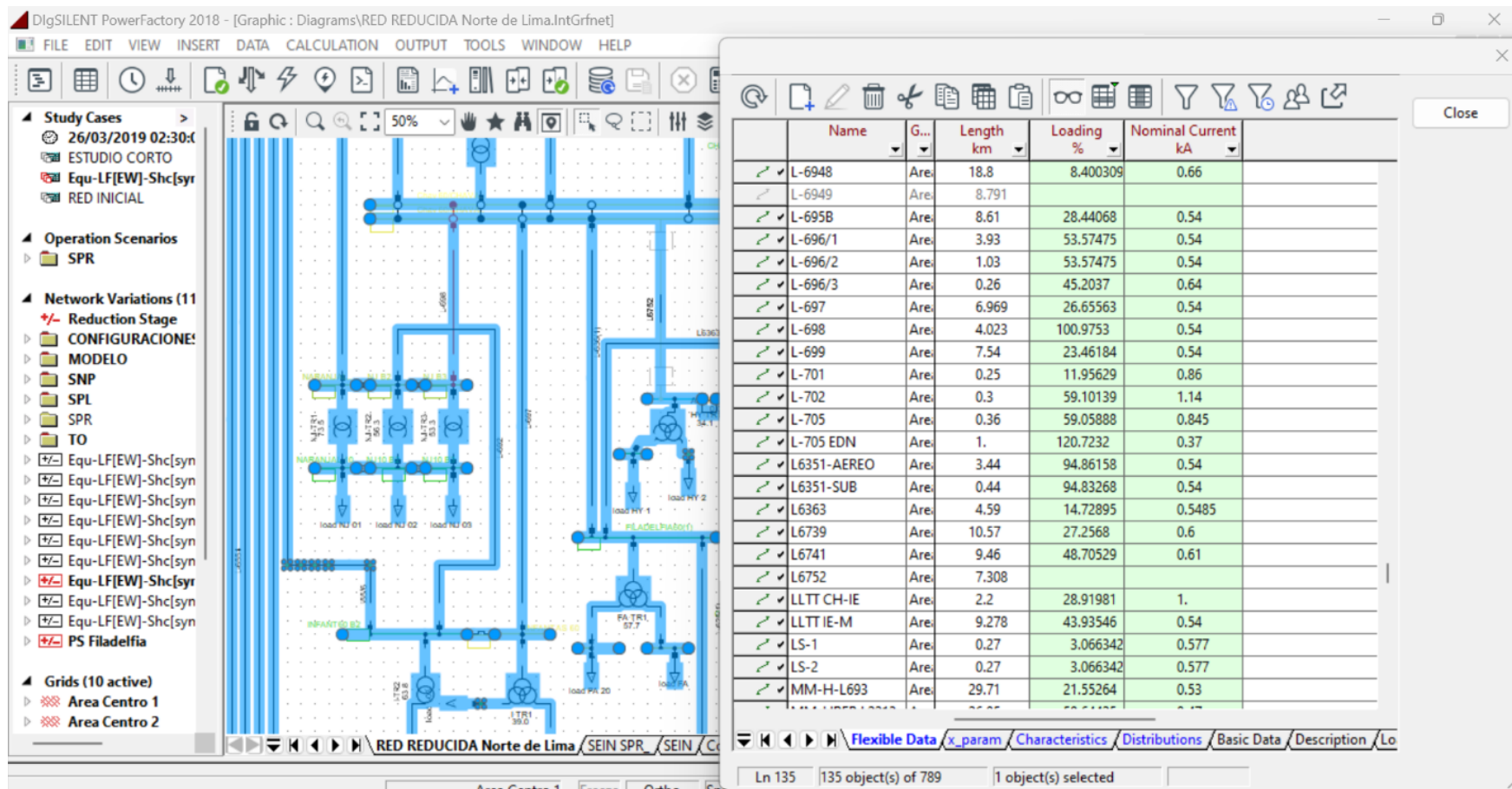


Fuente: Base de datos descargada del COES. Revisión, incrementos y simulación realizadas por el autor

En la ilustración 13, se presenta una captura de la simulación del software PowerFactory en la que se observa los resultados, para algunas líneas de transmisión del sistema, del flujo de potencia ejecutado para el escenario de operación normal.

Ilustración 13

Resultado del flujo de potencia de líneas de transmisión en escenario de contingencia



Fuente: Base de datos descargada del COES. Revisión, incrementos y simulación realizadas por el autor

3.5. Clasificación de resultados e identificación de las contingencias críticas

3.5.1. Normalización de probabilidad e impacto

La probabilidad de falla calculada se asigna como la probabilidad de ocurrencia de la contingencia en la que el elemento en cuestión es desconectado. Esta probabilidad debe ser normalizada, para esto, la probabilidad de cada contingencia se divide entre la probabilidad máxima, con el objetivo que la probabilidad máxima tome el valor de 1 y todas las demás probabilidades se representen respecto a esta en un rango de entre 0 y 1.

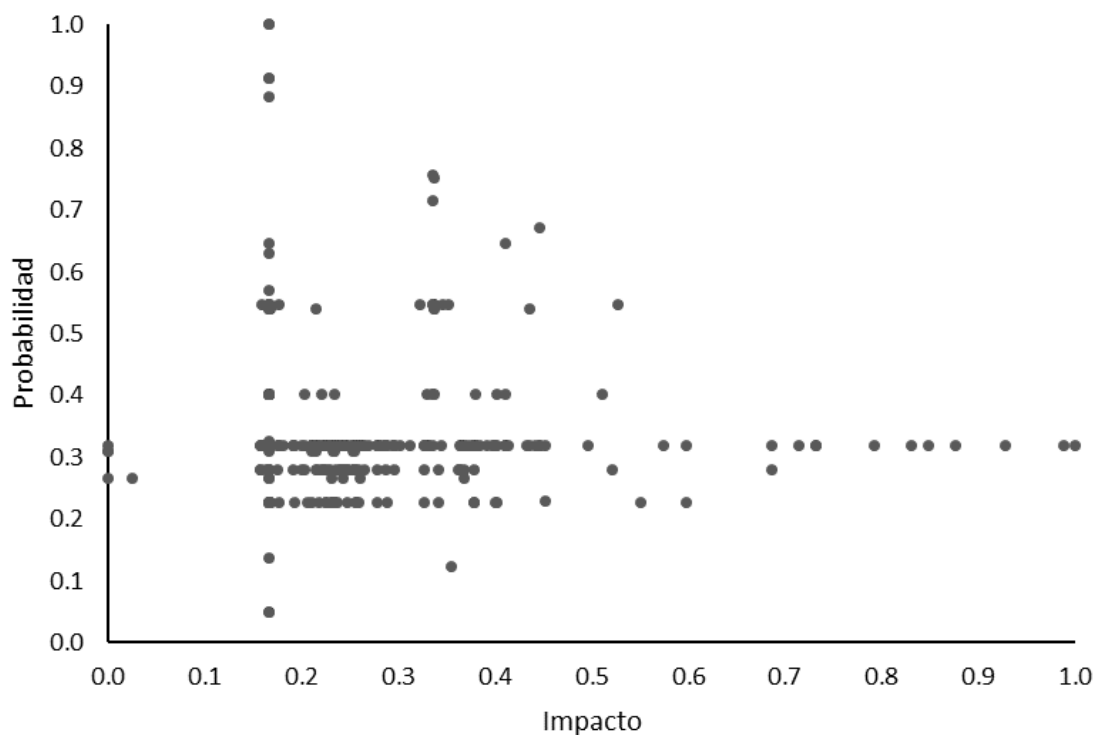
El impacto de cada contingencia presente en el archivo de salida también debe ser normalizado de manera similar a la probabilidad. Para esto, se divide cada impacto entre el máximo impacto de entre todas las contingencias para que se encuentren en un rango de entre 0 y 1 donde el impacto máximo tome el valor de 1.

Una vez calculados los valores de probabilidad e impacto normalizados para cada contingencia simuladas, estas se representan de forma gráfica en un plano cartesiano formado por los ejes de Probabilidad vs Impacto y se ubican todos los casos de contingencias considerando la probabilidad de falla del elemento desconectado en la contingencia correspondiente y su impacto calculado en el análisis de confiabilidad.

En la ilustración 14, se puede observar la distribución de todas las contingencias en el plano cartesiano de Probabilidad vs Impacto:

Ilustración 14

Distribución gráfica de las contingencias en el plano Probabilidad vs Impacto



Fuente: Elaboración Propia

3.5.2. Definición de Clústeres Mediante el Algoritmo “k-means”

Para evidenciar otros riesgos importantes es necesario recurrir a la clusterización o agrupamiento de datos con características similares para obtener conclusiones más precisas. Este proceso se puede realizar mediante diversos algoritmos o metodologías. Sin embargo, el algoritmo “k-means”, que es el algoritmo usado en el presente estudio, es uno de los más utilizados y sencillos que existen.

La agrupación de los resultados en clústeres facilita la identificación de aquellos casos que destacan por su alto riesgo operacional de entre otros casos de similares características.

El algoritmo k-means es uno de los más simples y conocidos algoritmos de agrupamiento. Este algoritmo consiste en definir un número finito de grupos o clústeres deseados y asignar centroides arbitrarios, un centroide por cada clúster.

Luego, asignar cada punto de la base de datos a uno de los clústeres, dependiendo de qué centroide se encuentra más cercano. El objetivo es recalcular el centroide de cada clúster a partir de los puntos y reasignar los puntos al clúster de su centroide más cercano de manera reiterativa hasta que los centroides recalculados sean iguales a los resultantes en la última iteración.

Se definieron 4 clústeres para el análisis de riesgo operacional de acuerdo con los siguientes criterios:

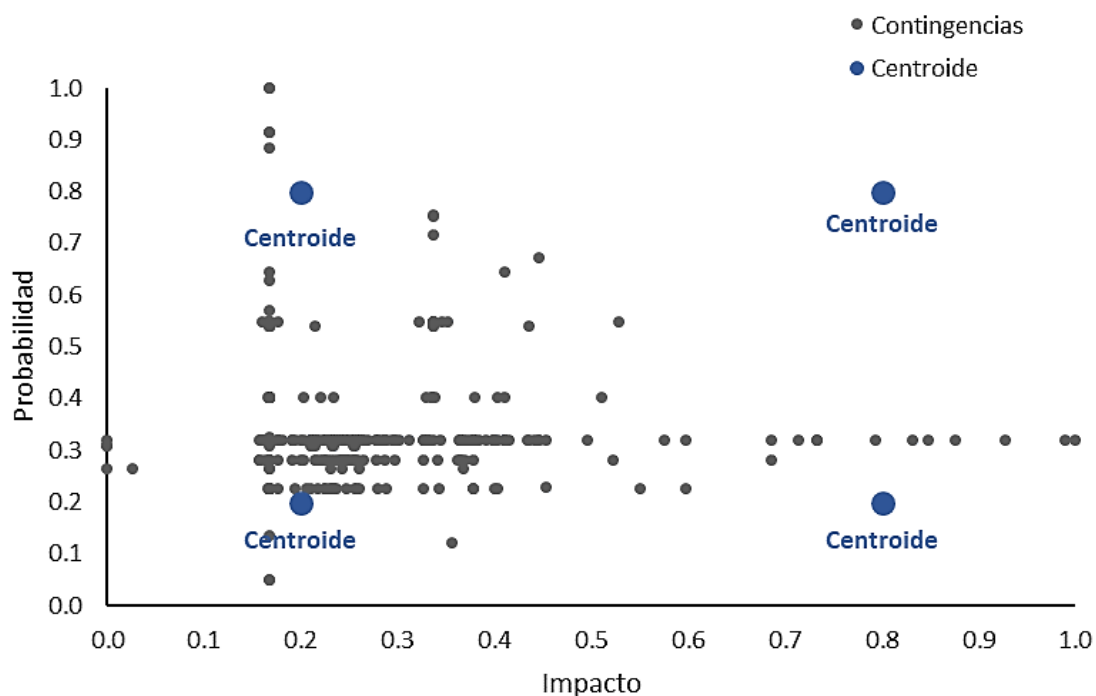
- a) Alta Probabilidad y Bajo Impacto
- b) Baja Probabilidad y Alto Impacto
- c) Alto Impacto y Alta Probabilidad
- d) Bajo Impacto y Baja Probabilidad.

Por lo tanto, como se muestra en la ilustración 15, se ubican de manera arbitraria los centroides respectivos a cada uno de los clústeres en las siguientes coordenadas:

- a) Centroide del clúster 1 ($P = 0.2$, $IC = 0.2$)
- b) Centroide del clúster 2 ($P = 0.8$, $IC = 0.8$)
- c) Centroide del clúster 3 ($P = 0.8$, $IC = 0.2$)
- d) Centroide del clúster 4 ($P = 0.2$, $IC = 0.8$)

Ilustración 15

Centroides colocados arbitrariamente en el campo cartesiano Probabilidad vs Impacto



Fuente: Elaboración Propia

Seguidamente, se ordenaron los resultados en forma tabular con las columnas de “Probabilidad Normalizada” e “Impacto Normalizado”. Luego se agregan 4 columnas, de las cuales las 3 primeras contienen la distancia entre el punto y cada uno de los centroides y la cuarta columna contiene la distancia mínima de las 3 columnas anteriores.

El recálculo iterativo de los centroides se realizó con la herramienta “Solver” de Excel definiendo los siguientes criterios:

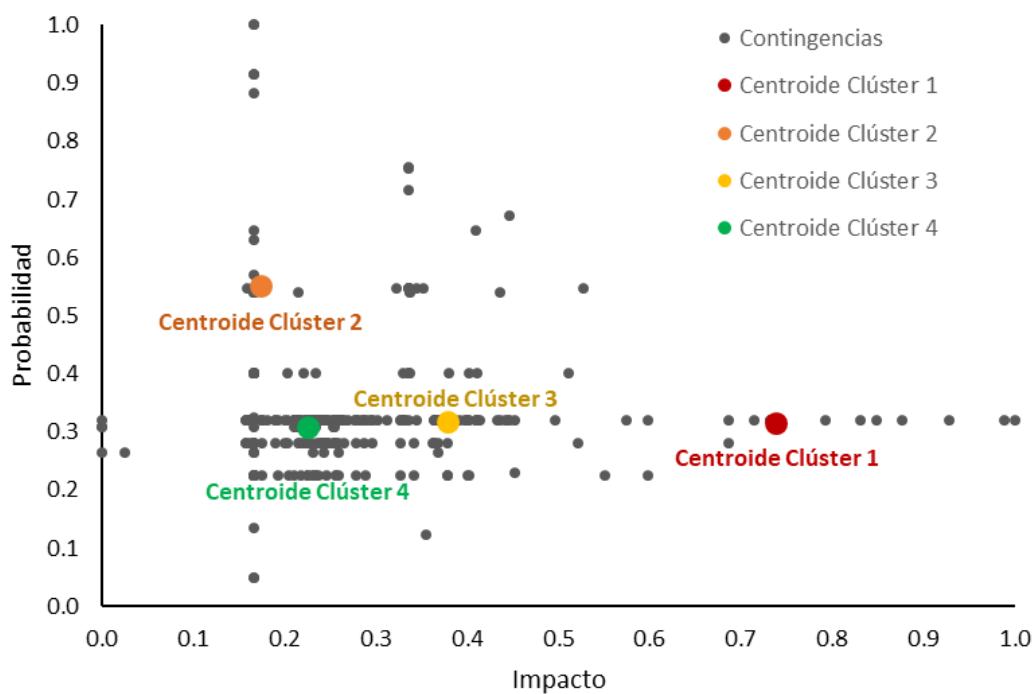
- a) Objetivo: Minimizar la celda que contiene la suma de las distancias entre todos los puntos y el centroide más cercano.
- b) Variables: Las 6 celdas que contienen las coordenadas de Probabilidad e Impacto de cada centroide.

- c) Restricciones: Las 6 celdas que contienen las coordenadas de Probabilidad e Impacto de cada centroide deben ser mayores o iguales a 0 y menores o iguales a 1.

Luego, se ejecutó la herramienta Solver con el método “Evolutionary” para hallar la única solución en la que la distancia entre cada punto y su respectivo centroide sea la mínima posible. En la ilustración 16, se muestra la posición Final de los centroides luego de la ejecución de la herramienta “Solver”.

Ilustración 16

Posición definitiva y optimizada de los centroides como resultado de la herramienta “Solver”

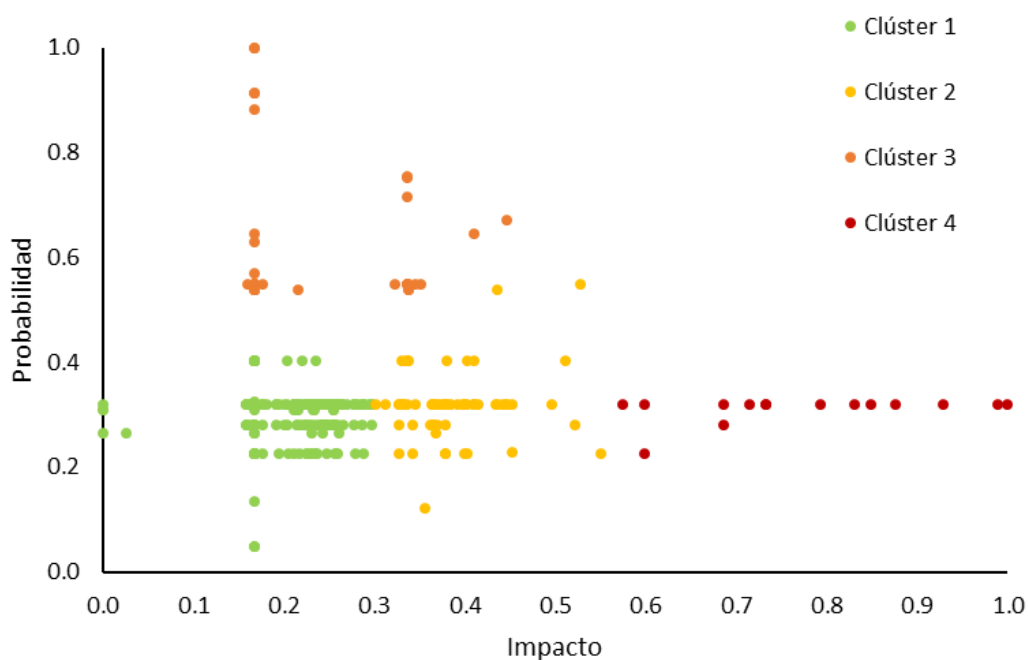


Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, se asigna cada punto de las contingencias al clúster cuyo centroide se encuentra más cercano y se renombran los clústeres según su nivel de prioridad tal como se muestra en la ilustración 17.

Ilustración 17

Contingencias agrupadas en cada uno de los clústeres definidos



Fuente: Elaboración Propia

En la ilustración 3 se puede apreciar que cada clúster está representado con un color y un número de acuerdo con su nivel de prioridad:

- a) El clúster 4: Contiene todas las contingencias críticas en lo que respecta al impacto, por lo que es importante tener preparado un plan de contingencia con acciones correctivas inmediatas en caso de ocurrencia. Por esto, se le asigna la prioridad más alta (Nivel 4) y se representa con el color rojo.

- b) El clúster 3: Contiene todas las contingencias críticas en lo que respecta a la probabilidad de ocurrencia, por lo que es importante realizar acciones preventivas para minimizar el riesgo. Por esto se le asigna el segundo lugar de prioridad (Nivel 3) y se representa con el color anaranjado.
- c) El clúster 2: Contiene a las contingencias que no son críticas, sin embargo, tienen niveles considerables de probabilidad o de impacto, por lo que es importante también tenerlas dentro del análisis final. Por esto, se le asigna la tercera prioridad (Nivel 2) y se representa con el color amarillo.
- d) El clúster 1: Contiene a las contingencias que, para los fines del presente estudio, no representan un riesgo operacional significativo. Por esto, toma la mínima prioridad (Nivel 1) y se representa por el color verde.

En la tabla 5, se presentan las tablas resumen de la cantidad de elementos que se encuentran en cada clúster:

Tabla 5

Resumen de la agrupación de los elementos eléctricos en cada clúster definido

Clúster	Tipo de Elemento	Cantidad	Subtotales
4	BARRA	13	15
	LÍNEA	0	
	TRANSFORMADOR	2	
3	BARRA	0	42
	LÍNEA	42	
	TRANSFORMADOR	0	
2	BARRA	41	68
	LÍNEA	9	
	TRANSFORMADOR	18	
1	BARRA	103	198
	LÍNEA	25	
	TRANSFORMADOR	70	
TOTAL			323

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS Y PROPUESTAS DE MEJORA

4.1. Análisis de resultados

Una vez que las contingencias se encuentran agrupadas en los 4 clústeres, se procede a calcular el Indicador de Riesgo Operacional (IRO) para todas las contingencias y a elaborar un ranking en el cual se ordenan las contingencias de mayor a menor según su IRO para cada clúster. Para efectos del presente estudio se analizarán los 2 clústeres de mayor nivel de prioridad. (Clúster 4 y Clúster 3)

4.1.1. Clúster 4: Contingencias con riesgo operacional debido a su significativo impacto (IC)

En la tabla 6, se presentan las contingencias del Clúster 4:

Tabla 6*Ranking de Riesgo Operacional – Clúster 4*

CLUSTER	Contingencia	Tipo de Elemento	Impacto (IC)	Probabilidad (P)	Índice de Riesgo Operacional (IRO)
4	K BB 60	BARRA	1.00	0.32	0.57
4	K BB 220	BARRA	0.99	0.32	0.56
4	CH BN 60	BARRA	0.93	0.32	0.54
4	SR BB 220	BARRA	0.88	0.32	0.53
4	MS B1 220	BARRA	0.85	0.32	0.52
4	MR B1 220	BARRA	0.83	0.32	0.52
4	MR B1 60	BARRA	0.79	0.32	0.50
4	CN B1 60	BARRA	0.73	0.32	0.48
4	CN B2 60	BARRA	0.73	0.32	0.48
4	MR B2 60	BARRA	0.71	0.32	0.48
4	SR BN 60	BARRA	0.69	0.32	0.47
4	SR TR1 220/60	TRANSFORMADOR	0.69	0.28	0.44
4	K BN 60	BARRA	0.60	0.32	0.44
4	CH BB 60	BARRA	0.57	0.32	0.43
4	K TR1 220/60	TRANSFORMADOR	0.60	0.23	0.37

Fuente: Elaboración propia

En este ranking se encuentran solo barras y transformadores de 60 kV y 220 kV de las subestaciones de Barsi, Chavarría, Santa Rosa Nueva, Malvinas, Chillón y Mirador, las cuales son puntos de ingreso de energía más importantes del sistema en análisis.

Ya que se tratan de casos donde el impacto prevalece de forma significativa ante la probabilidad, se requiere proponer y evaluar proyectos de inversión para asegurar la confiabilidad de estos puntos, sin embargo, al ser los proyectos de inversión soluciones a largo plazo, es necesario que estos elementos estén presentes en el plan de contingencia operativo de la empresa distribuidora para estar preparado en todo momento y poder minimizar la afectación lo más rápido posible. Si bien es cierto, la probabilidad de ocurrencia de estas contingencias es relativamente baja, para reducir aún más la probabilidad se deben verificar que las actividades de mantenimiento se realicen de manera oportuna y efectiva.

4.1.2. Clúster 3: Contingencias con riesgo operacional debido a su alta probabilidad de ocurrencia (P)

En la tabla 7, se presentan las contingencias del Clúster 3:

Tabla 7

Ranking de Riesgo Operacional – Clúster 3

CLUSTER	Elemento en Contingencia	Tipo de Elemento	Impacto (IC)	Probabilidad (P)	Índice de Riesgo Operacional (IRO)
3	L-6754	LÍNEA	0.45	0.67	0.55
3	L-697	LÍNEA	0.41	0.65	0.51
3	L-6350	LÍNEA	0.34	0.76	0.50
3	L-6349	LÍNEA	0.34	0.75	0.50
3	L-625	LÍNEA	0.34	0.72	0.49
3	L-6555	LÍNEA	0.35	0.55	0.44
3	L-618	LÍNEA	0.35	0.55	0.43
3	L-6752	LÍNEA	0.34	0.55	0.43
3	L-686	LÍNEA	0.34	0.55	0.43
3	L-2017	LÍNEA	0.34	0.55	0.43
3	L-6363	LÍNEA	0.34	0.55	0.43
3	L-6944	LÍNEA	0.34	0.54	0.43
3	L-6943	LÍNEA	0.34	0.54	0.43
3	L-2016	LÍNEA	0.32	0.55	0.42
3	L-2114	LÍNEA	0.17	1.00	0.41
3	L-2115	LÍNEA	0.17	1.00	0.41
3	L-670	LÍNEA	0.17	0.91	0.39
3	L-607	LÍNEA	0.17	0.91	0.39
3	L-669	LÍNEA	0.17	0.88	0.38
3	L-672	LÍNEA	0.21	0.54	0.34
3	L-699	LÍNEA	0.17	0.65	0.33
3	L-626	LÍNEA	0.17	0.63	0.32
3	L-689	LÍNEA	0.18	0.55	0.31
3	L-622	LÍNEA	0.17	0.57	0.31
3	L-2113	LÍNEA	0.17	0.55	0.30
3	L-6556	LÍNEA	0.17	0.55	0.30
3	L-6557	LÍNEA	0.17	0.55	0.30
3	L-6751	LÍNEA	0.17	0.55	0.30
3	L-613	LÍNEA	0.17	0.55	0.30
3	L-614	LÍNEA	0.17	0.55	0.30
3	L-616	LÍNEA	0.17	0.55	0.30

CLUSTER	Elemento en Contingencia	Tipo de Elemento	Impacto (IC)	Probabilidad (P)	Índice de Riesgo Operacional (IRO)
3	L-6548	LÍNEA	0.17	0.55	0.30
3	L-6549	LÍNEA	0.17	0.55	0.30
3	L-6708	LÍNEA	0.17	0.55	0.30
3	L-652	LÍNEA	0.17	0.55	0.30
3	L-651	LÍNEA	0.17	0.55	0.30
3	L-653	LÍNEA	0.17	0.54	0.30
3	L-692	LÍNEA	0.17	0.54	0.30
3	L-6755	LÍNEA	0.17	0.54	0.30
3	L-624	LÍNEA	0.17	0.54	0.30
3	L-6948	LÍNEA	0.17	0.54	0.30
3	L-2112	LÍNEA	0.16	0.55	0.30

Fuente: Elaboración propia

En este ranking se encuentran solo líneas de transmisión ya que mientras mayor longitud tenga una línea de transmisión, mayor será también su tasa de falla y, por ende, mayor será a probabilidad de ocurrencia de la contingencia respectiva.

Ya que se tratan de casos donde la probabilidad prevalece ante el impacto, se requiere prestar especial atención a estos elementos en el plan de mantenimiento para minimizar la probabilidad de falla. Si bien es cierto, el impacto de estas contingencias es relativamente bajo, para estar preparados, debemos evaluar medidas de recuperación que acerquen lo más posible al sistema eléctrico al estado de operación normal y así mitigar o minimizar el impacto de estas contingencias rápidamente.

Entre las acciones preventivas que se pueden evaluar, para reducir aún más su probabilidad de falla, están las inspecciones termográficas e Hidrolavado de los aisladores de las líneas de transmisión, así como también mantenimiento a los dispositivos de maniobra y revisión de ajustes de los equipos de protección en sus 2 extremos. Asimismo, como medida de recuperación rápida podemos evaluar maniobras en alta tensión que mejoren la caída de tensión

que se presente en barras y que alivien el incremento de carga que se produjo en las demás líneas del sistema.

4.2. Propuestas para la mitigación de riesgos operacionales y consecuente mejora de la calidad de servicio eléctrico

A continuación, se presentan las propuestas de mitigación de riesgos para el TOP 3 de contingencias de los clústeres de mayor nivel de prioridad.

4.2.1. Clúster 4

En la tabla 8, se presenta el TOP 3 de las contingencias del Clúster 4:

Tabla 8

TOP 3 de riesgos operacionales del Clúster 4

CLUSTER	Contingencia	Tipo de Elemento	Impacto (IC)	Probabilidad (P)	Índice de Riesgo Operacional (IRO)
4	K BB 60	BARRA	1.00	0.32	0.57
4	K BB 220	BARRA	0.99	0.32	0.56
4	CH BN 60	BARRA	0.93	0.32	0.54

Fuente: Elaboración propia

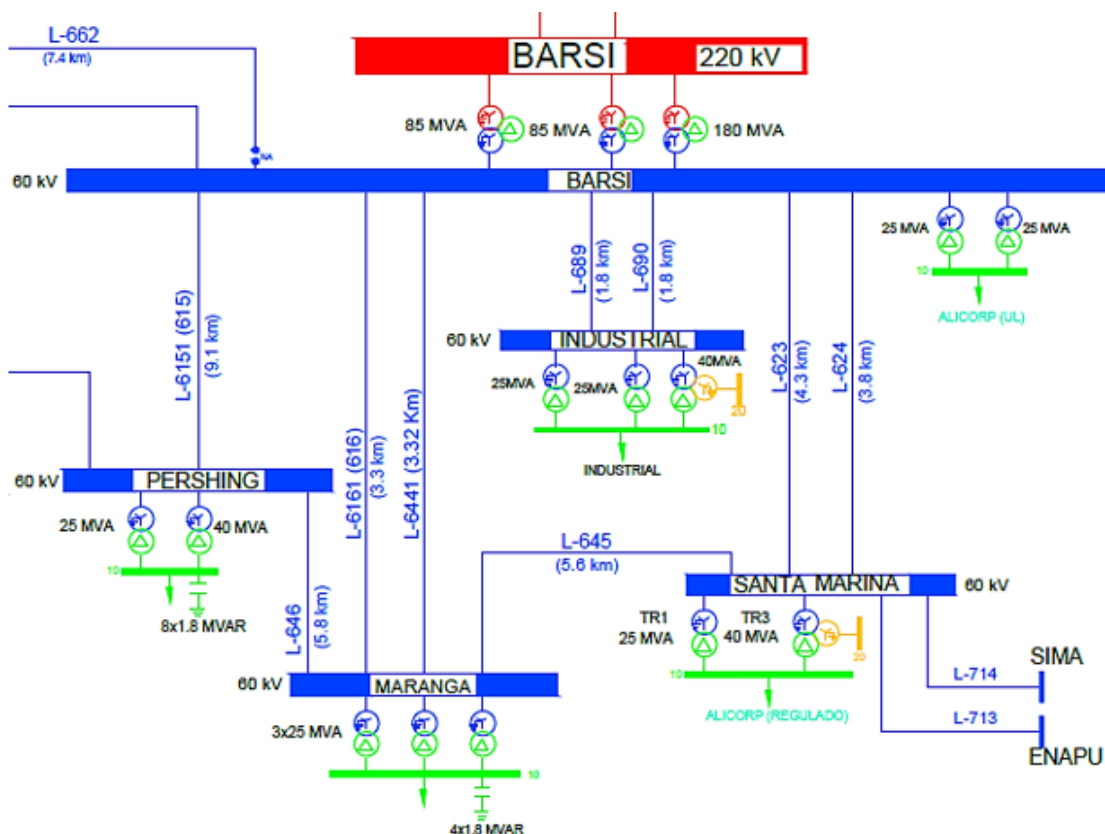
4.2.1.1. Barras K BB 60 y K BB 220 de la subestación Barsi

Si alguna de las barras mencionadas de la subestación Barsi (K), sobre las cuales son las 2 contingencias de máximo impacto que existe en el sistema, salieran fuera de servicio ante una falla imprevista, se afectaría no solamente a los clientes conectados aguas abajo a esta

subestación, sino que posiblemente también a clientes de otras subestaciones como Maranga, Industrial, Santa Marina y Pershing.

Ilustración 18

Diagrama unifilar de subestaciones alimentadas por la subestación Barsi



Fuente: Osinergmin 2021

En la ilustración 18, se presenta el diagrama unifilar de la zona de influencia de la subestación Barsi, que incluye a otras subestaciones que reciben energía directamente de esta como son Maranga, Pershing, Industrial y Santa Marina. La subestación Barsi cuenta con un sistema de doble barra tanto en 220 kV como en 60 kV, por lo que al desconectarse cualquiera de estas barras mencionadas siempre podrá usarse la respectiva barra paralela para asumir su carga.

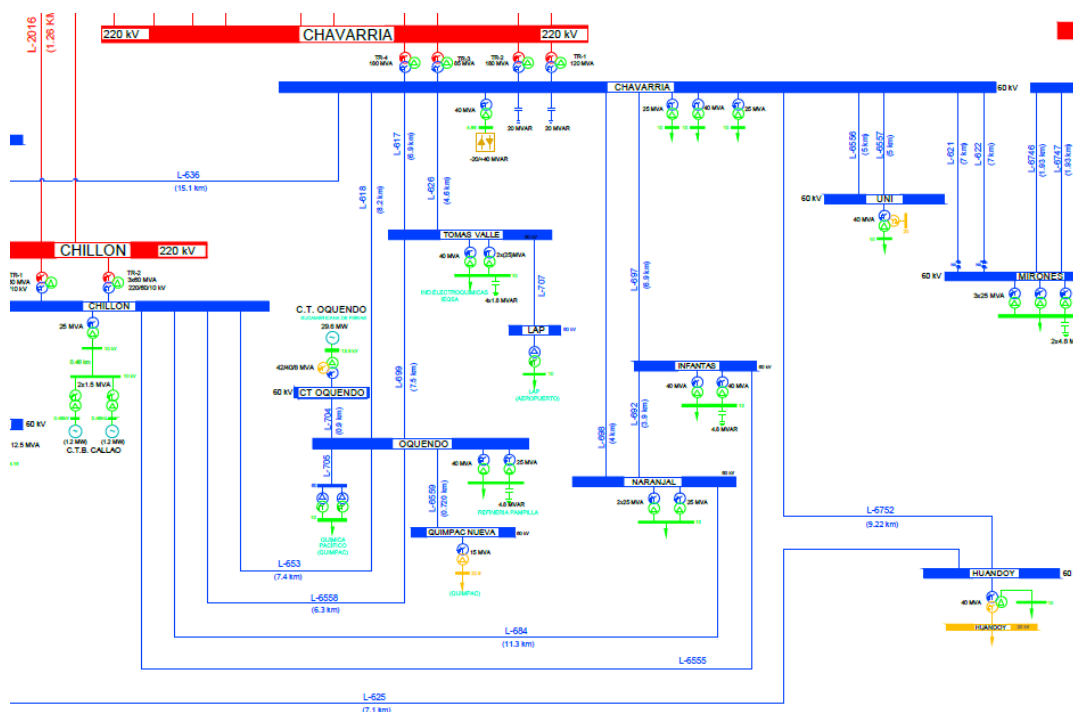
Para mitigar estos riesgos, se propone optimizar la configuración de interruptores y acoplamientos del 220 kV y 60 kV de la subestación Barsi y de 60 kV de las demás subestaciones que se observan en la ilustración 7. Se recomienda utilizar una configuración de anillo abierto, de tal manera que se evite incrementar las corrientes de cortocircuito, que pueda obligar a reemplazar los dispositivos de maniobra por otros de mayor capacidad de corte, y resulte más sencillo, también, elaborar un protocolo de recuperación de pocos pasos en caso sucedan estas contingencias, siempre asegurando recuperar la totalidad de la carga en menos de 3 minutos. Finalmente, se recomienda evaluar la opción de automatizar este protocolo de pasos de recuperación en el SCADA para optimizar este tiempo de recuperación.

4.2.1.2. Barras CH BN 60 de la subestación Chavarría

Si la barra mencionada de la subestación Chavarría (CH) saliera fuera de servicio, ante una falla imprevista, se podría afectar, no solo a las cargas conectadas aguas abajo a la respectiva barra de 10 kV de esta subestación, sino también podría afectar parcialmente a las subestaciones que son alimentadas por Chavarría.

Ilustración 19

Diagrama unifilar de subestaciones alimentadas por la subestación Chavarría



Fuente: Osinerqmin 2021

En la ilustración 19, se presenta el diagrama unifilar de la zona de influencia de la subestación Chavarría, que incluye a las subestaciones que reciben energía directamente de esta como son Tomás Valle, Oquendo, Infantas, Huandoy, Uni, Naranjal y Mirones. La subestación Chavarría, al igual que la subestación Barsi, cuenta con un sistema de doble barra en 60 kV, por lo que al desconectarse la barra mencionada siempre podrá usarse la respectiva barra paralela para asumir su carga.

Para mitigar estos riesgos, se propone optimizar la configuración de interruptores y acoplamientos de 60 kV del Subsistema Chavarría Chillón que se observa en la ilustración 8. Se recomienda utilizar una configuración de anillo abierto, de tal manera que se evite incrementar las corrientes de cortocircuito, que pueda obligar a reemplazar los dispositivos de maniobra por otros de mayor capacidad de corte, y resulte más sencillo, también, elaborar un protocolo de

recuperación de pocos pasos en caso sucedan estas contingencias, siempre asegurando recuperar la totalidad de la carga en menos de 3 minutos. Finalmente, se recomienda evaluar la opción de automatizar este protocolo de pasos de recuperación en el SCADA para optimizar este tiempo de recuperación.

Las propuestas de mejora para el TOP 3 del clúster 4, son aplicables para todos los elementos similares de este clúster, díganse barras de 220 kV y 60 kV de los principales puntos de ingreso del sistema eléctrico de alta tensión.

4.2.2. Clúster 3

En la tabla 9, se presenta el TOP 4 de las contingencias del Clúster 3:

Tabla 9

TOP 4 de riesgos operacionales del Clúster 3

CLUSTER	Elemento en Contingencia	Tipo de Elemento	Impacto (IC)	Probabilidad (P)	Índice de Riesgo Operacional (IRO)
3	L-6754	LÍNEA	0.45	0.67	0.55
3	L-697	LÍNEA	0.41	0.65	0.51
3	L-6350	LÍNEA	0.34	0.76	0.50
3	L-6349	LÍNEA	0.34	0.75	0.50

Fuente: Elaboración propia

4.2.2.1. Línea L-6754

Esta línea alimenta a la subestación Izaguirre desde la subestación Mirones, siendo la única línea normalmente cerrada que alimenta esta subestación. Sin embargo, existe la línea L-6753 en estado normalmente abierta (Configuración en anillo abierto) que alimentaría a Izaguirre desde la subestación Chavarría en caso de contingencia.

Para mitigar este riesgo, se propone evaluar la implementación de un automatismo de recuperación rápida en la subestación Izaguirre que se active en el instante en que la L-6754 salga fuera de servicio. El automatismo debería desconectar primeramente todos los interruptores de alimentadores de 10 kV, luego conectar la línea de respaldo L-6753 a la barra de 60 kV de Izaguirre, seguidamente conectar en vacío el transformado de 60 kV / 10 kV de Izaguirre y finalmente conectar sucesivamente los interruptores de alimentadores en 10 kV. Esto, siempre y cuando la subestación Chavarría 220 kV / 60 kV pueda asumir esta carga adicional.

4.2.2.2. Línea L-697

Esta línea representa el principal canal de alimentación de energía de la subestación Infantas que la conecta con la subestación Chavarría. La subestación Infantas tiene otras 2 líneas de las cuales recibe energía y cuenta con 1 transformador de 3 devanados 60 kV / 20kV / 10 kV y un transformador de 2 devanados de 60 kV / 10 kV, así como se ve en la ilustración 8.

Para mitigar este riesgo, se propone: Primero, inspeccionar la línea de manera visual y termográfica para detectar anomalías posibles que incrementen la probabilidad de falla. Ante cualquier hallazgo, se recomienda focalizar actividades de mantenimiento para resolver las anomalías de forma preventiva. Segundo, evaluar la implementación de un automatismo de recuperación rápida en la subestación Infantas que se active en el instante en que la L-697 salga fuera de servicio. El automatismo debería desconectar primeramente todos los interruptores de alimentadores de 10 kV afectados y el transformador respectivo, seguidamente acoplar la barra de 60 kV desalimentada de la subestación Infantas, para final mente proceder con conectar el transformador en vacío y conectar nuevamente cada interruptor de 10k hasta recuperar totalmente la carga.

4.2.2.3. Líneas L-6349 y L-6350

Estas líneas alimentan a la subestación Comas desde la subestación Huarangal. representa el principal canal de alimentación de energía de esta subestación ya que la conecta con un punto de ingreso de energía del sistema. La subestación Comas tiene otras 2 líneas de las cuales recibe energía y cuenta con 1 transformador de 3 devanados 60 kV / 20kV / 10 kV. La salida individual de cualquiera de estas líneas no genera interrupción del suministro eléctrico. Sin embargo, afecta significativamente el índice de desempeño.

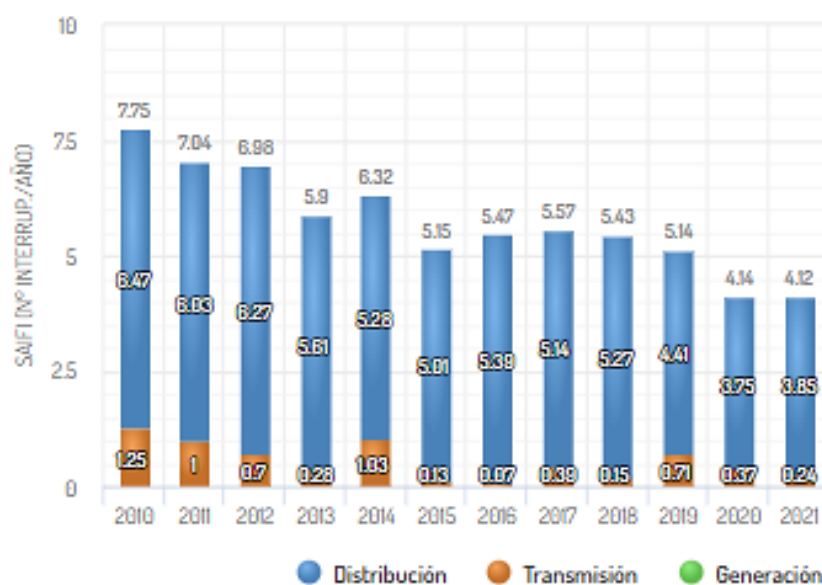
Para mitigar este riesgo, se propone: Primero, inspeccionar las líneas de manera visual y termográfica para detectar anomalías posibles que incrementen la probabilidad de falla. Ante cualquier hallazgo, se recomienda focalizar actividades de mantenimiento para resolver las anomalías de forma preventiva. Estas líneas, saltan dentro del ranking principalmente por su alta probabilidad, y esta a su vez se debe a su gran longitud (>14 km) por lo que es fundamental no perder de vista su frecuencia de mantenimiento y el cumplimiento estricto de inspecciones preventivas para reducir esta probabilidad de falla.

4.3. Cálculo de la mejora de la calidad del servicio eléctrico

En la ilustración 20 podemos observar que el SAIFI de la empresa distribuidora del norte de Lima, por eventos de transmisión, se fue reduciendo desde el 2019 al 2021. Considerando el valor del último año 2021 y la cantidad de clientes de la concesión de esta empresa en el 2021, 1,488,065 clientes, podemos indicar que el 0.24 de SAIFI equivale a 357,136 clientes interrumpidos, aproximadamente, debido a fallas en transmisión durante el 2021.

Ilustración 20

Estadística de SAIFI de la empresa distribuidora del norte de Lima



Fuente: Osinermin: <https://gisem.osinermin.gob.pe/InterrupcionesxSE/>

En la tabla 10, se presenta la estimación de cuánto se podría mejorar la calidad del servicio por cada contingencia atendida con las propuestas de mejora. Se considera que la cantidad de clientes interrumpidos por dicha posible contingencia es igual a la cantidad de clientes afectados en la simulación multiplicada por su probabilidad de ocurrencia. Los 71,791 clientes en total representan el 20.1 % del SAIFI transmisión de la empresa en el 2021.

Tabla 10

Cálculo de mejora de la calidad de servicio

CLUSTER	Contingencia	Cantidad de clientes afectados	Probabilidad (P)	Mejora en SAIFI
4	K BB 60	21,292	0.32	6,813
4	K BB 220	45,046	0.32	14,415
4	CH BN 60	47,456	0.32	15,186
3	L-6754	19,062	0.67	12,772
3	L-697	18,137	0.65	11,789
3	L-6350	7,163	0.76	5,444
3	L-6349	7,163	0.75	5,372
			Total	71,791

Fuente: Elaboración propia

CONCLUSIONES

1. Se mejora la calidad del servicio del sistema hasta en un 20% del SAIFI de transmisión, mitigando los riesgos críticos del sistema eléctrico de alta tensión de Lima norte utilizando un análisis de confiabilidad operacional.
2. Se demuestra que una correcta representación del sistema eléctrico es fundamental para la obtención de resultados confiables. Si esta no representa el escenario de operación normal, cualquier contingencia simulada en el modelo arrojará resultados que no representan su impacto real en el sistema eléctrico.
3. Es importante que durante el análisis de la estadística de fallas se hayan identificado aquellas que resultan significativas para nuestro análisis. Filtrando todas las desconexiones programadas nos quedamos con aquellas desconexiones por fallas imprevistas. Esto garantiza que nuestras propuestas de mejora obtengan el efecto deseado de mejorar la calidad de servicio eléctrico del sistema.
4. La simulación automatizada en el software de flujo de potencia optimizó en tiempo y recursos el trabajo realizado y hace factible el análisis de todas las contingencias n-1 posibles. Sin el software de flujo de potencia, el esfuerzo dedicado al trabajo podría haber sido muy grande e imposibilitado su desarrollo.
5. Resulta importante clasificar todas las contingencias en clústeres e identificar las contingencias críticas según su nivel de riesgo para establecer la prioridad de análisis y definir el alcance de las propuestas. De esta manera podemos dedicar los recursos de

manera eficiente al implementar aquellas propuestas que maximicen la mejora de la calidad de servicio.

6. Con las propuestas de mejora se logra mitigar el impacto de las contingencias críticas del clúster 4 optimizando la configuración de operación normal de los subsistemas que se forman al analizar 2 o más puntos de ingreso de energía principales del sistema eléctrico. También, se logra reducir la probabilidad de ocurrencia de falla de las líneas críticas del clúster 3 realizando inspecciones preventivas, tanto visuales como termográficas para identificar anomalías y focalizar actividades de mantenimiento ante cualquier hallazgo.

RECOMENDACIONES

1. Considerar también un plan de ejecución de las propuestas de mejora en la que se evalúen los recursos económicos, personales, de equipos y materiales necesarios para su realización en los tiempos adecuados, de esa manera se lograría definir el alcance real de las propuestas para ser implementadas y finalmente comprobar la mejora obtenida.
2. La representación en software del sistema eléctrico y toda la información de entrada que se ingresa al software, como parámetros eléctricos de transformadores y líneas deberían ser comprobados y validados a través de pruebas eléctricas en campo o mediante fichas técnicas otorgadas por los fabricantes, de esta manera garantizas que las simulaciones resulten lo más semejantes a la realidad.
3. Se debe revisar detenidamente la estadística de fallas disponible, ya que puede contener distintas interpretaciones o enfoques al momento de definir las causas de falla o distintas fuentes de información complementaria, el proceso de limpieza y aseguramiento de la calidad de la información es importante antes de utilizarla para la toma de decisiones. Es recomendable pensar en qué elemento se desconectó, dónde se produjo la falla y qué originó la falla, para identificar de forma precisa a qué elemento asignar la desconexión y con qué contingencia representarla en el software.

4. El análisis de las contingencias n-1 ayudan mejorar la calidad de servicio del sistema eléctrico. Es recomendable también realizar un análisis de las contingencias n-2 para encontrar riesgos críticos adicionales, que tal vez tengan menor probabilidad de ocurrencia, pero que causen un impacto significativo suficiente para tomar acción y también proponer medidas de mitigación.
5. Existen distintos tipos o metodologías probadas de clusterización o agrupación estadística, se utilizó el método “k-means” por su sencillez y fiabilidad suficiente. Sin embargo, es recomendable explorar otros métodos de agrupamiento y utilizar aquél que mejor se adapte para esta aplicación.
6. Se han propuesto mejoras solamente para los riesgos más críticos de los clústeres 3 y 4 para maximizar los beneficios aprovechando eficientemente los recursos. Sin embargo, es recomendable evaluar propuestas de mejora para la totalidad de contingencias del clúster 4, ya que son las que mayor impacto podrían causar a la calidad del servicio, también explorar propuestas de mejora para los riesgos más críticos del clúster 2 que en el presente trabajo no se han priorizado. Respecto a las contingencias del clúster 3, es recomendable asegurarse de que estos elementos estén incluidos en el plan de mantenimiento y se registren todas las actividades realizadas sobre estos elementos para ser considerados en el cálculo de probabilidad del estudio del próximo ejercicio

REFERENCIAS

Billinton, R., & Allan, R. N. (1992). *Reliability Evaluation of Engineering Systems - Concepts and Techniques* (2nd Edition ed.). New York: Springer Science + Business Media.
Recuperado el 25 de mayo de 2022

Cepin, M. (2011). *Assessment of Power System Reliability - Methods and Applications*. London: Springer-Verlag London Limited. Recuperado el 2022 de agosto de 10

DigSILENT gmbh. (2018). DigSILENT Power Factory 2018 User Manual. Gomaringen, Germany.
Recuperado el 25 de noviembre de 2021

Ejebe, G. C., & Wollenberg, B. F. (1979). AUTOMATIC CONTINGENCY SELECTION. *IEEE*.
Recuperado el 15 de agosto de 2022

Hokstad, P., Utne, I. B., & Vatn, J. (2012). *Risk and Interdependencies - A Guideline for Analysis*. Trondheim: Springer-Verlag London. Recuperado el 1 de octubre de 2022

IEEE. (2007). *Std 493 - Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. Recuperado el 20 de junio de 2022

IEEE. (2016). Recommended Practice for Evaluating the Reliability of Existing Industrial and Commercial Power Systems - IEEE Std 3006.2™. New York, United States of America:

The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. Recuperado el 25 de setiembre de 2022

Jagadishprasad Mishra, V., & Khardennis, M. (2012). Contingency Analysis of Power System. *IEEE Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science*. Recuperado el 10 de noviembre de 2022

Moldoveanu, C., Irene, I., Virgil, B., & Valentin, F. (2022). La evaluación del riesgo en cables normalmente incluye dos componentes principales: "salud" e "importancia". La "salud" se describe por la probabilidad de falla del cable, que puede calcularse a través de métodos como las pruebas de envejecimiento acelera. *International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering*, 2.

Osinergrmin. (2004). Resolución-074-2004-OS-CD. *Diario Oficial El Peruano*. Recuperado el 12 de octubre de 2022

Osinergrmin. (setiembre de 2010). Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. *Diario Oficial el Peruano*. Recuperado el 20 de agosto de 2024

Osinergrmin. (diciembre de 2021). Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - Esquema Unifilar por Nivel de Tensión. Lima, Perú: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. Recuperado el 24 de setiembre de 2022

Pascual, D., Pla, F., & Sanchez, S. (2007). Algoritmos de Agrupamiento. 6. Recuperado el 6 de noviembre de 2022

Yanqun, L., Baojun, H., & Yilong, W. (2020). Risk Assessment of High-voltage Cable System. *IEEE 3rd International Conference on Automation, Electronics and Electrical Engineering*, 1, 2.

ANEXOS

Anexo 1: Diagrama Unifilar	1
----------------------------------	---

