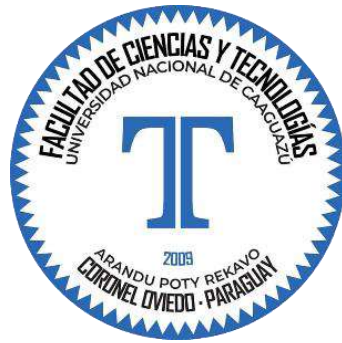


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS.
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD.**



**PROPUESTA DE ALTERNATIVAS DE MENOR PLAZO DE
EJECUCION PARA AMPLIAR LA CAPACIDAD DE
TRANSFORMACION DE LA ESTACION DE PASO PE DE LA ANDE.**

SEBASTIAN MORA MENDEZ.

Coronel Oviedo – Paraguay.

Año 2023.

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS.
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD.**

**PROPUESTA DE ALTERNATIVAS DE MENOR PLAZO DE
EJECUCION PARA AMPLIAR LA CAPACIDAD DE
TRANSFORMACION DE LA ESTACION DE PASO PE DE LA ANDE.**

Elaborado por:

SEBASTIAN MORA MENDEZ.

Tutor.

ING. ELISANDRO RODRIGUEZ B.

Co-Tutor:

ING. JHONNY AGUILAR.

Trabajo presentado a la Facultad de Ciencias y
Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú,
como requisito para la obtención del título de Ingeniero en
Electricidad.

Coronel Oviedo – Paraguay.

Año 2023.

PÁGINA DE APROBACIÓN

Trabajo de fin de grado para la obtención del Título de Ingeniero Electricista aprobado en representación de la Facultad Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, por el Tribunal Examinador constituido por los siguientes profesores.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Acta:

Fecha:

Calificación:

Sebastián Mora.

Dedicado a:

A mis difuntos abuelos Julián Mora, Saturnino Méndez, Mercedes Villalba, Celestina Centurión por ser mi inspiración y ejemplo que seguir en la vida.

Agradecimientos:

Agradezco a Dios y a la virgencita de Caacupé por bendecir todo este proceso y permitirme cumplir la tan ansiada meta de convertirme en Ingeniero, agradezco a mis padres Pablina y Silvio por ser mis pilares en los momentos más difíciles y por todo el sacrificio hecho para verme culminar mis estudios.

Agradecimiento especial a mi tutor Ing. Elisandro Rodríguez Buzarquis y Co-tutor Ing. Johnny Aguilar, por todo el apoyo brindado durante el desarrollo de este proyecto final de grado.

También agradezco a todas las personas que de una u otra forma han colaborado en el desarrollo de este proyecto, nuestro gratitud y aprecio a:

Ing. Sebastián Espínola.

Ing. Luis Ferreira.

Prof. Nora Moran.

Ing. Roberto Mercado.

Ing. Moisés Britez.

Ing. Fabio Jonás.

Ing. Cesar Ferreira.

PROPUESTA DE ALTERNATIVAS DE MENOR PLAZO DE EJECUCION PARA AMPLIAR LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACION DE LA ESTACION DE PASO PE DE LA ANDE.

SEBASTIAN MORA.

RESUMEN

El presente proyecto de fin de grado consiste en el análisis de alternativas para aumento de la capacidad de transformación de la Estación Paso Pe, con el objetivo de mejorar las condiciones operativas y prevenir fallas transitorias de dichos equipos, lo cual permitirá lograr el aumento de la confiabilidad del servicio.

Para lograr el objetivo trazado, se efectuaron simulaciones de la demanda límite con el software ANAREDE, y de condiciones de corto circuito con el software ANAFAS utilizadas por la ANDE, con el propósito de verificar el desempeño de la operación en paralelo de los transformadores de potencia involucrados, del mismo modo, se realizaron análisis de redes en el software Cymdist en cual se determinaron simulaciones de distribución y flujo de carga en régimen permanente para analizar la disponibilidad de potencia en las estaciones próximas de la zona de estudio que concluirán su factibilidad operativa.

Se estudiaron dos alternativas, la primera mediante el acoplamiento de transformadores de igual impedancia, y la segunda, transfiriendo carga a estaciones aledañas. Técnicamente, la alternativa que ha arrojado mejores resultados es la utilización de transformadores en paralelo.

Finalmente, se realizó un presupuesto de la mejor alternativa, resultando la misma económicamente viable, con lo cual podemos decir que la solución planteada es técnica y económicamente factible.

Palabras claves: Demanda de potencia, simulaciones de sistema de potencia, Transformadores de potencia, Confiabilidad técnica.

PROPOSAL FOR SHORTER EXECUTION ALTERNATIVES TO EXPAND THE TRANSFORMATION CAPACITY OF THE TRANSFORMATION STATION PASO PE DE LA ANDE.

SEBASTIAN MORA.

ABSTRACT.

This end-of-degree project consists of the analysis of alternatives to increase the transformation capacity of the Paso Pe Station, with the objective of improving the operating conditions and preventing temporary failures of said equipment, which will allow the increase of the service reliability.

To achieve the objective set, simulations were carried out

In order to achieve the established objective, simulations of the limit demand were carried out with the ANAREDE software, and of short-circuit conditions with the ANAFAS software used by ANDE, with the purpose of verifying the performance of the parallel operation of the power transformers. involved, in the same way, network analyzes were carried out in the Cymdist software in which simulations of distribution and load flow in permanent regime were determined to analyze the availability of power in the nearby stations of the study area that will conclude their operational feasibility.

Two alternatives were studied, the first through the coupling of transformers of the same impedance, and the second, transferring load to neighboring stations. Technically, the alternative that has yielded the best results is the use of transformers in parallel.

Finally, a budget of the best alternative was made, resulting in the same being economically viable, with which we can say that the proposed solution is technically and economically feasible.

KeyWords: Power demand, power system simulations, Power transformers, Technical reliability.

CONTENIDO.

PÁGINA DE APROBACIÓN	i
Dedicado a:	ii
CONTENIDO	vi
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABLAS	xii
LISTA DE ABREVIATURAS	xiii
I. INTRODUCCIÓN	1
II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	3
CAPÍTULO 1	3
1.1. ANTECEDENTES HISTORICO.....	3
1.2. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS.....	4
CAPITULO 2.....	5
Transformadores de potencia.....	5
2.1. Definición General.	5
2.1.1. Partes principales de un transformador de potencia.	6
2.2. Clase de refrigeración.....	8
2.2.1. ONAN.....	10
2.2.2. ONAF.....	11
2.2.3. OFAN.....	12
2.2.4. OFAF.	14
2.2.5. OFAF combinado con ONAN	14
2.2.6. OFAF sin combinación con ONAN.....	15
2.2.7. OFWF	16
CAPITULO 3.....	17
EFFECTOS DE SOBRECARGAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	17
3.1. Análisis de los efectos de sobrecargas que sufren los transformadores de potencia.....	17
3.2. Consecuencias de las sobrecargas en los transformadores de potencia.	17
CAPITULO 4.....	19

OPERACIÓN EN PARALELO DE TRANSFORMADORES.....	19
4.1. Consideraciones importantes para la operación en paralelo de transformadores.	19
4.2. Relación entre la conexión trifásica y la relación ángulo-fase en transformadores.	20
4.3. Corriente circulante y relación de transformación en transformadores conectados en paralelo.....	22
4.4. Impedancias de cortocircuito diferentes.....	23
4.5. Métodos de operación en paralelo de transformadores de potencia.....	24
4.5.1. Método de la reactancia negativa para el paralelismo de transformadores de potencia.....	25
4.5.2. Método de la corriente reactiva circulante.....	26
4.5.3. Método Maestro-Seguidor.....	27
4.5.4. Método de factor de potencia.....	28
4.5.5. Método del balance de la corriente reactiva (VAr).....	29
CAPITULO 5.....	30
REPOTENCIACIÓN.....	30
5.1. Repotenciación de Transformadores de Potencia.....	30
5.1.1. Repotenciación con elevación de potencia.....	31
5.1.2. Repotenciación y actualización tecnológica.....	32
5.1.3. Reacondicionamiento de transformadores.....	33
CAPITULO 6.....	34
SOFTWARE EMPLEADO PARA EL ANALISIS.....	34
6.1. Presentación del software CYMDIST. Programa de análisis de redes eléctricas.	34
6.1.1. Herramientas y capacidades clave del software para la simulación y planificación de sistemas eléctricos de distribución.....	35
6.1.2. Presentación del software de análisis de flujo de carga ANAREDE.....	39
6.1.3. Presentación del software ANAFAS para el análisis de fallas y cortocircuitos en sistemas eléctricos.....	40
III. RESUMEN EJECUTIVO	42
CAPITULO 7.....	42
7.1. Descripción del trabajo.....	42
7.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas.....	42
7.2. Justificación.....	44
7.3. Finalidad del proyecto.....	44
7.4. Metas.....	45

7.5.	Objetivos.....	45
7.5.1.	Objetivo general.....	45
7.5.2.	Objetivos específicos.....	45
7.6.	Beneficiarios.....	46
7.7.	Producto.....	46
7.8.	Localización física y cobertura espacial.....	46
7.9.	Especificaciones de actividades y tareas realizadas.....	47
7.10.	Recursos necesarios.....	48
7.10.1.	Recursos Humanos.....	48
7.10.2.	Recursos materiales.....	48
7.11.	Factibilidad económica.....	48
7.11.1.	Costos.....	48
IV.	INGENIERIA DE DISEÑO.....	50
	CAPITULO 8.....	50
8.1.	Relevamiento y Recolección de Datos.....	50
8.1.1.	Estaciones Paso Pe.....	50
8.1.2.	Reconocimiento de equipos y transformadores existentes en la Estación.....	54
8.2.	Alternativas de repotenciación de transformador ES-PPE.....	56
8.2.1.	Métodos y técnicas para la puesta en paralelo del TR-02 y TR-03, ES-PPE.....	56
8.2.2.	Simulaciones de Flujo de Potencia en ANAREDE.....	59
8.2.3.	Simulación de evento de cortocircuito en los transformadores en barra de 23kV.....	67
8.3.	Elaboración de hoja de cálculo de Demanda de transformadores de Potencia.....	69
8.3.1.	Breve Introducción al software de hoja de cálculo Excel.....	69
8.3.2.	Analizador de demanda de transformadores de potencia.....	70
8.4.	Evaluación de transferencia de carga con otros centros de transformación.....	72
8.4.1.	Características de los cada uno de los Alimentadores a ser analizados.....	74
8.4.2.	Modelado del sistema.....	87
8.4.3.	Zona de influencia del estudio de caso.....	88
8.5.	Selección de la alternativa más ventajosa de acuerdo a criterios técnicos.....	98
8.5.1.	Ampliación de la potencia instalada en la ES-PPE.....	98
V.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	100
VI.	CONCLUSIONES.....	102
VII.	RECOMENDACIONES.....	103

VIII. BIBLIOGRAFÍA..... 104

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Transformador de Potencia de la Estación Paso Pe. _____	8
Figura 2. Clases de Refrigeración, orden de las letras. _____	9
Figura 3. Método de refrigeración ONAN. _____	11
Figura 4. Método de refrigeración ONAF/OFAF. _____	13
Figura 5. Sistema de refrigeración OFAF. _____	14
Figura 6. Método de refrigeración OFWF. _____	16
Figura 7. Conexiones y posibilidades de paralelismo de transformadores trifásicos. _____	22
Figura 8. Diagrama que visualiza la alineación de dos transformadores en paralelo para obtener una tensión de salida específica. _____	26
Figura 9. Interfaz de usuario del Software CYMDIST. _____	35
Figura 10. Flujo de carga presentado por el Software. _____	36
Figura 11. Análisis de fallas en el Software CYMDIST. _____	37
Figura 12. Representación de un sistema en el Software ANAREDE. _____	40
Figura 13. Representación de la Estación Paso Pe en el Software ANAFAS. _____	41
Figura 14. Vista Satelital de la ES-PPE _____	46
Figura 15. Costos generales de la alternativa seleccionada. _____	49
Figura 16. (SIN) Plan Maestro de transmisión 2021-20230 "A.3-2". _____	51
Figura 17. Esquema Unifilar de la ES-PPE. Fuente: GT/TMB-(ANDE). _____	53
Figura 18. Vista, Placa TR-02 _____	57
Figura 19. Vista, Placa TR-03. _____	58
Figura 20. Carga del TR-02 En el Programa ANAREDE _____	62
Figura 21. Carga de TR-03 en el Programa ANAREDE. _____	63
Figura 22. Simulación del transformador de potencia TR-02. _____	64
Figura 23. Análisis con la última demanda máxima registrada. _____	65
Figura 24. Análisis con demanda máxima simulada en paralelo. _____	65
Figura 25. ES PPE, TR-03 y TR-02 en Paralelo. _____	66
Figura 26. Simulación de corto circuito fase-fase, fase-tierra. _____	68
Figura 27. Simulador de demanda de transformadores de la ES-SES. _____	71
Figura 28. Esquema unifilar ES-PPE. Barra A-23 KV. _____	73
Figura 29. Curva de la Demanda de potencia del Alimentador COV-13. _____	76
Figura 30. Topología de del Alimentador COV-13. _____	76
Figura 31. Características del alimentador COV-7. _____	77
Figura 32. Curva de la Demanda de potencia del Alimentador COV-7. _____	78
Figura 33. Topología de del Alimentador COV-7. _____	78
Figura 34. Curva de la Demanda de potencia del Alimentador VIL-02. _____	80
Figura 35. Topología de del Alimentador VIL-02. _____	80
Figura 36. Curva de la Demanda de potencia del Alimentador PPE-03. _____	82
Figura 37. Topología de del Alimentador PPE-03. _____	82
Figura 38. Curva de la Demanda de potencia del Alimentador PPE-04. _____	84
Figura 39. Topología de del Alimentador PPE-04. _____	84
Figura 40. Curva de la Demanda de potencia del Alimentador PPE-05. _____	86
Figura 41. Topología de del Alimentador PPE-05. _____	86
Figura 42. Zona de estudio y análisis de flujo de carga. _____	89
Figura 43. Topología de la línea. _____	90
Figura 44. Carga de datos de flujo. _____	91
Figura 45. Datos de flujo de carga. _____	92
Figura 46. Configuración actual de las líneas. _____	93
Figura 47. Nueva configuración de las líneas. _____	95

Figura 48. Perfil de tensión de PPE4. _____	96
Figura 49. Perfil de tensión COV13. _____	97
Figura 50. Perfil de tensión COV07. _____	97
Figura 51. Crecimiento vegetativo de la demanda anual. _____	99

LISTA DE TABLAS.

Tabla 1. Clases de Refrigeración, descripción de las letras y combinaciones. _____	9
Tabla 4. Características técnicas del equipo de Maniobra. _____	54
Tabla 5. Características técnicas del TR-03. _____	55
Tabla 6. Características técnicas del TR-02. _____	55
Tabla 7. Corriente de cortocircuito de ambos transformadores. _____	69
Tabla 8. Datos técnicos de campo de la ES-SES. _____	70
Tabla 9. Cálculo de demanda combinada. _____	70
Tabla 10. Características del alimentador COV-13. _____	75
Tabla 11. Demanda máxima COV-13. _____	75
Tabla 12. Demanda máxima COV-7. _____	77
Tabla 13. Características del alimentador VIL-02. _____	79
Tabla 14. Demanda máxima VIL-02. _____	79
Tabla 15. Características del alimentador PPE-03. _____	81
Tabla 16. Demanda máxima PPE-03. _____	81
Tabla 17. Características del alimentador PPE-04. _____	83
Tabla 18. Demanda máxima PPE-04. _____	83
Tabla 19. Características del alimentador PPE-05. _____	85
Tabla 20. Demanda máxima PPE-05. _____	85
Tabla 21. Demanda máxima por fase. _____	88
Tabla 22. Flujo de Carga del Alimentador PPE-04. _____	93
Tabla 23. Flujo de Carga del Alimentador COV-13. _____	94
Tabla 24. Flujo de Carga del Alimentador COV-7. _____	94
Tabla 25. Nuevo Flujo de Carga del Alimentador PPE-4. _____	95
Tabla 26. Flujo de Carga del Alimentador COV-13. _____	96
Tabla 27. Flujo de Carga del Alimentador COV-7. _____	96

LISTA DE ABREVIATURAS.

Lista de Símbolos.

A: Amper (Intensidad de Corriente).

kA: KiloAmperios.

V: Voltios.

kV: KiloVoltios.

VA: Voltios Amperios.

MVA: Mega Voltios Amperios.

W: Watts.

kW: KiloWatts.

MW: MegaWatts.

Km: Kilometros.

TC: Transformador de Corriente.

TP: Transformador de Potencial.

Hz: Hertz.

Abreviaturas.

ANDE: Administración Nacional De Electricidad

ES- PPE: Estación Paso Pe.

I. INTRODUCCIÓN.

En un sistema eléctrico, los transformadores desempeñan un papel fundamental en la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Son esenciales para garantizar la calidad del servicio ofrecido a los clientes finales.

La Estación Eléctrica de Paso PE, ubicada en la localidad de Villarrica, Departamento del Guaira, cuenta con dos transformadores: uno de 220/23 KV con una capacidad de 41,6 MVA y otro de 220/66 KV con 60 MVA de capacidad. Según datos del Plan Maestro de la ANDE al que se pudo tener acceso, el cambio de estos transformadores debido al estado de sobrecarga, está previsto para Diciembre del año 2022 y Diciembre del año 2023 respectivamente. a través de una licitación de aproximadamente 3 años, aspecto que no se cumpliría según los plazos establecidos en el plan maestro, ante lo que surge la necesidad de evaluar alternativas para buscar ampliar la capacidad de transformación en la ES que nos ocupa en un tiempo que permita en lo posible cumplir con los plazos establecidos.

La elaboración e implementación de las mejores alternativas propuestas en este proyecto de fin de grado asegurarán el cumplimiento de los plazos establecidos en el Plan Maestro de la ANDE. Esto, a su vez, mejorará significativamente la confiabilidad del sistema al proporcionar mayor flexibilidad y disponibilidad operativa en la Estación Paso Pe.

Para lograr la realización de este proyecto se realizó de la siguiente manera: en el primer Capítulo 1 con los antecedentes históricos y la definición de términos básicos, seguidamente en el Capítulo 2 empieza el desarrollo del marco teórico comenzado con los transformadores de potencia, sus partes principales, como así también la clase de refrigeración. Siguiendo con el Capítulo 3 se desarrollan

los efectos de sobrecargas en los transformadores de potencia, por su parte en el Capítulo 4 se describen la operación en paralelo de los transformadores.

En el Capítulo 5 se habla de la repotenciación de los transformadores y los diversos métodos para lograrlo, por su lado en el capítulo 6 se describe los softwares utilizados para la realización de los análisis correspondientes. El capítulo 7 abarca el resumen ejecutivo del proyecto realizado, por último, pero no menos importante podemos encontrar en el capítulo 8 el diseño de ingeniería del proyecto.

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS GENERALES.

1.1. ANTECEDENTES HISTORICO.

- En el año 2012, Padilla, J. A., Cadavid, H., Rincón, C., & Castro, en la Universidad de Ingeniería de Antioquia Medellín, Colombia, desarrollo “Experiencia en la repotenciación de transformadores de potencia” en la cual se analiza la reingeniería de diseño que abarca los aspectos metodológicos, pruebas preliminares, rediseño del transformador hasta la validación de la metodología desarrollada.
- En el año 2018, Johnny Aguilar, en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Caaguazú, desarrolló "Estudio de operación en paralelo de transformadores de potencia 220/23 KV-41,66 MVA de la Estación San Estanislao, ubicada en la localidad de Tacuaro Dpto. San Pedro " [4], en la cual se analizan las alternativas de mejora de acoplabilidad de los transformadores, por medio de simulaciones en software de ingeniería, ANAREDE y ANAFAS utilizados en la ANDE.
- En el año 2003, Claudelino, J. Fleitas, Sebastián E., en la Universidad Cono del Sur de las Américas de Asunción, Paraguay, desarrollo “Gerenciamiento de la vida útil de transformadores de potencia”, en la cual se analizan los criterios técnicos que se deben cumplir para que el transformador trabaje en óptimas condiciones, así como un ejemplo de cómo realizar una especificación técnica y análisis económicos de la implementación de la reingeniería y repotenciación en transformadores de potencia.

1.2. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS.

- **Demanda:** Cantidad máxima de potencia exigida a un circuito eléctrico o una subestación eléctrica.
- **Alimentador:** Líneas de energía eléctrica de 23 KV que salen de desde las Estaciones o Subestaciones eléctricas hasta los puestos de distribución mediante los cuales se suministra el servicio a los usuarios del servicio eléctrico.
- **Estación Eléctrica:** Subestaciones Eléctricas de la ANDE con nivel de tensión superior a 66 KV.
- **Transferencia:** Es la acción de traspasar carga de un alimentador a otro.

CAPITULO 2.

Transformadores de potencia.

2.1. Definición General.

Los transformadores de potencia son dispositivos críticos en la infraestructura eléctrica mundial y son vitales para garantizar una distribución eficiente de energía eléctrica a nivel global. Los transformadores de potencia permiten que la energía eléctrica se transporte a grandes distancias, lo que es especialmente importante en países y regiones que dependen de la energía eléctrica generada en grandes centrales eléctricas alejadas de las áreas de consumo.

Un transformador de potencia es un dispositivo eléctrico utilizado para transformar energía eléctrica de un circuito a otro mediante la inducción electromagnética. Es un componente clave de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica, ya que permite aumentar o disminuir la tensión del suministro eléctrico para su transporte a grandes distancias con una pérdida mínima de energía. Los transformadores de potencia se utilizan comúnmente en subestaciones eléctricas para transformar la energía de alta tensión transmitida por las líneas de transmisión a tensiones más bajas adecuadas para la distribución de energía eléctrica a hogares, industrias y comercios [1].

En general, los transformadores de potencia constan de dos o más bobinas de alambre, aisladas eléctricamente entre sí y montadas en un núcleo de hierro laminado. Las bobinas están diseñadas para soportar altas corrientes y voltajes, y están construidas con materiales de alta calidad que minimizan la resistencia eléctrica y las pérdidas de energía en el sistema.

En la mayoría de los casos, los transformadores de potencia se diseñan para operar durante décadas y, en algunos casos, hasta durante más de medio

siglo. Por lo que el mantenimiento y la inspección periódica son críticos para garantizar su correcto funcionamiento. Esto incluye pruebas y análisis para verificar su rendimiento eléctrico, mecánico y térmico.

Además, los transformadores de potencia pueden estar equipados con dispositivos de protección para evitar sobrecargas, cortocircuitos y otros problemas eléctricos que podrían dañar el equipo o la red eléctrica. Algunos de estos dispositivos pueden incluir relés de protección, disyuntores y fusibles, entre otros.

En resumen, los transformadores de potencia son componentes esenciales de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica y son fundamentales para garantizar la fiabilidad y la eficiencia de la red eléctrica mundial [2] [3].

2.1.1. Partes principales de un transformador de potencia.

Un transformador de potencia es un dispositivo esencial en la transmisión y distribución de energía eléctrica, y su estructura consta de varias partes importantes. A continuación, presentaré las partes principales de un transformador de potencia:

Núcleo: es la parte central del transformador y está compuesto de láminas de acero al silicio, dispuestas en capas para formar un apilamiento. El núcleo es el encargado de proporcionar un camino magnético para la energía.

Bobina primaria: es la parte del transformador conectada a la fuente de alimentación eléctrica. Está formada por un conductor eléctrico de cobre o aluminio enrollado alrededor del núcleo.

Bobina secundaria: es la parte del transformador que está conectada al sistema de carga o al receptor. También está formada por un conductor

eléctrico de cobre o aluminio enrollado alrededor del núcleo, pero con un número diferente de vueltas y se encuentra separada de la bobina primaria.

Devanado de derivación: es una tercera bobina que se conecta en paralelo con la bobina primaria y que permite cambiar la relación de transformación del transformador para adaptarse a diferentes condiciones de carga.

Tanque: es el recipiente que contiene todo el transformador y está diseñado para soportar las fuerzas mecánicas y térmicas del dispositivo. El tanque está hecho generalmente de acero y se sella para proteger el transformador de la entrada de agua y aire.

Sistema de refrigeración: es el encargado de mantener la temperatura del transformador dentro de los límites permitidos, para evitar el sobrecalentamiento y el deterioro del aislamiento. Puede ser de aire, aceite o agua.

Aislamiento: es la parte del transformador que separa eléctricamente las diferentes partes del dispositivo y evita la fuga de corriente eléctrica. El aislamiento se encuentra en los devanados, el núcleo y en los conectores.

En general, estas son las principales partes que conforman un transformador de potencia, aunque la estructura del transformador puede variar dependiendo del diseño, el tamaño y la aplicación específica del dispositivo. [4]



Figura 1. Transformador de Potencia de la Estación Paso Pe.

2.2. Clase de refrigeración.

La refrigeración en los transformadores de potencia es un factor crucial para su correcto funcionamiento y durabilidad. Los transformadores de potencia producen calor debido a la corriente eléctrica que circula por su núcleo y devanados, por lo que es esencial controlar la temperatura para evitar daños en los materiales aislantes y pérdidas en la eficiencia energética. Es aquí donde entran en juego las diferentes clases de refrigeración disponibles para los transformadores, cada una con sus características y capacidades para disipar el calor generado. En las siguientes planillas se puede observar el significado de las letras y el orden correspondiente, y las diferentes clases de refrigeración y su significado:

1RA. LETRA	2DA. LETRA	3RA. LETRA	4TA. LETRA
Medio refrigerante en contacto con los arrollamientos.		Medio refrigerante en contacto con el sistema externo de refrigeración.	
Tipo de medio	Tipo de circulación	Tipo de medio	Tipo de circulación

Figura 2. Clases de Refrigeración, orden de las letras.

Siglas	Refrigerante	Método de Enfriamiento
ONAN	Aceite refrigerado natural (ON)	Aire refrigerado natural (AN)
ONAF	Aceite refrigerado natural (ON)	Aire refrigerado forzado (AF)
OFAN	Aceite refrigerado forzado (OF)	Aire refrigerado natural (AN)
OFAF	Aceite refrigerado forzado (OF)	Aire refrigerado forzado (AF)
OFWF	Aceite refrigerado forzado (OF)	Agua refrigerado forzado (WF)

Tabla 1. Clases de Refrigeración, descripción de las letras y combinaciones.

Cada una de estas clases de refrigeración tiene ventajas y desventajas en términos de costo, eficiencia, facilidad de mantenimiento, capacidad de disipar

el calor, etc. Es importante considerar cuidadosamente las necesidades de refrigeración de un transformador de potencia antes de seleccionar una clase específica, con el fin de garantizar un rendimiento óptimo y una vida útil prolongada.

2.2.1. ONAN.

El método de refrigeración ONAN se utiliza principalmente en transformadores de potencia con una capacidad de hasta 60 MVA, aunque el fabricante puede aplicarlo a su criterio. Estos transformadores cuentan con radiadores tipo panel y válvulas aislantes que facilitan la remoción del radiador del cuerpo principal del transformador. Esto permite una mayor facilidad para el desmontaje, transporte y reparación del radiador sin tener que descargar todo el aceite del tanque principal en caso de una pequeña falla.

En el caso de ONAN, el transformador puede permanecer energizado durante la remoción del radiador. El radiador defectuoso se puede retirar del tanque después del cierre de las válvulas aislantes superior e inferior, y luego drenar el aceite que se encuentra dentro del radiador. Las válvulas aislantes están herméticamente cerradas, lo que significa que cuando se cierran, solo una pequeña cantidad de aceite se escurre al exterior. Por esta razón, se deben fijar bridas ciegas sobre las válvulas cuando se retire el radiador.

Después de la reparación, se retiran las bridas ciegas y se acopla el radiador al tanque. Al cargar el aceite, se conecta una máquina filtradora a la válvula de drenaje y se deja entrar el aceite al radiador hasta que salga por el conducto de aire en la parte superior del radiador. Es importante que el aceite aislante tenga suficiente resistencia dieléctrica y que la válvula aislante esté cerrada cuando se descarga el aceite en el tanque. Después de poner el aceite, se cierra el conducto de aire y la válvula general. Luego, se abre la válvula de aislamiento después de que el aceite se haya estabilizado lo suficiente.

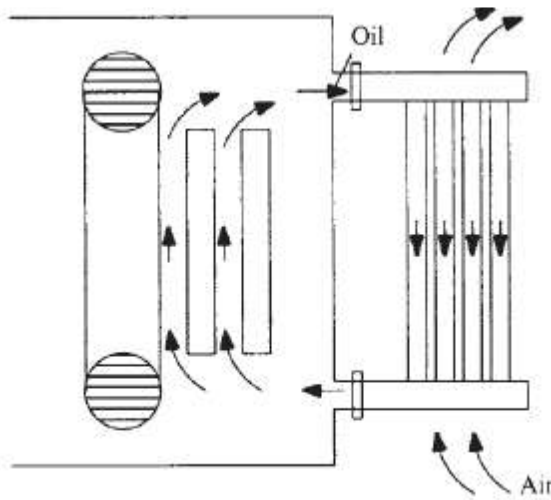


Figura 3. Método de refrigeración ONAN.

2.2.2. ONAF.

El método de refrigeración ONAF se utiliza principalmente en transformadores de potencia con una capacidad superior a 80 MVA y se utiliza en combinación con el método de refrigeración ONAN. En este caso, la capacidad de ONAF se incrementa hasta un tercio de la capacidad de ONAN, lo que significa que ONAF tiene una capacidad del 133% en comparación con ONAN. Hasta cierto punto, esta capacidad es suficiente para extraer el calor del aire, pero si se sobrepasa esta capacidad, la temperatura del transformador aumenta por encima del valor nominal y se producen pérdidas significativas. En este caso, los ventiladores se activarán automáticamente o manualmente para enfriar el transformador y evitar daños.

Los ventiladores pueden colocarse en dos posiciones diferentes. En una de ellas, los ventiladores se ubican en un lateral del radiador, lo que hace que el aire se mueva horizontalmente. En la otra posición, los ventiladores se colocan en la parte inferior del radiador, haciendo que el aire se mueva verticalmente. Los ventiladores estándar tienen un movimiento de 1.17 m/s y se caracterizan por tener poco ruido y un bajo consumo de energía. El tipo de ventiladores se

selecciona de acuerdo con las especificaciones del comprador, como la tensión de operación, etc. El funcionamiento de los ventiladores se controla automáticamente o manualmente. Para el control automático, los indicadores de temperatura del bobinado y/o del aceite pueden configurarse para que los ventiladores se enciendan automáticamente cuando se alcanza una cierta temperatura. Los ventiladores se dividen en varios grupos y cada grupo está protegido con una llave termomagnética para garantizar la seguridad durante el funcionamiento. Este sistema permite que los ventiladores puedan ser reparados durante la operación del transformador. Todos los controles y protecciones de los ventiladores se montan en una cabina de control en la superficie externa del transformador.

La cabina de control tiene un grado de protección IP54 de acuerdo con la norma IEC y la luz se enciende automáticamente cuando se abre la puerta. Además, la temperatura del espacio se controla con un termostato para evitar la condensación de la humedad debido a las bajas temperaturas exteriores.

2.2.3. OFAN.

El método de refrigeración ONAF se utiliza en combinación con ONAN y ONAF (ver figura de abajo) y se aplica comúnmente en transformadores de potencia con una capacidad superior a 80 MVA. En el caso de que los radiadores tengan que instalarse por separado del cuerpo principal del transformador, por ejemplo, en una estación de prueba de sonido, el sistema de refrigeración ONAF se implementa frecuentemente. En este sistema, la bomba se coloca en la tubería entre el cuerpo principal del transformador y el grupo de radiadores, lo que permite el transporte y eliminación efectivos del calor, acelerando el proceso de radiación de calor.

En los transformadores de potencia que utilizan el método de refrigeración ONAF, se reduce la capacidad del transformador para permitir una reparación

fácil de las bombas sin interrupción de la operación del transformador. El control de las bombas se realiza a través de la cabina de control ubicada en la superficie externa del transformador, donde se utiliza un indicador de temperatura de imagen térmica y/o un indicador de temperatura del aceite para controlar el funcionamiento automático de las bombas. Es posible ampliar la capacidad del transformador en el futuro mediante la adición de ventiladores adicionales para convertir el sistema de refrigeración ONAF en un sistema OFAF. La cabina de control tiene un grado de protección IP54 según la norma IEC, y la luz de la cabina se enciende automáticamente cuando se abre la puerta. Para evitar la condensación de la humedad debido a las bajas temperaturas externas, se utiliza un conjunto de resistencia termostato para controlar la temperatura del espacio.

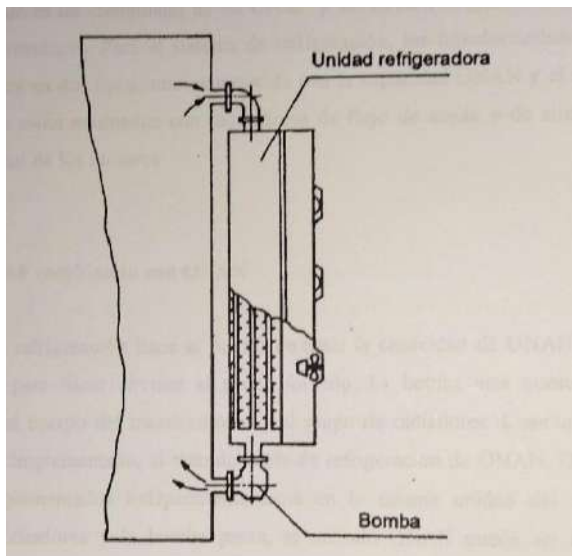


Figura 4. Método de refrigeración ONAF/OFAF.

2.2.4. OFAF.

El método combinado ONAF y OFAN se utiliza comúnmente en grandes transformadores de potencia. En términos de sistema de refrigeración, los transformadores se clasifican en dos tipos: aquellos que tienen capacidad ONAN y aquellos que no la tienen. Ambos tipos están equipados con indicadores de flujo de aceite y aire, además de la protección normal de los motores.

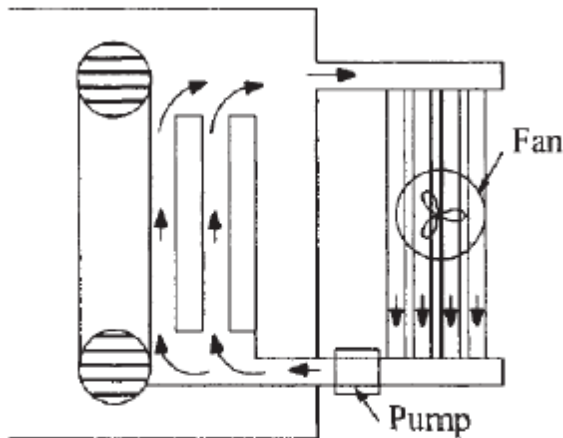


Figura 5. Sistema de refrigeración OFAF.

2.2.5. OFAF combinado con ONAN

Este sistema de refrigeración combina las ventajas del ONAN con la capacidad de circulación forzada del aceite. La bomba se coloca en la tubería principal entre el cuerpo del transformador y el grupo de radiadores. Cuando se utiliza este sistema, se pueden implementar independientemente los tres métodos de refrigeración: ONAN, ONAF y OFAF en la misma unidad del transformador. Cuando los ventiladores y la bomba están apagados, el método ONAN se pone

en marcha. Si solo se detienen las bombas, se utiliza el método ONAF de refrigeración. La ventaja de este sistema es que se reduce la pérdida de los equipos auxiliares, como los ventiladores y las bombas, mediante el uso de un panel de control que permite al operador elegir entre varias opciones de refrigeración en función de la temperatura o la temperatura del aceite.

2.2.6. OFAF sin combinación con ONAN.

En este método, se logra una mejora en la capacidad de refrigeración por unidad. La transferencia de calor del aceite es cuatro veces mayor que la del aire, lo que significa que el área de contacto del aire debe ser cuatro veces mayor que la del aceite. Para lograr esto, se utiliza una unidad de refrigeración en la que se instala una aleta de radiación de poco espesor llamada "Cooler" en la tubería de enfriamiento para aumentar el área de radiación del aire. Esta unidad de refrigeración se presenta en varios tipos estructurales.

En cuanto a las características de los refrigerantes adoptados para los transformadores de potencia, se requiere que el elemento de refrigeración esté galvanizado en caliente para ofrecer una excelente protección contra la corrosión y un buen contacto térmico. Si la refrigeración utiliza largos conductos de aire, no es sensible al ingreso de sustancias ajenas y, por lo tanto, requiere poco mantenimiento. Además, se pueden utilizar diferentes velocidades de ventiladores para cumplir con los requisitos de nivel de ruido.

Este método de refrigeración tiene una estructura simple y se puede instalar en un espacio pequeño debido a su tamaño. La unidad de refrigeración generalmente se coloca cerca del cuerpo principal del transformador, aunque en algunos casos puede instalarse por separado.

2.2.7. OFWF

El método de refrigeración de agua y aceite es considerado uno de los más efectivos para enfriar transformadores. A diferencia del OFAF, este método utiliza agua para circular alrededor de la tubería de aceite y así generar transmisión de calor por radiación. Es importante mencionar que se debe tener especial cuidado para asegurar que la presión del aceite sea mayor que la del agua, ya que, si la tubería del agua refrigerante se quiebra y se intercambia con el aceite, puede haber graves daños eléctricos. Este método de refrigeración es comúnmente utilizado en transformadores de caldera. Para su funcionamiento, el agua es forzada a través de bombas en una unidad de refrigeración que se encuentra separada del cuerpo principal del transformador. [5]

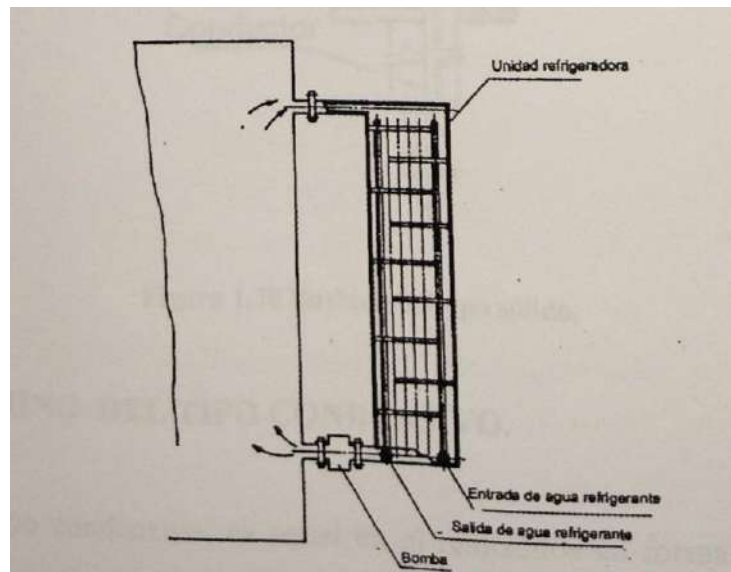


Figura 6. Método de refrigeración OFWF.

CAPITULO 3.

EFFECTOS DE SOBRECARGAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

3.1. Análisis de los efectos de sobrecargas que sufren los transformadores de potencia.

Un transformador de potencia se define por su capacidad nominal, que es la potencia máxima que puede suministrar sin superar sus límites de temperatura segura. Esta capacidad nominal se determina a partir de los valores nominales de voltaje y corriente que figuran en la placa de identificación del transformador.

Cuando un transformador se encuentra en sobrecarga, se produce un aumento en la temperatura de sus componentes internos, lo que puede generar daños irreversibles. Esto se debe a que la capacidad de disipación de calor del transformador es limitada, y si se supera el límite de diseño, pueden ocurrir deformaciones, corrosión y fallas en los aislamientos. Además, las sobrecargas prolongadas pueden reducir significativamente la vida útil del transformador, aumentando los costos de mantenimiento y reemplazo.

3.2. Consecuencias de las sobrecargas en los transformadores de potencia.

Las sobrecargas en los transformadores de potencia, independientemente de su cuantía o duración, tienen efectos nocivos que pueden provocar daños significativos. Entre los efectos más importantes se incluyen:

- a) Aumento brusco de la temperatura en los arrollamientos, conexiones, aislamientos y aceite, lo que puede alcanzar niveles inadmisibles y provocar la pudrición del material aislante.
- b) Incremento de la densidad de flujo de dispersión, lo que produce el llamado efecto Foucault. Este efecto genera calor en los elementos metálicos del transformador, como las vigas de apriete, los tornillos, las paredes de la cuba, entre otros.
- c) Aumento de la humedad y el contenido de gas en el aceite debido al incremento de la temperatura, ya que la capacidad del papel aislante de retener agua disminuye con la temperatura, mientras que la solubilidad del agua en el aceite aumenta con la temperatura. Este proceso hace que cuando la temperatura aumenta, una parte del agua que se encuentra en el papel aislante se transfiera al aceite y viceversa cuando el transformador se enfría.
- d) Los accesorios del transformador, como los pasa tapas y los cambiadores de tomas en carga, están sometidos a esfuerzos mayores que limitan los márgenes de diseño y aplicación.

La combinación del flujo principal y el incremento del flujo de dispersión conducen a una posible sobreexcitación en el núcleo. Durante las sobrecargas, la tensión máxima no puede sobrepasar 1,05 veces la tensión asignada (toma principal) o la tensión de tomas (otras tomas) en cualquier arrollamiento del transformador. No obstante, las limitaciones pueden variar para la regulación de tensión ante cambios de flujo. Como consecuencia de todo ello, se corre el riesgo de sufrir un defecto prematuro ligado al aumento de la corriente y de las temperaturas. Este riesgo puede manifestarse a corto plazo inmediato o a largo plazo como un envejecimiento térmico acumulado. Por lo tanto, es fundamental tomar medidas para evitar y controlar las sobrecargas en los transformadores de potencia. [4]

CAPITULO 4.

OPERACIÓN EN PARALELO DE TRANSFORMADORES.

4.1. Consideraciones importantes para la operación en paralelo de transformadores.

La operación en paralelo de transformadores puede ser una tarea compleja y requiere una planificación cuidadosa para garantizar un servicio seguro y rentable. La conexión de transformadores en paralelo significa la conexión directa de terminal a terminal entre los transformadores en la misma instalación. La regulación de la tensión de un transformador con tomas es relativamente clara y fácil de operar. Sin embargo, al conectar transformadores en paralelo, es fácil perder la visión de conjunto y se necesita asegurar que se aprovecha su rendimiento por completo y sin sobrecargar ninguno de ellos.

Para una operación en paralelo con éxito, los transformadores requieren cumplir con las siguientes condiciones según la norma IEC 60076-8:

- Mismo Índice Horario y secuencia de fases.
- La misma relación de transformación con alguna tolerancia y similar rango de tomas.
- La misma impedancia relativa de cortocircuito - impedancia porcentual - con alguna tolerancia. Esto también significa que la variación de la impedancia relativa a través de todo el rango de tomas debe ser similar para los transformadores.

Si se planea una nueva unidad para operar en paralelo con transformadores existentes, se recomienda seguir las siguientes recomendaciones de la IEC:

- a. No es recomendable combinar transformadores con diferentes grados de potencia (por ejemplo, más de 1:2). La impedancia relativa natural para diseños óptimos varía con el tamaño del transformador.
- b. Transformadores contruidos de acuerdo a diferentes conceptos de diseño pueden presentar diferentes niveles de impedancia y tener diferentes tendencias en todo el rango de tomas. Para garantizar un servicio seguro y rentable en la operación en paralelo de transformadores, es esencial asegurarse de que cumplan con las condiciones mencionadas anteriormente. Además, es importante tener en cuenta las recomendaciones de la IEC al agregar nuevas unidades a transformadores existentes.

4.2. Relación entre la conexión trifásica y la relación ángulo-fase en transformadores.

La conexión trifásica de transformadores es una forma común de conectar transformadores en sistemas eléctricos trifásicos. En este tipo de conexión, las tres fases de los transformadores están conectadas en paralelo y se utilizan para suministrar energía a cargas trifásicas.

La relación ángulo-fase es una medida de la fase relativa entre las corrientes y voltajes de un sistema eléctrico trifásico. En un sistema trifásico balanceado, las corrientes y voltajes tienen una relación de 120 grados entre sí. La relación ángulo-fase es importante para garantizar un funcionamiento equilibrado y eficiente del sistema.

Cuando se conectan en paralelo transformadores trifásicos, es importante que la relación ángulo-fase de cada transformador sea igual para evitar desequilibrios de corriente y voltaje. Si los transformadores tienen diferentes

relaciones ángulo-fase, pueden surgir problemas de desequilibrio de carga y flujo de potencia en el sistema.

Los transformadores trifásicos tienen conexiones comunes, como se muestra en la figura de abajo. En cada bloque, se indican uno o dos índices horarios mediante permutación. Por ejemplo, si los terminales del secundario de un transformador con índice horario N° 1 se renombran mediante permutación cíclica (II se convierte en I, III se convierte en I y I se convierte en III), el desplazamiento de fase cambia por 120 grados eléctricos a índice horario N° 5. Por lo tanto, es posible conectar en paralelo transformadores con diferencias de índices horarios de 4 u 8 después de la permutación cíclica de las conexiones a la línea en cada lado del transformador.

Incluso se puede combinar transformadores con índice horario de 1 o 5 con transformadores con índice horario de 11 o 7 mediante la inversión de la secuencia de fase en ambos lados de cualquiera de los transformadores.

No se recomienda la conexión en paralelo de Dyn y Zn debido a las diferentes propiedades de impedancia de secuencia cero. En resumen, la conexión trifásica y la relación ángulo-fase son factores importantes a considerar en la conexión en paralelo de transformadores.

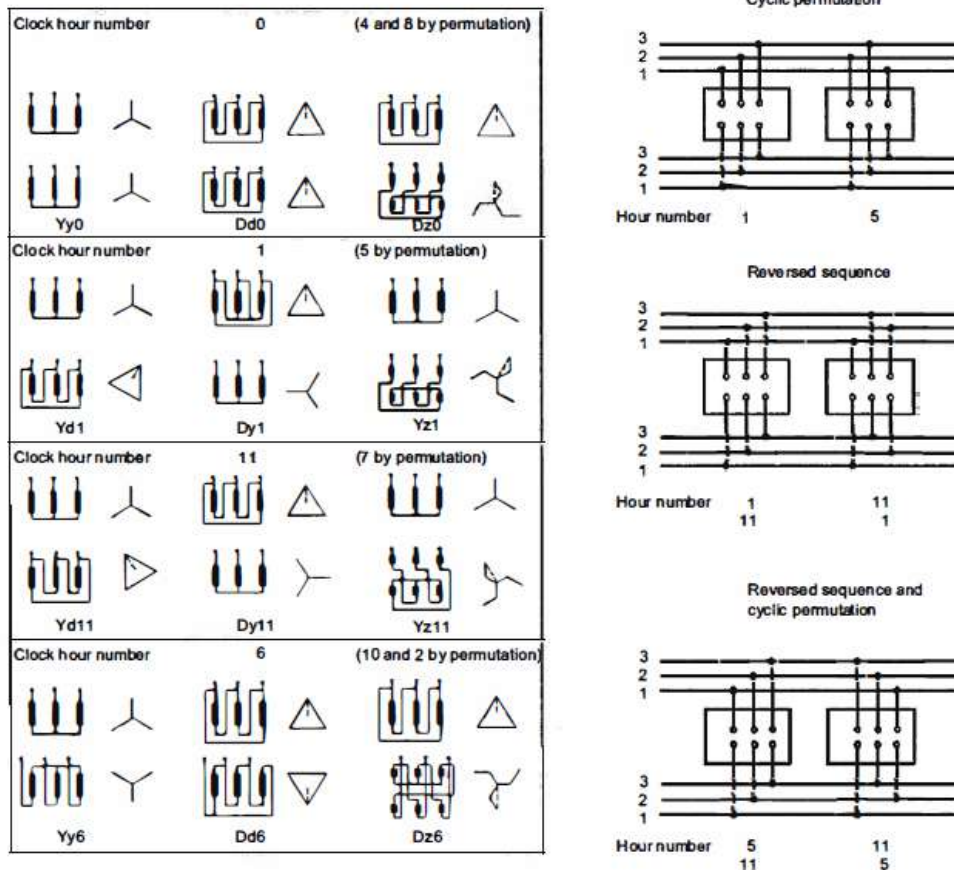


Figura 7. Conexiones y posibilidades de paralelismo de transformadores trifásicos.

4.3. Corriente circulante y relación de transformación en transformadores conectados en paralelo.

Cuando se conectan transformadores en paralelo, puede haber una corriente que circula entre los transformadores, lo que se conoce como corriente circulante. Esta corriente circulante se produce debido a las diferencias en la relación de transformación de los transformadores. La relación de transformación es la relación entre el número de vueltas en el devanado primario y el número de vueltas en el devanado secundario del transformador.

Cuando dos transformadores con relaciones de transformación ligeramente diferentes se conectan en paralelo, se genera una diferencia de tensión entre ellos que da lugar a una corriente circulante a través de la suma de las impedancias de ambos transformadores. Debido a que la naturaleza de estas impedancias es predominantemente inductiva, la corriente resultante también es inductiva.

La corriente circulante puede tener ventajas y desventajas. Una ventaja es que puede ayudar a equilibrar la carga entre los transformadores en paralelo y evitar que un transformador tenga una carga demasiado alta. Sin embargo, la corriente circulante también puede causar pérdidas adicionales en los transformadores y disminuir la eficiencia del sistema. Otra desventaja de la corriente circulante es que puede aumentar la corriente de falla en el sistema. Esto puede ser peligroso y aumentar el riesgo de daño a los equipos y las personas.

Para minimizar la corriente circulante, es importante asegurarse de que los transformadores en paralelo tengan la misma relación de transformación y que se ajusten correctamente las tomas de los transformadores. También es importante utilizar un sistema de control adecuado para monitorear la operación de los transformadores en paralelo y ajustar la carga en consecuencia.

4.4. Impedancias de cortocircuito diferentes.

Cuando se conectan en paralelo transformadores con impedancias de cortocircuito desiguales, el transformador con menor impedancia ocupará un mayor porcentaje de su potencia nominal, ya que atraerá una mayor corriente en relación al otro transformador. Por el contrario, el transformador de mayor impedancia ocupará un porcentaje menor de su potencia nominal, ya que atraerá una menor corriente.

Este efecto se debe a que, en un sistema eléctrico trifásico equilibrado, la corriente que fluye por cada fase es la misma y la diferencia de tensión entre ellas es mínima. Por tanto, si se conectan dos transformadores con impedancias de cortocircuito desiguales, la corriente que fluye por el transformador con menor impedancia será mayor que la corriente que fluye por el otro transformador. Este hecho puede generar un incremento marginal en la pérdida de potencia combinada de la transformación, pero lo más importante es que puede restringir la capacidad de carga de la instalación.

Para evitar estos problemas, es necesario realizar una cuidadosa selección de los transformadores a conectar en paralelo. Se deben elegir transformadores con valores de impedancia de cortocircuito lo más similares posible y, en caso de que existan diferencias significativas, se debe tener en cuenta la corriente circulante que se generará y su posible impacto en la capacidad de carga del sistema. También existen técnicas de compensación de la corriente circulante mediante el uso de tomas escalonadas, pero su implementación requiere un análisis detallado de la configuración del sistema y de los parámetros de los transformadores involucrados.

4.5. Métodos de operación en paralelo de transformadores de potencia.

El uso de transformadores en paralelo con cambiadores de tomas similares es una práctica común en sistemas eléctricos de potencia. Si dos transformadores en paralelo con cambiadores de tomas similares operan de manera inadecuada, pueden generar que la toma de un transformador se ubique en la posición más alta mientras la toma del otro transformador se ubique en su posición más baja. Esto ocasionará una alta corriente circulante entre ellos y una pérdida de energía innecesaria dentro de los transformadores y la red, reduciendo su capacidad y rendimiento útil. Además, existe el riesgo de

sobrecarga o sobretensión severa, lo que puede causar la pérdida de uno de los transformadores.

Por esta razón, se han identificado diferentes métodos en los últimos años para realizar el paralelo de transformadores con conmutadores bajo carga mediante control electrónico o numérico. Por lo tanto, los principales objetivos de cualquier sistema de control de voltaje deben ser:

- Mantener la tensión correcta en el cliente o en las barras, teniendo en cuenta las caídas de tensión en la línea.
- Minimizar las corrientes circulantes reactivas que fluyen a través de los transformadores conectados en paralelo y las redes.

A continuación, se describen algunos de los métodos utilizados para implementar el paralelo de transformadores.

4.5.1. Método de la reactancia negativa para el paralelismo de transformadores de potencia.

El método de la reactancia negativa es una técnica utilizada para controlar la tensión en un punto de carga lejano en la red mediante la compensación por la caída de tensión de línea. En la figura siguiente, se muestra un diagrama de vectores que utiliza el principio de reactancia inversa para los transformadores de potencia, suponiendo que los transformadores están en la misma posición de toma y que la tensión de barra proporciona un valor compensado calculado U_L , que coincide con la tensión objetivo U_{set} . Este método utiliza una reactancia en paralelo con el transformador para generar una corriente que se opone a la corriente circulante, disminuyendo la caída de tensión y mejorando la regulación de la tensión.

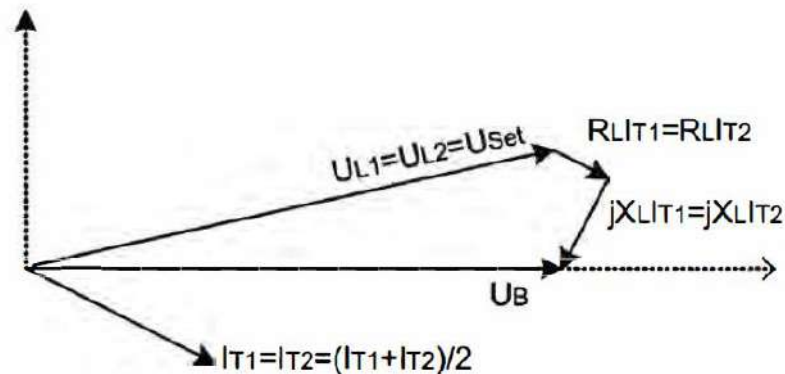


Figura 8. Diagrama que visualiza la alineación de dos transformadores en paralelo para obtener una tensión de salida específica.

El método de la reactancia negativa se utiliza para la compensación de la caída de tensión de línea y controlar la tensión en un punto de carga lejano en la red. En este método, la compensación por la caída de tensión de línea se realiza con un signo opuesto en X_L , lo que se conoce como "reactancia inversa" o "reactancia negativa". La compensación en la figura anterior genera un aumento de la tensión desde U_s hacia el transformador mismo. Si los transformadores se encuentran en posiciones de toma diferentes, aparece una corriente circulante y el transformador con la toma más alta es la fuente de esta corriente.

4.5.2. Método de la corriente reactiva circulante.

El método de la corriente reactiva circulante se utiliza para controlar el paralelo de transformadores y consiste en reducir la corriente circulante a través de la conmutación adecuada de los cambiadores de tomas bajo carga implicados. Al minimizar la corriente circulante, se mejora el flujo total de potencia reactiva, y el flujo de potencia aparente se distribuye entre los transformadores del grupo con impedancia de cortocircuito similar en proporción a su potencia nominal. Este método es efectivo en transformadores con diversas condiciones, como diferentes impedancias, cambios dinámicos de impedancia, relaciones de

transformación diferentes, tensiones por paso diferentes y rango de tomas diferente. En general, este método mejora el rendimiento de los transformadores en condiciones diversas.

4.5.3. Método Maestro-Seguidor.

El método maestro-seguidor es una técnica utilizada para la operación en paralelo de transformadores de potencia en un sistema eléctrico. Consiste en designar un transformador como el "maestro" y el otro como el "seguidor".

El transformador maestro es el que controla la corriente de carga del sistema, mientras que el seguidor ajusta su corriente de carga para seguir la corriente del maestro. De esta manera, los transformadores pueden operar en paralelo sin causar desequilibrios de corriente o voltaje en el sistema.

El transformador maestro se conecta directamente a la carga y su corriente se mide utilizando un transformador de corriente. El seguidor se conecta en paralelo con el maestro y su corriente se mide utilizando otro transformador de corriente. La medición de la corriente se utiliza para ajustar la corriente del seguidor para que siga la corriente del maestro.

Es importante destacar que la selección del transformador maestro y seguidor se basa en la igualdad de sus características, tales como relación de transformación, impedancia, tipo de enfriamiento, etc. Además, se requiere una protección adecuada y un sistema de control para garantizar una operación segura y estable

4.5.4. Método de factor de potencia.

Cuando dos o más transformadores están conectados en paralelo, es importante asegurarse de que cada uno esté trabajando en condiciones similares. Si hay una diferencia en el factor de potencia entre los transformadores, puede haber una distribución desigual de la carga, lo que puede resultar en un mal funcionamiento de los transformadores y una reducción en su vida útil. Para evitar este problema, se utiliza el método de factor de potencia. El objetivo es ajustar el factor de potencia de cada transformador de manera que sea igual al factor de potencia promedio de los transformadores en paralelo.

Para lograr esto, se utiliza un dispositivo de corrección del factor de potencia, como un banco de capacitores, para ajustar el factor de potencia de cada transformador. Los bancos de capacitores se conectan en paralelo con los transformadores y proporcionan la capacidad adicional necesaria para mejorar el factor de potencia.

El proceso de ajuste del factor de potencia se lleva a cabo midiendo la potencia activa y reactiva de cada transformador y luego ajustando la capacidad del banco de capacitores para que el factor de potencia de cada transformador sea igual al factor de potencia promedio.

Sin embargo, si se usara este método, podría causar un flujo desigual de potencia reactiva en los transformadores, lo que no es deseable. Además, en aplicaciones donde hay una diferencia en la impedancia, el método de factor de potencia puede resultar en que el transformador con la carga activa más alta (impedancia más baja) también tenga la mayor carga reactiva, lo que no es óptimo. Aunque el método de factor de potencia es útil para determinar la ubicación adecuada de las tomas de los transformadores en paralelo y para mantener el factor de potencia igual en cada transformador, no es una solución

perfecta y puede no ser la mejor opción en todas las situaciones, especialmente en aquellas con diferencias significativas en la impedancia

4.5.5. Método del balance de la corriente reactiva (VAr).

El Método del balance de la corriente reactiva, también conocido como Método de la Corriente Reactiva Paralela, es un enfoque para la operación en paralelo de transformadores de potencia que se basa en la igualación de las corrientes reactivas de los transformadores. El objetivo es lograr una distribución de carga equilibrada entre los transformadores para garantizar una operación estable y confiable.

El principio básico del método del balance de corriente reactiva es que, si se colocan dos o más transformadores en paralelo, deben tener la misma carga reactiva para evitar una distribución desigual de carga. Para lograr esto, se utiliza un dispositivo de compensación de corriente reactiva, como un banco de capacitores o inductores, para ajustar la carga reactiva de cada transformador. En primer lugar, se mide la corriente reactiva de cada transformador. Luego, se ajusta la capacidad del banco de compensación de corriente reactiva para igualar la corriente reactiva de cada transformador en paralelo. Una vez que se alcanza el equilibrio de corriente reactiva, se asegura una distribución equilibrada de la carga y una operación confiable y eficiente del sistema.

Es importante tener en cuenta que el método del balance de corriente reactiva no tiene en cuenta la carga activa de los transformadores y no proporciona un control preciso del factor de potencia. Por lo tanto, en algunos casos, puede ser necesario utilizar un enfoque combinado que tenga en cuenta tanto la carga activa como la reactiva de los transformadores para garantizar una operación óptima. [6]

CAPITULO 5.

REPOTENCIACIÓN.

5.1. Repotenciación de Transformadores de Potencia.

Es fundamental comprender que la optimización de la operación de sistemas eléctricos modernos es un proceso crítico para mejorar la eficiencia energética y maximizar la vida útil de los activos existentes. Los transformadores de potencia son componentes clave en la infraestructura eléctrica, y su mejora es esencial para alcanzar una mayor eficiencia en el sistema.

La repotenciación de un transformador es un proceso mediante el cual se renuevan y mejoran sus componentes para mejorar su rendimiento y capacidad. Este proceso se puede realizar de forma integral en el sitio o en la fábrica, lo que permite reducir los costos y minimizar el tiempo de inactividad del equipo

Una de las ventajas adicionales de la repotenciación de un transformador es que se puede realizar una actualización tecnológica al mismo tiempo. Esto significa que los transformadores pueden adaptarse a las últimas tecnologías y normas de seguridad, lo que se traduce en una mejora significativa en la eficiencia energética, la confiabilidad y la seguridad del sistema eléctrico. Es importante destacar que la repotenciación no solo tiene un impacto positivo en la eficiencia y la seguridad, sino que también es una alternativa sostenible a la compra de nuevos transformadores. Al mejorar y prolongar la vida útil de los transformadores existentes, se reduce el consumo de energía y se minimiza la cantidad de residuos electrónicos.

A continuación, veremos las alternativas de repotenciación.

5.1.1. Repotenciación con elevación de potencia.

Es importante destacar que la elevación de potencia de un transformador se logra mediante diversas tecnologías que requieren una evaluación cuidadosa de las alternativas de ingeniería. La repotenciación de un transformador puede incluir una variedad de recursos, que se detallan a continuación:

- Elevación de la capacidad de disipación del sistema de enfriamiento: esta opción implica la transformación de sistemas ONAN en sistemas ONAN/ONAF mediante la inclusión de moto-ventiladores. Otra opción es elevar el caudal de aire en sistemas ONAN/ONAF mediante la sustitución o adición de moto-ventiladores. Ambas opciones permiten una mayor capacidad de disipación del calor, lo que se traduce en una mayor potencia del transformador.
- Substitución de arrollamientos aislados con papel aislante tipo kraft convencional: esta opción implica la utilización de papel aislante termo estabilizado en lugar de papel aislante tipo kraft convencional. La utilización de este tipo de papel aislante resulta en una ganancia de 10°C para la elevación de temperatura del arrollamiento.
- Substitución de arrollamientos con aislación convencional de celulosa por aislación híbrida: esta opción implica la combinación de polímero aislante tipo NOMEX con aislación de celulosa y aceite mineral aislante. La utilización de NOMEX resulta en una ganancia de hasta 30°C para la elevación de temperatura del arrollamiento y una vida útil superior a la de la aislación de celulosa convencional. La elevación de la temperatura aceite-ambiente es controlada en 65°C.

- Substitución completa de la parte activa: esta opción implica la substitución completa de la parte activa del transformador, incluyendo el núcleo. Aunque es una solución de costo inicial mayor, permite la optimización completa de la Parte Activa, resultando en una potencia final mayor y un costo específico (S/KVA) menor.

5.1.2. Repotenciación y actualización tecnológica

Durante un proyecto de repotenciación, es fundamental realizar una actualización tecnológica del transformador. En este sentido, se evalúan diversos aspectos técnicos que permiten maximizar el rendimiento del equipo y prolongar su vida útil.

Una de las mejoras más comunes es la transformación de transformadores con cambiadores de derivaciones fijos en reguladores mediante la adaptación de cambiadores bajo carga. Asimismo, se recomienda aislar completamente la parte activa del tanque del transformador para eliminar fuentes de generación de gases asociadas a potenciales eléctricos flotantes o corrientes de circulación inducidas. Además, los cambiadores antiguos, con cilindros de llaves no estancos, son renovados para que sean estancos. También se sustituye el sistema de preservación por un sistema cerrado tipo conservador con membrana, lo que permite un mejor control del aceite aislante.

En cuanto a los aisladores, se reemplazan los pasatapas capacitivos tipo resinados por aisladores pasantes modernos tipo papel-aceite o RIP (resin impregnated paper), que son libres de descargas parciales y ofrecen mayor resistencia eléctrica.

Otro aspecto relevante es la actualización del sistema de comando, control y protección, que puede ser remodelado integralmente. Es recomendable utilizar sistemas y accesorios digitales, así como la provisión o instalación de sensores

para sistemas modernos de monitoreo en tiempo real. De esta manera, se asegura un mejor control y una mayor eficiencia en la operación del transformador.

5.1.3. Reacondicionamiento de transformadores.

El programa de revitalización es una combinación adecuada de diversas técnicas y procesos para garantizar la recuperación óptima de los transformadores de interés que han sido retirados preventivamente de operación. Entre las técnicas empleadas se encuentran la clasificación de estado, que permite identificar los grupos de transformadores prioritarios, el diagnóstico del estado de la parte activa y la localización de posibles defectos. Además, se cuenta con un equipo de ingenieros especializados en la proyección actualizada y una capacidad de ingeniería dedicada.

Para llevar a cabo la revitalización, se dispone de un equipo de operadores avanzado en el sitio, altamente capacitado y entrenado en la fábrica, y se llevan a cabo procesos completos de reparación y revitalización, incluyendo ensayos eléctricos en el sitio para garantizar la calidad y fiabilidad del transformador una vez finalizada la operación. [5]

CAPITULO 6.

SOFTWARE EMPLEADO PARA EL ANALISIS.

6.1. Presentación del software CYMDIST. Programa de análisis de redes eléctricas.

El software es una herramienta completa de modelado y análisis de sistemas eléctricos de distribución, que ofrece una representación detallada de todas las partes de una red de distribución, incluyendo el sistema primario MV, el sistema secundario LV (radial o mallado) y el sistema de subtransmisión.

El software es capaz de manejar modelos de distribución balanceados o desbalanceados en cualquier combinación de fases y funciona en redes de tipo radial, anillado o mallado. El paquete base de CYMDIST reúne herramientas de modelado y análisis para realizar una amplia variedad de simulaciones para la planificación del sistema de distribución eléctrica. En el núcleo del software se encuentran modelos detallados y algoritmos alineados con los mejores estándares de la industria, que se basan en tecnologías de ingeniería innovadoras. La interfaz gráfica de usuario del software es totalmente personalizable y proporciona una representación detallada de los resultados y los informes necesarios.

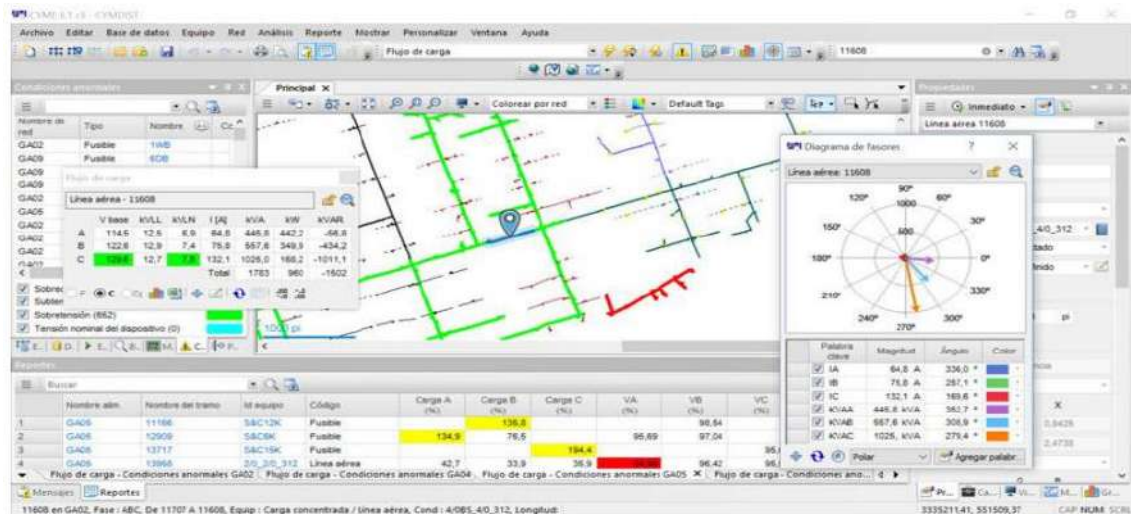


Figura 9. Interfaz de usuario del Software CYMDIST.

6.1.1. Herramientas y capacidades clave del software para la simulación y planificación de sistemas eléctricos de distribución.

El software ofrece diversas herramientas para el análisis de sistemas eléctricos de distribución, entre las que destacan:

6.1.1.1. Flujo de carga.

Es una herramienta esencial en la planificación, diseño y operación de sistemas eléctricos de potencia. Permite calcular tensiones, corrientes, factor de potencia, pérdidas y desequilibrios para todo el sistema o partes de él. CYMDIST incluye opciones para calcular caídas de tensión balanceadas y desbalanceadas, y flujo de carga desbalanceada para redes secundarias subterráneas, instalaciones de baja tensión y sistemas de subtransmisión conectados a sistemas de distribución.

Flujo de carga - Condiciones anormales GA05								
	Nombre alim.	Nombre del tramo	Id equipo	Código	Carga A (%)	Potencia de paso A (kW)	Potencia de paso A (kVAR)	VA (%)
1	GA05	11186	S&C12K	Fusible				
2	GA05	12909	S&C8K	Fusible	134.9	53.4	16.2	95.69
3	GA05	13717	S&C15K	Fusible				
4	GA05	13958	2/0 2/0 3/12	Línea aérea equilibrada	42.7	800.1	243.5	94.96
5	GA05	14028	2/0 2/0 3/12	Línea aérea equilibrada	42.7	799.9	243.3	94.96
6	GA05	14104	2/0 2/0 3/12	Línea aérea equilibrada	42.7	799.9	243.2	94.96
7	GA05	14160	2/0 2/0 3/12	Línea aérea equilibrada	42.1	787.6	239.3	94.88
8	GA05	14063	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	21.9	408.5	123.9	94.81
9	GA05	14002	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	20.6	384.6	116.5	94.77
10	GA05	14032	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	20.6	384.5	116.4	94.74
11	GA05	13969	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	5.4	100.0	30.2	94.74
12	GA05	13906	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	5.4	100.0	30.2	94.74
13	GA05	13609	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	0.0	-0.0	-0.0	94.74
14	GA05	13709	S&C40K	Fusible	38.3	100.0	30.2	94.74
15	GA05	13708	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	5.4	100.0	30.2	94.74
16	GA05	13682	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	5.4	100.0	30.2	94.74
17	GA05	13619	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	0.0	0.0	-0.0	94.74
18	GA05	13463	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	0.0	0.0	-0.0	94.74
19	GA05	13648	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	3.5	64.6	19.5	94.73
20	GA05	13623	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	1.6	29.2	8.8	94.73
21	GA05	13595	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	1.6	29.2	8.8	94.73
22	GA05	13549	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	0.6	11.8	3.6	94.73
23	GA05	13871	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	1.3	23.6	7.1	94.73
24	GA05	13854	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	0.0	0.0	-0.0	94.73
25	GA05	13781	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	0.0	0.0	-0.0	94.73
26	GA05	13811	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	1.9	35.4	10.7	94.74
27	GA05	13908	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	1.9	35.4	10.7	94.74
28	GA05	13918	2/0 1/0 3/12	Línea aérea equilibrada	1.3	23.6	7.1	94.74

Figura 10. Flujo de carga presentado por el Software.

6.1.1.2. Distribución y estimación de carga.

Desarrolla un modelo de carga exacto al asignar las demandas del alimentador mediante la red en función de la capacidad conectada al transformador, datos de consumo y demandas.

6.1.1.3. Análisis de fallas.

Ayuda a la evaluación de fallas en el sistema de distribución, incluyendo tres métodos: Convencional, ANSI, IEC 60909© y IEC 61363© que se basan en modelos de fase múltiple para resolver sistemas balanceados o desbalanceados, monofásicos, bifásicos, trifásicos, sistemas radiales y mallados. CYMDIST también incluye un localizador de fallas, análisis de falla serie, análisis de *falla* simultánea, análisis de caída de tensión, y flujo de falla/cortocircuito.

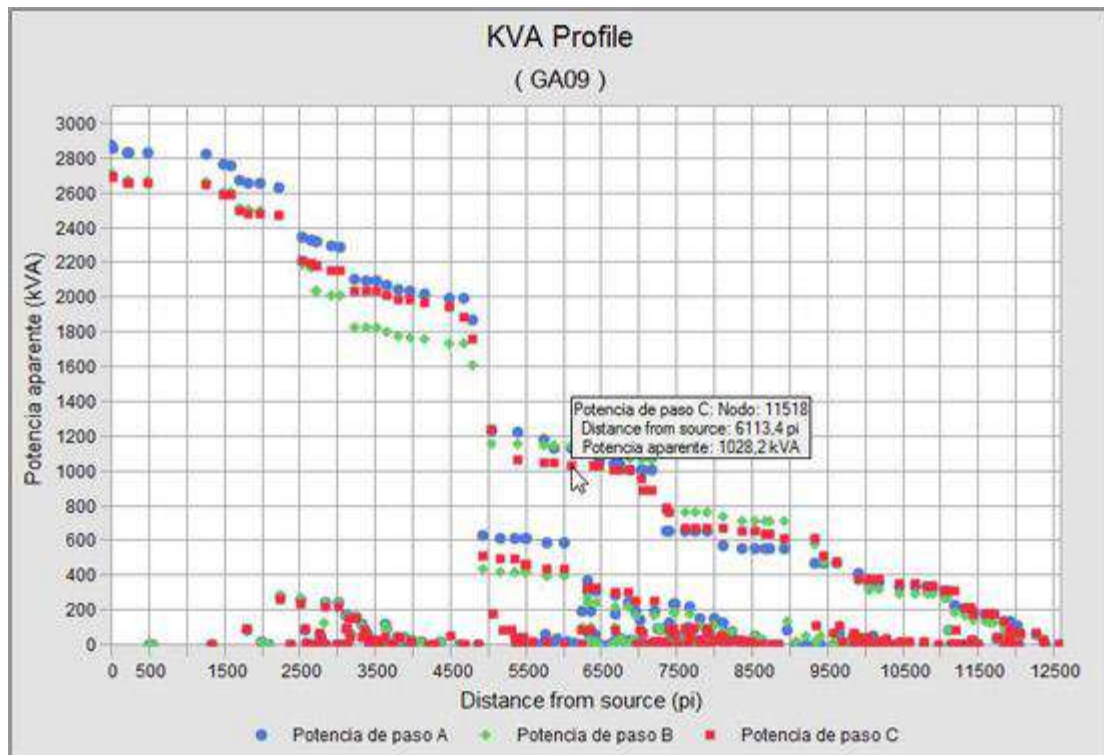


Figura 11. Análisis de fallas en el Software CYMDIST.

6.1.1.4. Balance de carga.

Se utiliza para determinar qué cargas o tomas laterales pueden reconectarse a diferentes fases para minimizar las pérdidas kW o equilibrar la corriente, carga y tensión. [7]

6.1.1.5. Dimensionamiento y ubicación óptima de condensadores:

Este análisis es útil para determinar la ubicación óptima y el tamaño de los bancos de condensadores shunt con el fin de reducir las pérdidas de kW o mejorar la tensión del sistema mientras se mantiene un factor de potencia deseado. El usuario puede definir las condiciones en términos de tamaño,

número y ubicación adecuada de los bancos de condensadores y aprobar si los bancos recomendados deben ser instalados o no.

El análisis puede proporcionar una lista de todas las posibles ubicaciones de los condensadores con los impactos en tensiones y las pérdidas de kW.

6.1.1.6. Arranque de motores:

La funcionalidad de arranque de motores de CYMDIST permite determinar el impacto de los motores de inducción o sincrónicos que arrancan en el sistema gracias a la evaluación del parpadeo de tensión. Además, una herramienta de estimación proporciona información sobre el tamaño máximo del motor monofásico o trifásico para cada tramo en función de la caída máxima permitida de tensión.

6.1.1.7. Análisis por lotes:

La función de análisis por lotes permite a los usuarios ejecutar múltiples escenarios definidos por el usuario en una selección de estudios, archivos autónomos y redes múltiples disponibles en la base de datos. Cada escenario es configurable y puede incluir varias simulaciones de análisis; cada una de estas utilizando parámetros configurables. Esta función es aún más poderosa cuando se combina con el módulo Administrador avanzado de proyectos y/o el módulo Análisis predictivo automático de redes, lo que permite ejecutar análisis en los escenarios de proyectos definidos por el usuario.

Estas herramientas, junto con otras capacidades avanzadas de CYMDIST, permiten a los ingenieros eléctricos realizar simulaciones y análisis detallados para planificar, diseñar y operar sistemas eléctricos de distribución con mayor eficiencia y confiabilidad.

6.1.2. Presentación del software de análisis de flujo de carga

ANAREDE.

El software ANAREDE (Análisis de redes eléctricas) es la herramienta más utilizada en Brasil y Paraguay para el análisis de sistemas de energía en estado estacionario o régimen permanente. Este software incluye funciones de flujo de energía, equivalente de red, análisis de contingencia, análisis de voltaje y sensibilidad de flujo, y programas de análisis de seguridad de voltaje, lo que lo convierte en una herramienta muy completa y útil.

Además, ANAREDE cuenta con una interfaz gráfica muy potente, que combinada con los programas FormCepel y EditCepel, permite al usuario filtrar los resultados y seleccionar los extractos de interés de forma sencilla y rápida. También es importante destacar que ANAREDE utiliza la versión integrada de SAGE (Open Power Management System) para la operación en tiempo real, lo que garantiza la seguridad y eficiencia del sistema.

Los archivos de datos de red para utilizar en ANAREDE están disponibles para su descarga en la web de algunas entidades de la industria lo que facilita el acceso y uso de la herramienta. [8]

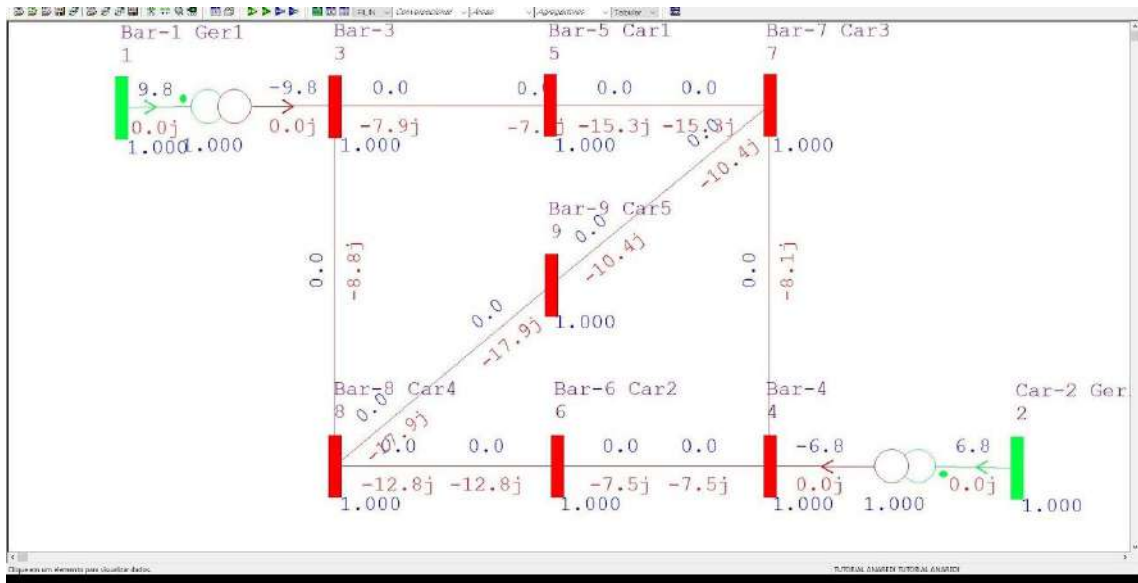


Figura 12. Representación de un sistema en el Software ANAREDE.

6.1.3. Presentación del software ANAFAS para el análisis de fallas y cortocircuitos en sistemas eléctricos.

El Programa de Análisis de Fallas Simultáneas (ANAFAS) es un software de simulación y análisis de sistemas eléctricos que permite modelar sistemas de cualquier tamaño con gran precisión. Este programa se ha desarrollado para ser utilizado de forma interactiva y permite la representación de cargas previas a la falla, la simulación de los tap's de los transformadores de potencia y la simulación de diferentes tipos de fallas, incluyendo fallas monofásicas, bifásicas, trifásicas, bifásicas a tierra, simétricas y asimétricas, aplicadas en cualquier punto intermedio de la línea de transmisión.

ANAFAS es una herramienta poderosa y flexible que puede ser utilizada tanto para el análisis de sistemas de generación convencional como de generación distribuida. Es capaz de modelar sistemas eólicos, fotovoltaicos y otros tipos de sistemas complejos. Además, cuenta con una gran facilidad para la elaboración de informes y la realización de diferentes tipos de análisis. Una de las

principales ventajas de ANAFAS es que requiere bajos recursos de hardware y software para su ejecución, lo que lo hace accesible a una amplia variedad de usuarios, incluyendo aquellos que cuentan con equipos y sistemas de baja potencia. El software se ejecuta de forma rápida y confiable, lo que permite realizar análisis complejos de manera eficiente y precisa.

En resumen, ANAFAS es una herramienta valiosa para el análisis y simulación de sistemas eléctricos complejos. Su precisión, flexibilidad y facilidad de uso lo hacen ideal para una amplia variedad de usuarios, desde estudiantes y profesores universitarios hasta ingenieros eléctricos y empresas eléctricas que necesitan analizar y simular sistemas eléctricos para mejorar su operación y eficiencia. [9]

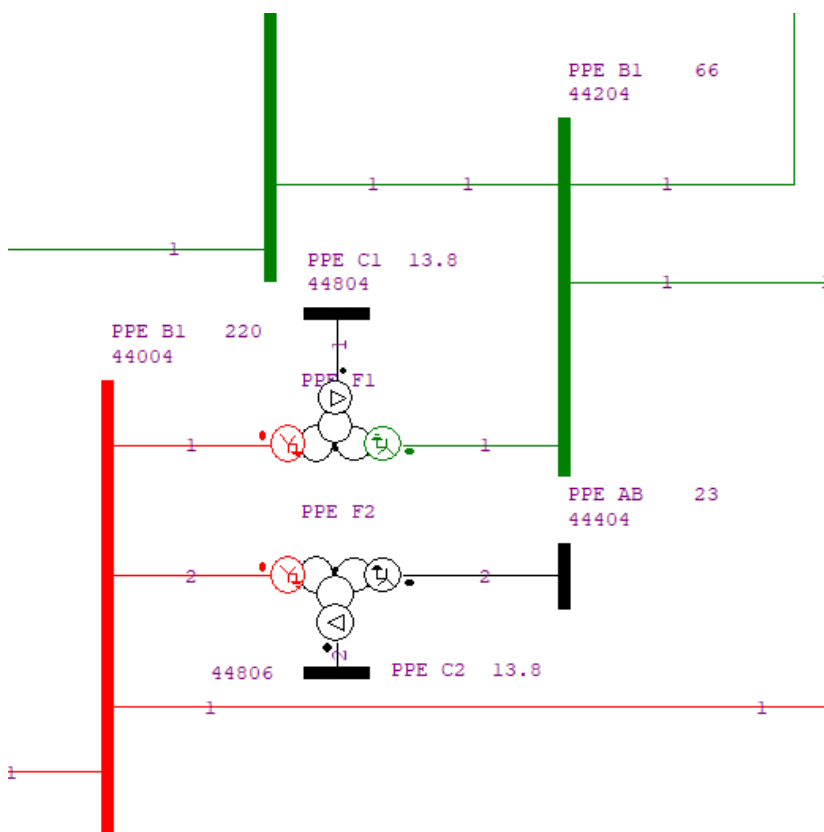


Figura 13. Representación de la Estación Paso Pe en el Software ANAFAS.

III. RESUMEN EJECUTIVO

CAPITULO 7.

7.1. Descripción del trabajo.

En este trabajo final de grado se realizó el estudio y análisis de alternativas para aumentar la capacidad de transformación de la Estación Paso Pe de la ANDE en un plazo menor a un año. Como primera alternativa se tiene la repotenciación de transformadores o puesta en paralelo y la segunda transferencia de carga con estaciones aledañas. Para el análisis de ambas alternativas se recurrió al software ANAREDE-ANAFAS y CYMDIST.

7.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas.

Los métodos y técnicas aplicados a este proyecto para alcanzar los objetivos propuestos, se llevaron a cabo por medio de las siguientes fases:

- **Fase I: Relevamiento de datos.**

En esta fase se procedió a relevar datos de la situación actual de los transformadores de potencia de la Estación Paso Pe, necesarios para el desarrollo del presente proyecto, como son registros en cuanto a mediciones de carga, condiciones físicas y datos de placa de los transformadores de potencia existentes, para este propósito se realizó una visita técnica a dicho local, cubriendo tanto el patio de maniobras como la sala de mando.

- **Fase II: Investigación y desarrollo de la ingeniería de diseño de alternativas de repotenciación o acoplamiento de transformadores.**

Se investigó las alternativas en cuanto a los distintos métodos de repotenciación y actualización tecnológica que puedan implementarse en plazo

igual o menor a un año. Del mismo modo se realizarán cálculos teóricos de la puesta en paralelo del TR-02 con otro transformador de las mismas características, se estudiarán las condiciones necesarias para el acoplamiento. Para estos propósitos se utilizó el software ANAREDE-ANAFAS para los modelados y simulaciones de demanda y corriente de corto.

- **Fase III: Evaluación de alternativas de transferencia de carga a otros centros de transformación.**

En esta fase se evaluarán las condiciones técnicas necesarias que deben cumplirse para realizar la transferencia de carga, se realizarán análisis de redes en el software Cymdist versión 9 rev. 4 en cual se determinarán simulaciones de distribución y flujo de carga en régimen permanente para analizar la disponibilidad de potencia en las estaciones próximas de la zona de estudio que concluirán su factibilidad operativa.

- **Fase IV: Selección de la alternativa más ventajosa de acuerdo a criterios técnicos.**

En esta fase se evaluó por medio de criterios técnicos la mejor condición de operación para los transformadores, de entre las dos alternativas de solución que fueron expuestas mediante un cuadro de comparación.

- **Fase V: Elaboración del presupuesto de la alternativa seleccionada.**

Esta última fase consistirá en la elaboración de un presupuesto de la alternativa seleccionada.

7.2. Justificación.

La fiabilidad de las subestaciones depende en gran medida del correcto funcionamiento de los transformadores. Cuando el crecimiento de la carga supera la potencia instalada del transformador, se opta por el intercambio del mismo por otro de mayor potencia, siguiendo un proceso de licitación que en la mayoría de los casos suele hacerse de manera paulatina, pero cuando el plazo de tiempo que se tiene para hacer este cambio es limitado se debe recurrir a otras alternativas. Para atender crecimientos imprevistos de la demanda, así como permitir la transferencia de carga entre centros de distribución cercanos para atender eventuales contingencias en otros centros de distribución.

Con la elaboración y la posterior implementación de las mejores alternativas propuestas en este proyecto de fin de grado se cumplirá con los plazos establecidos en el Plan Maestro de la ANDE, con lo cual se obtendrá una mayor confiabilidad ya que se proporcionará una mayor flexibilidad y disponibilidad operativa a la Estación de referencia.

Los principales beneficiarios con este trabajo final de grado, serán: la empresa prestadora de servicio eléctrico ANDE y los clientes, por la mejoría de la confiabilidad y por ende del servicio de suministro de energía eléctrica.

7.3. Finalidad del proyecto.

Con este proyecto se busca evaluar las alternativas para optimizar las condiciones operativas de los transformadores de la estación eléctrica Paso Pe, a través de simulaciones en software y proponer una alternativa de solución.

7.4. Metas.

Las metas del presente trabajo de fin de grado es proponer al menos una alternativa técnica y económicamente factible en un plazo menor a un año, para el aumento de la capacidad de transformación de la estación Paso Pe de la ANDE.

7.5. Objetivos.

7.5.1. Objetivo general.

Proponer alternativas de menor plazo de ejecución para ampliar la capacidad de transformación de la ES PPE.

7.5.2. Objetivos específicos.

- Realizar relevamiento de datos de los transformadores de potencia de la ES PPE.
- Investigar y desarrollar la ingeniería de diseño de alternativas de repotenciación o acoplamiento de transformadores para el aumento de la capacidad de transformación de la ES PPE en un plazo menor a un año.
- Evaluar alternativas de transferencia de carga a otros centros de transformación, para posponer la repotenciación de los transformadores de la ES PPE.
- Seleccionar la alternativa más ventajosa de acuerdo a criterios establecidos para la comparación técnica y económica.
- Elaborar el presupuesto de la alternativa seleccionada.

7.6. Beneficiarios.

Los principales beneficiarios con este trabajo final de grado, serán: la empresa prestadora de servicio eléctrico ANDE y los clientes, por la mejoría de la confiabilidad y por ende del servicio de suministro de energía eléctrica.

7.7. Producto.

El producto del presente proyecto de fin de grado es el resultado de los análisis y simulaciones de demanda límite y transferencia de carga de los transformadores de potencia y la evaluación de las mejores condiciones operativas para ES-PPE de la ANDE.

7.8. Localización física y cobertura espacial.

La Estación Paso Pe de la ANDE (ES-PPE) está ubicada en el departamento del Guaira, distante a 155 km de la capital del país. En las siguientes imágenes pueden apreciarse su ubicación física.

En las siguientes imágenes se pueden observar su ubicación satelital.



Figura 14. Vista Satelital de la ES-PPE

La misma cuenta con dos transformadores de potencia, abasteciendo a 7 alimentadores que alimentan a ciudades adyacentes a Villarrica, Colonia Independencia, Mbokajaty, Tebikyary, Jataity del Norte entre otros.

7.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas.

Para la realización del PFG se realizaron las siguientes actividades.

- Revisión bibliográfica.
- Recolección de datos de los equipos.
- Estudio de métodos y técnicas de paralelismo de transformadores.
- Calculo de impedancia bases y otros datos.
- Simulaciones de Flujo de potencia de los transformadores.
- Simulaciones de fallas de cortocircuitos monofásicas, bifásicas y trifásicas entre sí, y estas a tierra.
- Elaboración de una hoja de cálculo en Excel para repartición de carga.
- Evaluación de los resultados obtenidos.
- Propuesta de mejora.
- Presupuesto de la mejora Seleccionada.

7.10. Recursos necesarios

Para el abordaje del este proyecto final de grado se tuvieron en cuenta varios recursos que se describen más abajo.

7.10.1. Recursos Humanos

Los recursos humanos utilizados fueron los siguientes:

- Proyectista.
- Tutor.
- Co-tutor

7.10.2. Recursos materiales

Para la ejecución del presente proyecto final de grado fueron necesarios los siguientes materiales:

- Computadora de la empresa ANDE.
- Software de simulación.
- Software de análisis de datos.

7.11. Factibilidad económica.

7.11.1. Costos.

Para la elaboración del presupuesto se tuvo en cuenta el costo del desmontaje, traslado, tratamiento, montaje y la puesta en marcha, entre las Estaciones CZU y PPE, esto puede verse en la siguiente figura. Estos datos pertenecen a la

planilla de costeo del Departamento de Mantenimiento de Potencia y
Departamento de Proyecto de la ANDE.

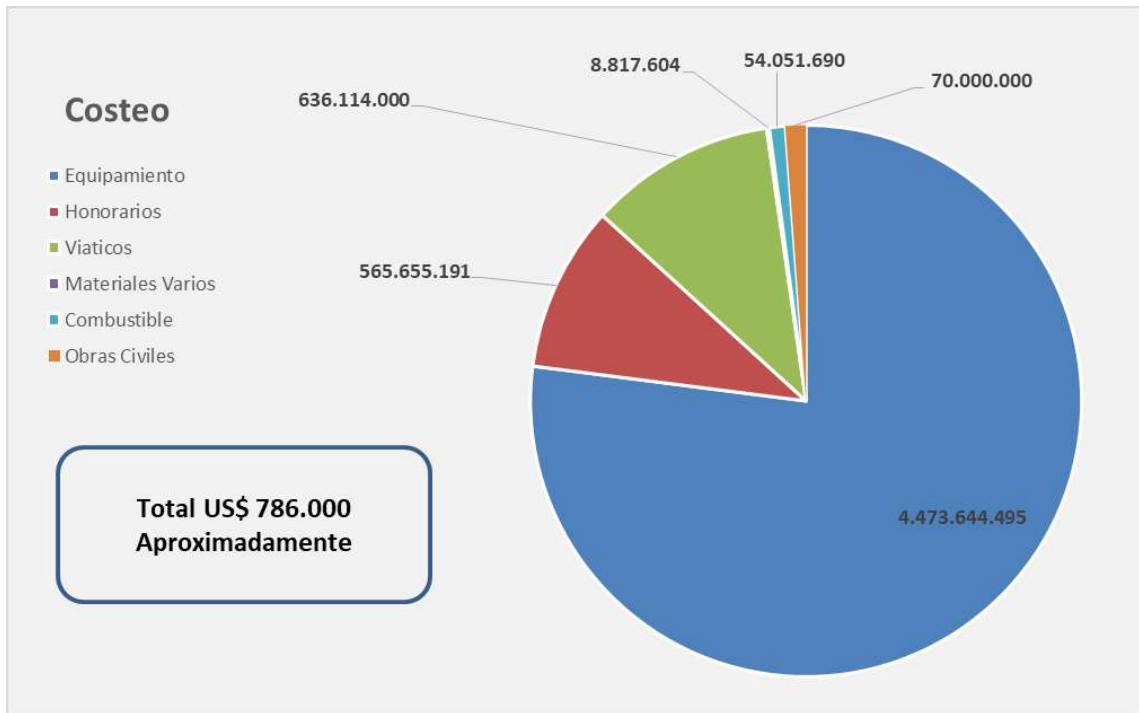


Figura 15. Costos generales de la alternativa seleccionada.

IV. INGENIERIA DE DISEÑO

CAPITULO 8.

8.1. Relevamiento y Recolección de Datos.

En este apartado se presentan los datos necesarios para el desarrollo del presente proyecto, como son registros en cuanto a mediciones de carga, condiciones físicas y datos de placa de los transformadores de potencia existentes en la ES-PPE, para este propósito se realizó una visita técnica a dicho local, cubriendo tanto el patio de maniobras como la sala de mando.

8.1.1. Estaciones Paso Pe.

La estación transformadora Paso se encuentra ubicada en la Región Oriental, en el Departamento Central sobre la Ruta No 8 Dr. Blas Garay a 1 Km. Aproximadamente de la estación Villarrica (ES-VILL), camino que lleva a la ciudad de Caazapá (Plan Maestro de transmisión 2021-20230 "A.3-2").

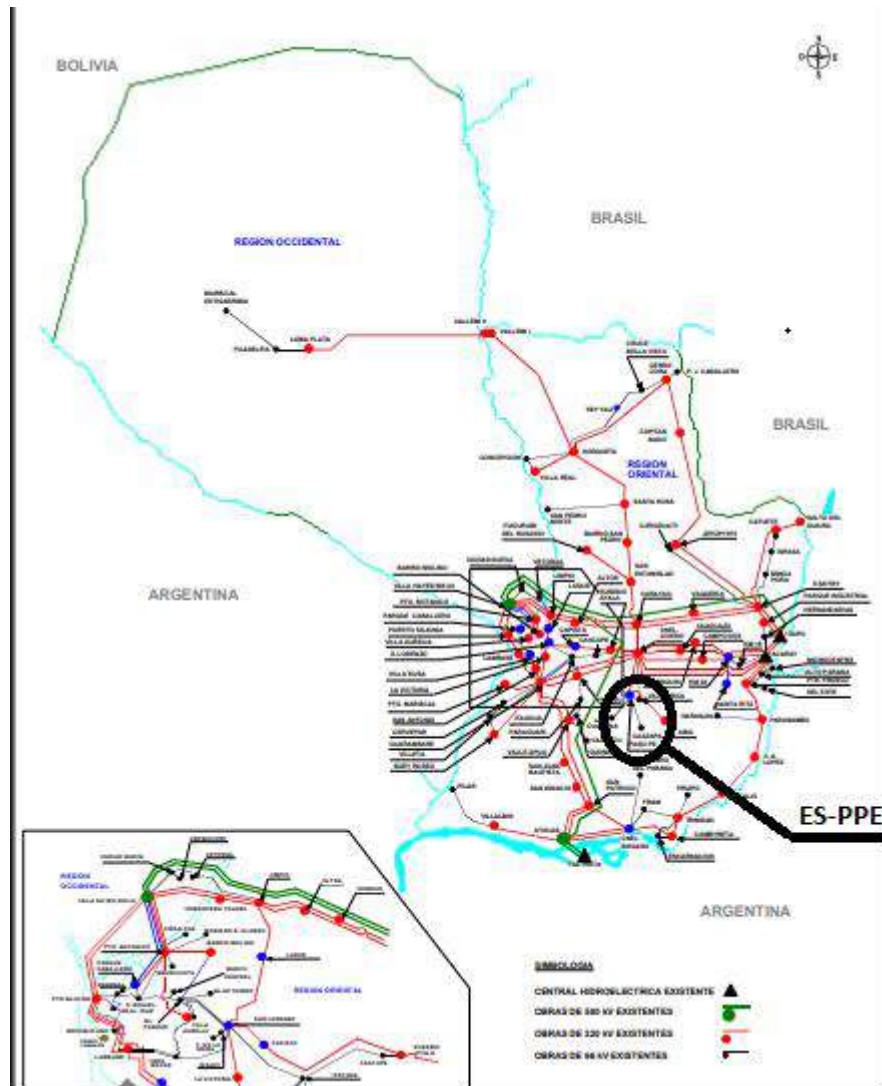


Figura 16. (SIN) Plan Maestro de transmisión 2021-20230 "A.3-2".

La ES-PPE, se encuentra alimentada desde la ES-COV, a través de la LT.220kV-COV-PPE (simple terna). Que en fecha 18/12/11 a las 12:14 pm. Asumió carga por primera vez.

LT.220kV-COV-PPE

Características de la nueva línea de transmisión

- Longitud: 42 km (aprox.)
- **Conductor:** ACSR Grosbeak 636 MCM.
- **Aisladores:** Poliméricos de goma silicona.
- Tipo de estructuras: Acero reticulado.
- Capacidad normal: 250 MVA.
- Capacidad en emergencia: 280 MVA.

Presenta una configuración de barras a nivel de 220 kV del tipo Barra Principal con Barra de Transferencia y Doble Barra para el nivel de 66 kV. Los niveles de tensión que maneja son 220, 66 y 23 kV.

La ES-PPE consta de una potencia instalada de 101,6 MVA distribuidos en dos transformadores de potencia de 220/23 kV de 41.6 MVA para la distribución de energía a zonas cercanas y un banco de transformadores que se encuentra compuesto por tres transformadores monofásicos respectivamente 3x20 MVA 220/66 kV, dispuestos de la siguiente manera;

- TR-01 que alimenta la Barra de 66kV a la cual están conectadas las salidas a las líneas de subtransmisión LT.66kV-PPE-VIL, LT.66kV-PPE-CZA y LT.66kV-PPE-LCO.

- El TR-02 que alimenta la barra de 23 kV fue energizado, para la cobertura de Servicios Auxiliares del local. La LT.66kV-COV-VIL, quedó energizada con tensión desde la ES-COV.

La Estación cuenta con un total de 14 seccionadores y 5 interruptores de potencia distribuidos en 5 posiciones en el patio de 220 KV, mientras que 13 seccionadores y 5 interruptores de potencia para el patio de 66 kV, esto puede apreciarse en la siguiente figura.

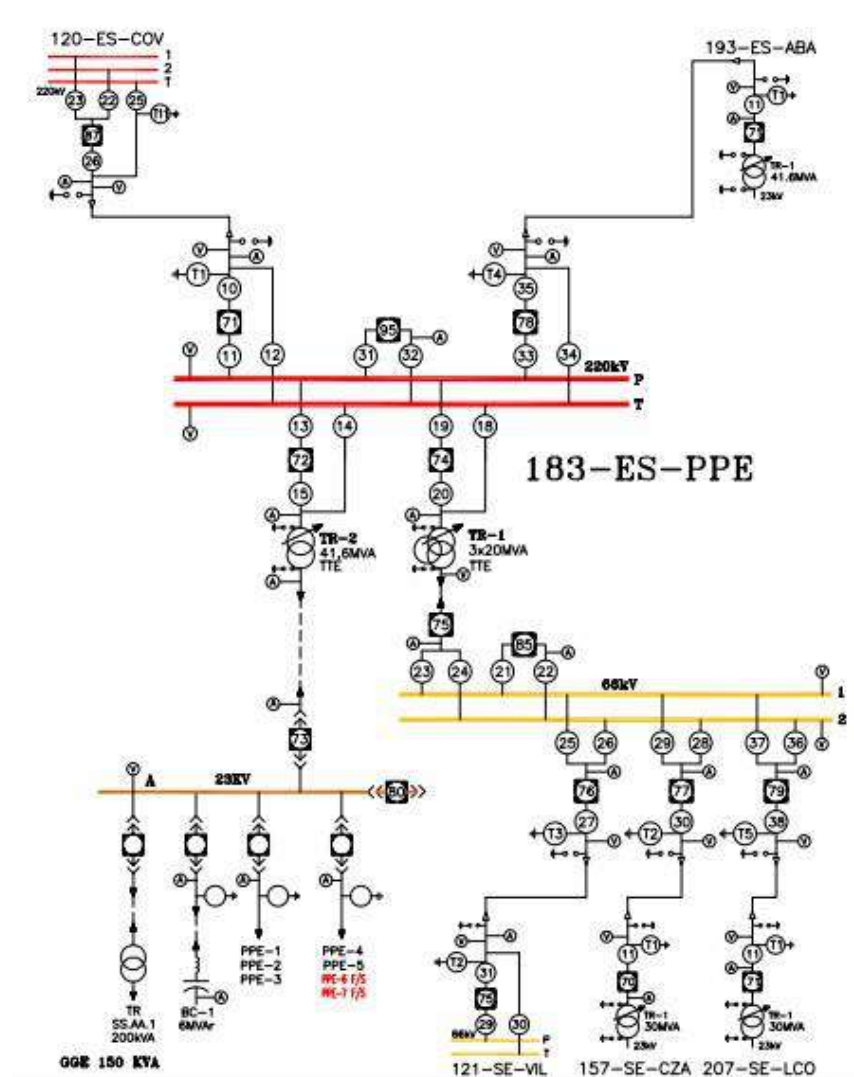


Figura 17. Esquema Unifilar de la ES-PPE. Fuente: GT/TMB-(ANDE).

8.1.2. Reconocimiento de equipos y transformadores existentes en la Estación.

Se realizó el recorrido por el patio de maniobras, visualizando datos de placa de los interruptores, así como de los transformadores de potencia. En las siguientes tablas se presentan las principales características técnicas de Estos equipos.

Equipo	Interruptor a gas SF6
Marca	ALSTOM
Cantidad	
Tensión nominal	245 KV
Corriente nominal	1250 A
Capacidad de interrupción simétrico	40 KA
Tensión al impulso tipo rallo BIL	1050 kv
Frecuencia	50 hz
Norma	NBR IEC 62271-100

Tabla 2. Características técnicas del equipo de Maniobra.

Equipo	Transformador de potencia 220/23 KV
Marca	Toshiba (BRASIL)
Potencia nominal ONAF2	41,6 MVA
Cantidad de fases	3
Tensión nominal en alta tensión	220 kv
Corriente nominal en alta tensión	109.3 A
Tensión nominal en baja tensión	23 kv

Corriente nominal en baja tensión	1046 A
Tensión al impulso tipo rallo BIL	900 kv
Frecuencia	50 hz
Impedancia de C.C. base (41.6 MVA)	8,41 %

Tabla 3. Características técnicas del TR-03.

La Puesta en Servicio del TR-03, marca TOSHIBA 220/23 KV de 41,6 MVA en la Estación Paso Pe (ES-PPE), se está considerando como alternativa factible en este proyecto para la puesta en paralelo con el TR-02 cuyas características técnicas pueden observarse en la tabla de abajo, teniendo en cuenta el tiempo como factor preponderante para subsanar la problemática encontrada y así poder atender la carga vegetativa anual típica de la ANDE. Este transformador anteriormente estuvo en servicio en la ES-CZU, como TR-02, donde se realizó una potenciación intercambiando este por un transformador de potencia de 80 MVA.

Equipo	Transformador de potencia 220/23 KV
Marca	Tubos Trans Electric (Argentina)
Potencia nominal ONAF2	41,66 MVA
Cantidad de fases	3
Tensión nominal en alta tensión	220 kv
Corriente nominal en alta tensión	109.35 A
Tensión nominal en baja tensión	23 kv
Corriente nominal en baja tensión	1045,93 A
Tensión al impulso tipo rallo BIL	900 kv
Frecuencia	50 hz
Impedancia de C.C. base (25 MVA)	8,741 %

Tabla 4. Características técnicas del TR-02.

8.2. Alternativas de repotenciación de transformador ES-PPE.

En las estaciones eléctricas, es común que los transformadores de potencia se sobrecarguen en el transcurrir del tiempo, esto se debe al crecimiento vegetativo de la demanda de carga que en nuestro caso representa un 8% a nivel país. Conjuntamente, es común ver banco de transformadores en paralelo utilizado en las Estaciones con el fin de duplicar la potencia instalada, obteniendo así una mayor flexibilidad operativa ante el crecimiento anual de la demanda.

En este capítulo enunciaremos todas las condiciones necesarias para que, en el caso ideal, la conexión fuera satisfactoria. Después analizaremos específicamente las condiciones actuales de conexionado, cálculos matemáticos sobre distribución de carga según los datos de placas.

8.2.1. Métodos y técnicas para la puesta en paralelo del TR-02 y TR-03, ES-PPE.

8.2.1.1. Tipos de conexión de los transformadores.

De acuerdo a los datos de placa de los transformadores de potencia para nuestro caso los transformadores poseen la conexión Yy0-d11, el devanado primario se encuentra conectado en estrella al igual que el secundario, desfasados entre si 0° . Por su parte, el terciario con la principal de mitigar amortiguar los efectos de armónicos, no alimenta carga.

8.2.1.2. Datos de placa de los transformadores.

La Estación cuenta con dos transformadores de distintas marcas que serán detalladas en la tabla siguientes. Las siguientes figuras muestran los datos de placa de los transformadores de potencia.

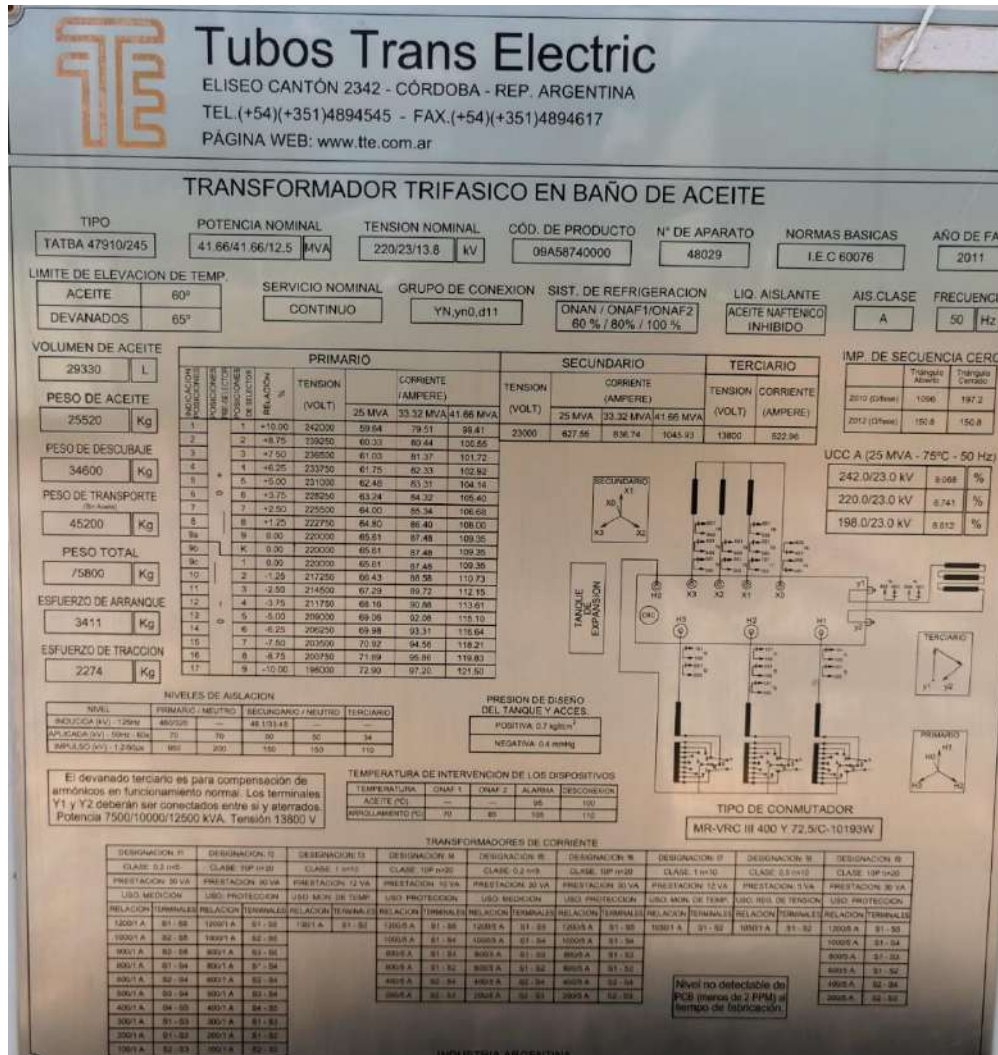


Figura 18. Vista, Placa TR-02

8.2.2. Simulaciones de Flujo de Potencia en ANAREDE.

En las instalaciones de la Administración Nacional de Electricidad - ANDE, fueron realizados los análisis de flujo de potencia mediante la utilización del programa denominado *Programa de Análisis de Redes – Anarede*, desarrollado por el CEPEL - *Centro de Pesquisas de Energía Eléctrica*.

El Anarede, software empleado para los estudios eléctricos de potencia en régimen estacionario realiza simulaciones como: flujo de potencia, equivalente de redes, análisis de contingencias, de sensibilidad de tensión, entre otros, es ampliamente utilizado por la ANDE y empresas brasileñas del sector eléctrico.

8.2.2.1. Calculo de impedancia de corto circuito base.

Datos TR-02

- Tensiones primaria, secundaria y terciaria: 220/23/3,7 kV.
- Tipo de conexión: Yy0 - d11.
- Impedancia de corto: 8,741 % con base 25 MVA

Aplicando la fórmula de impedancia de base:

$$Z_{AB(100MVA)} = 8,741 \times \frac{100 \text{ MVA}}{25 \text{ MVA}}$$

$$Z_{AB(100MVA)} = 34,9 \%$$

Datos TR-03

- Tensiones primaria, secundaria y terciaria: 220/23/3,7 kV.
- Tipo de conexión: Yy0 - d11.
- Impedancia de corto: 8,41 % con base 25 MVA

Aplicando la fórmula de impedancia de base:

$$Z_{AB(100MVA)} = 8,41 \times \frac{100 \text{ MVA}}{25 \text{ MVA}}$$

$$Z_{AB(100MVA)} = 33,6 \%$$

8.2.2.2. Incorporación de parámetros para la simulación en ANAREDE

Las simulaciones se concentraron básicamente en las barras de la ES-PPE, representando el resto del sistema a través de equivalentes, usando comandos

DBAR y **DLIN** del software ANAREDE de simulación.

En el formato de estos comandos primeramente se determinaron:

El número de la barra: **Num.**

Operación de la barra: es decir, si se adiciona datos a la barra **A**, si se modifica los

datos de la barra **M**, si se elimina datos de la barra **E**.

Estado: ligada **L** o desligada **D**.

Tipo: **0** - barra de carga (PQ), **1** - barra de tensión regulada (PV), **2** - barra de referencia ($V\theta$), **3** - barra de carga con límite de tensión (PQ).

Grupo de Base de Tensión: Puede ser cualquier letra de (A a Z), dependiendo del nombre que se le determinó previamente.

Nombre de la barra: **nome**.

Grupo de Limite de Tensión: Puede ser cualquier letra de (A a Z), dependiendo del

nombre que se le determinó previamente.

Carga Activa: **PL**, valor de carga activa de la barra, en MW.

Carga Reactiva: **QL**, valor de carga reactiva de la barra, Mvar.

Capacitor-Reactor: **Sh**, Valor total de potencia reactiva inyectada a la barra, en Mvar.

Característica de equipo: **De**

Numero de equipo: **NcEP**, transformadores en la estación.

Resistencia de transformador: **R%**.

Impedancia de Transformador: **X%**.

Conmutador Bajo carga: **Tap**, tap fijo de trabajo.

Tap mínimo: **Tmn**,

Tap máximo: **Tmx**,

Sebastián Mora.

Potencia de equipo en MVA: **Cn.**

8.2.2.3. Parámetros eléctricos de los transformadores de la ES-PPE.

Los transformadores 220/23kV - 41,7MVA y 220/66KV – 60MVA serán analizados. A continuación, procedemos a cargar estos valores de reactancia y potencia al programa calculado con anterioridad en software ANAREDE como puede verse en la siguiente figura.

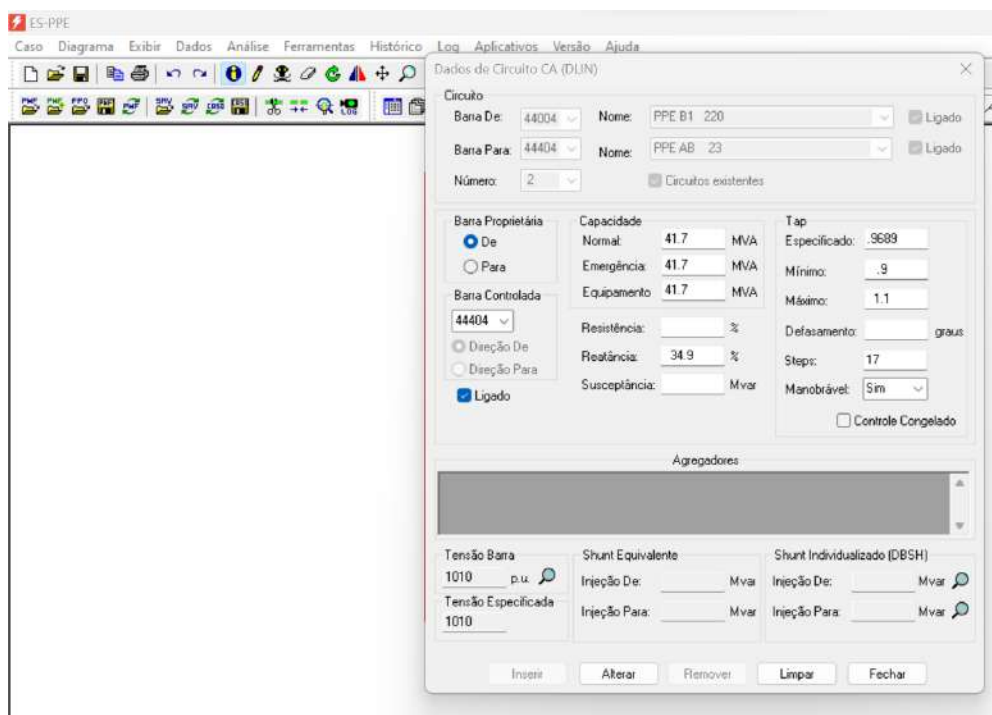


Figura 20. Carga del TR-02 En el Programa ANAREDE

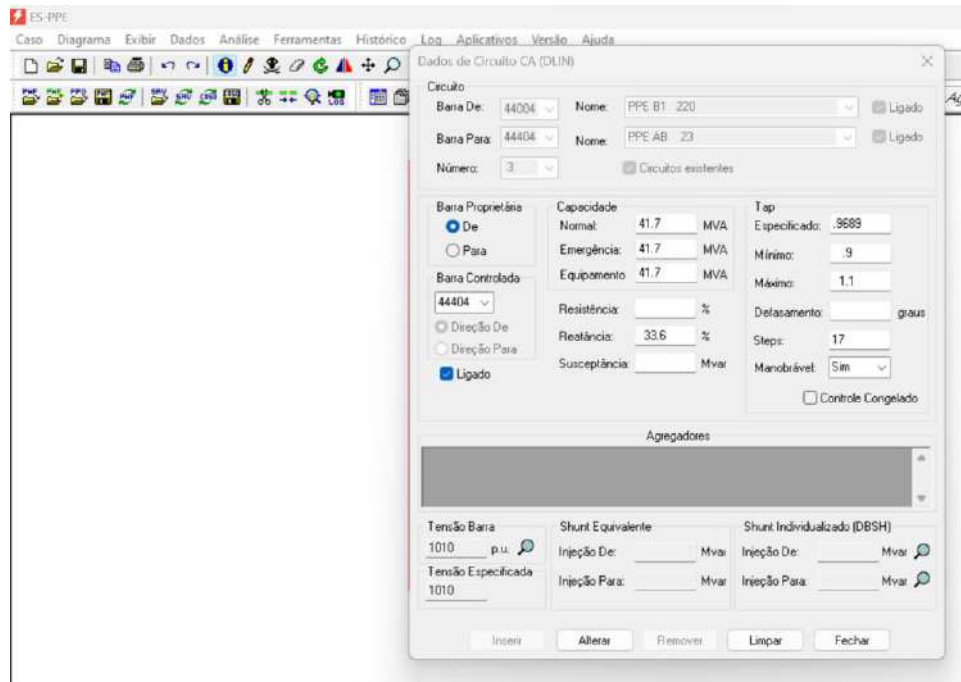


Figura 21. Carga de TR-03 en el Programa ANAREDE.

8.2.2.4. Simulación de demanda del transformador 220/23kV.

Las consideraciones generales en los estudios fueron:

- Carga base en la ES-PPE 23kV: 43,4 MW (máxima demanda).
- Factor de Potencia: 0,95.
- Banco de Capacitores en 23kV: 12Mvar (en paralelo dos de 6Mvar)

Siendo así, con un transformador en servicio y con una carga de 43,4MW+j14.30Mvar, el TR de 41.7MVA llegará en el orden de los 106% de su capacidad nominal, evidenciando la necesidad de aumentar la capacidad de transformación de potencia.

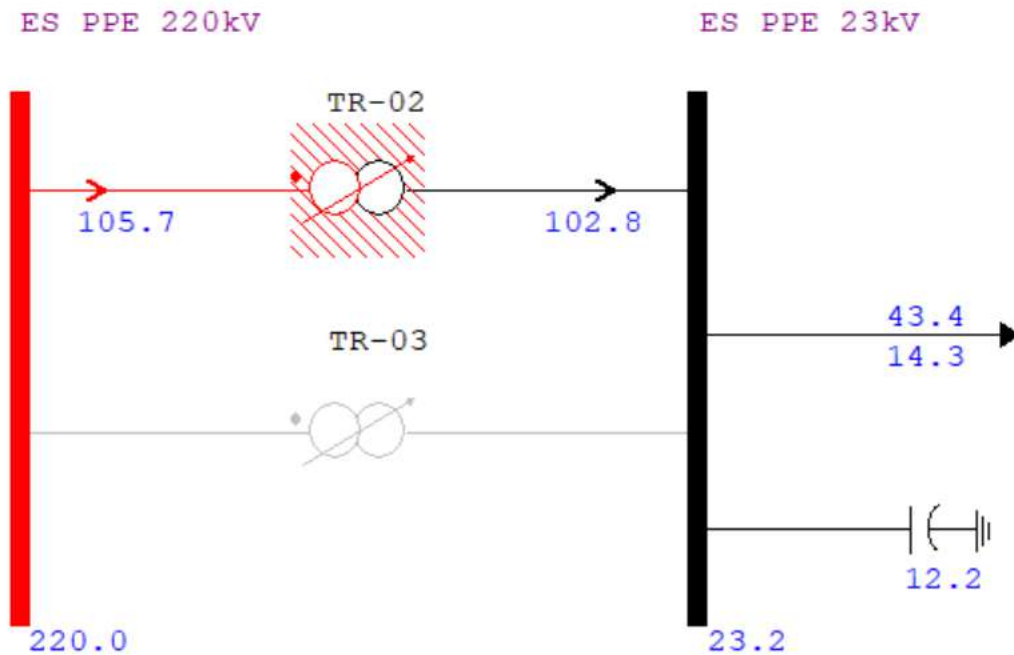


Figura 22. Simulación del transformador de potencia TR-02.

8.2.2.5. Simulación de demanda del transformador TR-02 y TR-03 220/23kV en paralelo.

Con la puesta en servicio del TR-03 y con una carga de 43,4MW+j14.30Mvar, cada TR de 41.7MVA llegará a valores en el orden de los 53% de su capacidad nominal (figura 23), posibilitando un crecimiento de la demanda de la zona hasta valores alrededor de 78,0MW+j25.60Mvar. Esto representaría un 93% de la capacidad de los trafos conectado en paralelo.

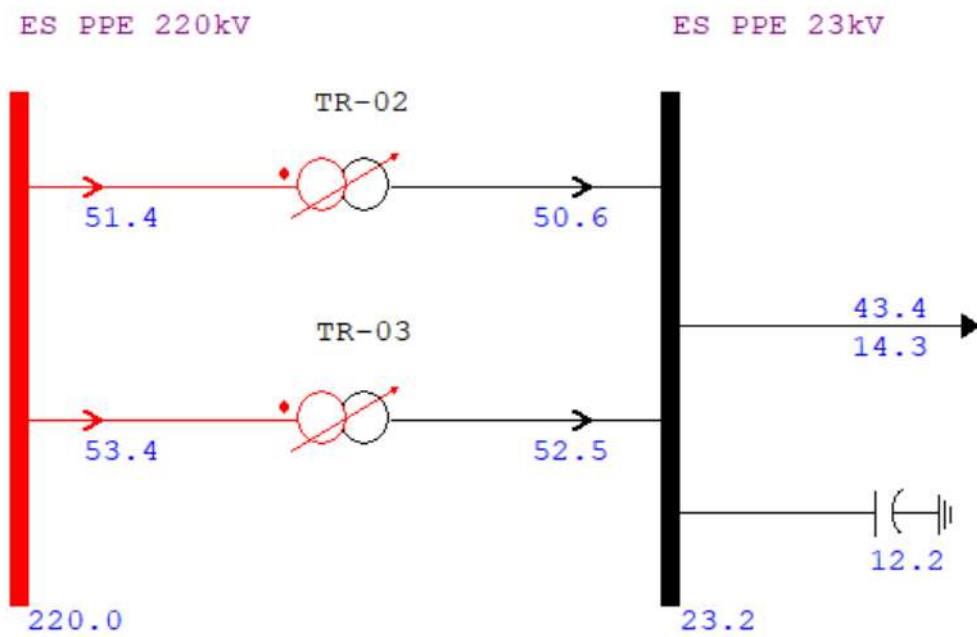


Figura 23. Análisis con la última demanda máxima registrada.

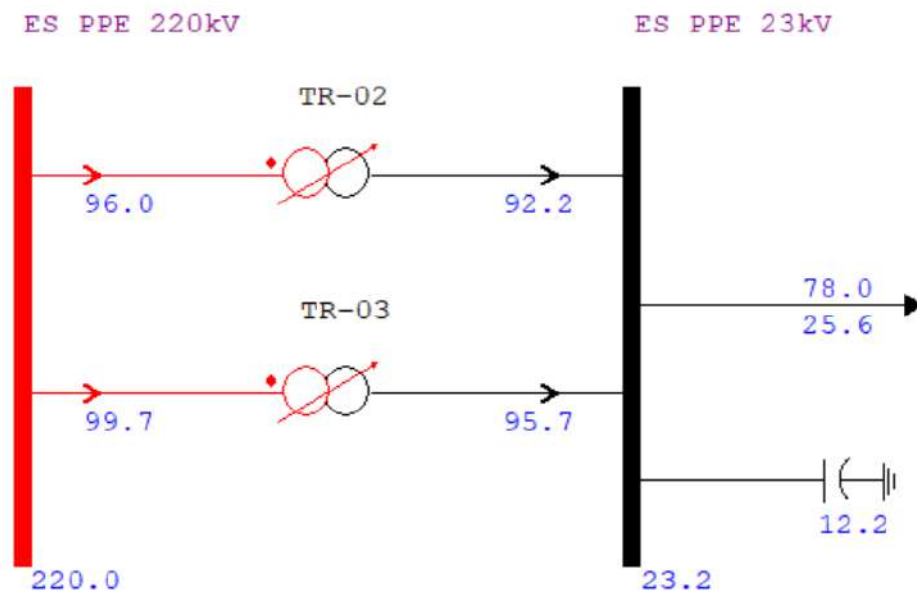


Figura 24. Análisis con demanda máxima simulada en paralelo.

8.2.2.6. Esquema Eléctrico de la configuración de la ES-PPE.

Con la puesta en servicio de TR-03 la configuración de la ES PPE quedaría de la siguiente manera.

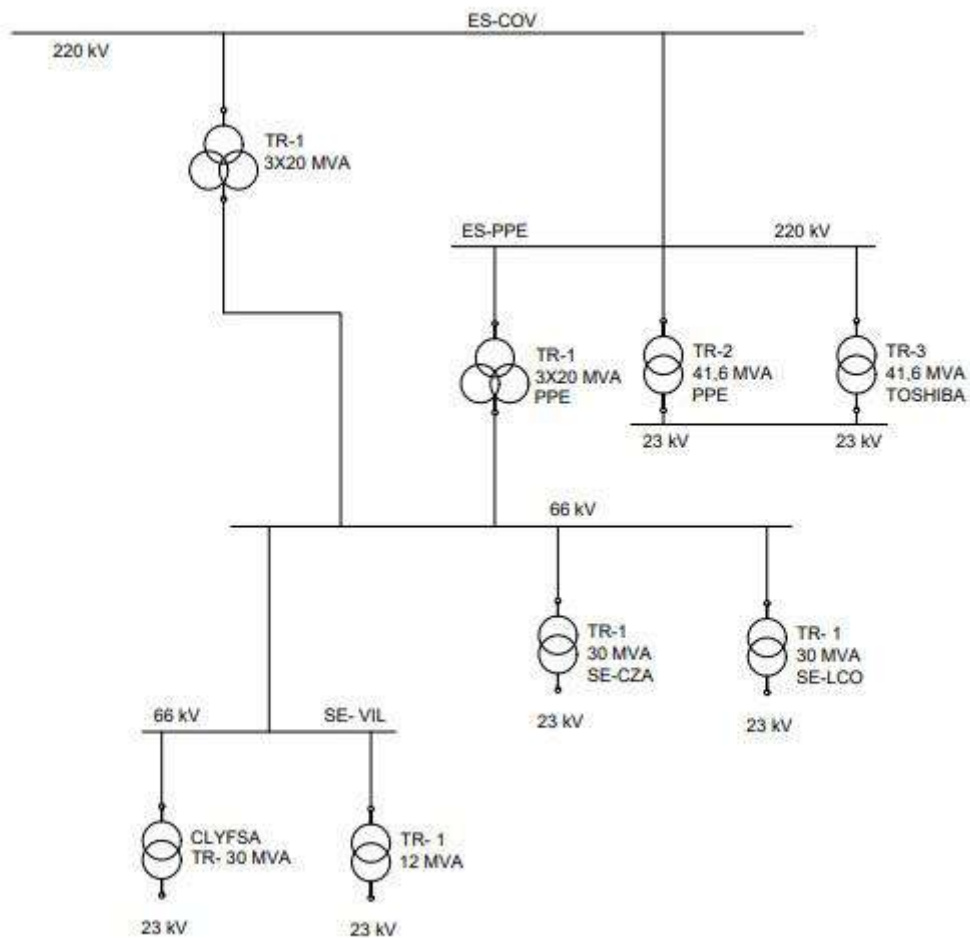


Figura 25. ES PPE, TR-03 y TR-02 en Paralelo.

8.2.3. Simulación de evento de cortocircuito en los transformadores en barra de 23kV.

Los análisis de corto circuito fueron hechos mediante en el software llamado ANAFAS, primeramente, se simuló falla entre fase y tierra, seguidamente entre fase fase, luego entre fase fase y tierra y por últimos falla trifásica.

8.2.3.1. Introducción al software de análisis de corto circuito ANAFAS.

ANAFAS es una herramienta interactiva y fácil de usar para analizar fallas en Sistemas eléctricos de cualquier tamaño, que permiten un modelado fiel del sistema. (carga previa a la falla, protección MOV y activación de espacio de condensadores en serie, turbinas eólicas de convertidor completo modeladas por fuentes de corriente mutua controlables entre secciones de línea, etc.) y la simulación de varios tipos de defectos, que se puede componer para definir fallas simultáneas. Además de esto, ofrece otras funciones auxiliares como: calcular equivalentes de cortocircuito circuito, análisis de anulación de disyuntor, puntos de monitoreo, varios tipos de informes de datos, generación de archivos de cambio en comparación de configuraciones, evolución del nivel de cortocircuito y elección interactiva de Mudanzas más efectivas para reducir el nivel de corto en una barra. Puede también se procesará de forma "por lotes", a través de un archivo de comando (consulte el Manual de procesamiento "Lote"). ANAFAS es flexible, lo que permite realizar estudios individuales, donde en el usuario define cada caso; y macro estudios, donde se generan casos automáticamente por ANAFAS; ambos con solución de punto de enfoque falla, cuyo informe de resultados presenta los voltajes y corrientes de falla y contribución y una solución de punto de monitoreo, cuyo

Los resultados muestran el valor de las cantidades definidas por el usuario (combinación medidas). ANAFAS tiene un bajo costo de instalación, es decir, tiene pocos requisitos de instalación. "Hardware" y "software".

8.2.3.2. Prueba de evento de corto circuito Fase – Fase y Fase – Tierra.

Se realizaron la simulación de corto como se observa en la siguiente imagen del cual se obtuvieron los siguientes resultados.

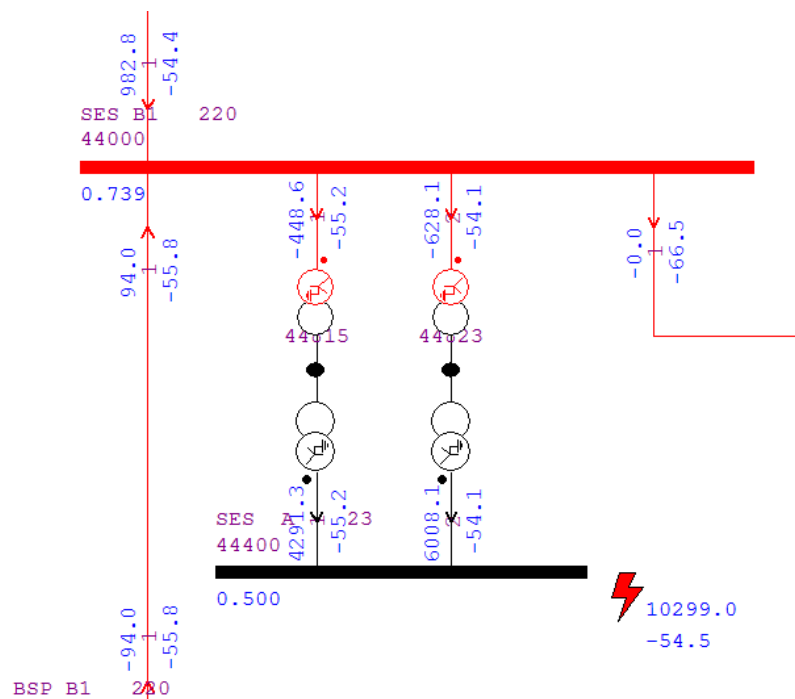


Figura 26. Simulación de corto circuito fase-fase, fase-tierra.

En la siguiente tabla, se puede observar que con la operación de ambos TRs en paralelo las corrientes de cortocircuito, del cual arrojaron datos en Amper que sufren un aumento de casi el 70% en barras de 23kV de la ES-PPE.

	icc ft (A)	icc 3f (A)
1TR	8400	6200
2TR	14000	10400

Tabla 5. Corriente de cortocircuito de ambos transformadores.

8.3. Elaboración de hoja de cálculo de Demanda de transformadores de Potencia.

Con el fin de poder anticipar la demanda todo este análisis será utilizada en la hoja de cálculo del software Excel, el mismo ya fue emulado en el proyecto final de grado por ex alumno de la facultad. La misma queda a disposición de la empresa ANDE y de la facultad para su uso.

8.3.1. Breve Introducción al software de hoja de cálculo Excel.

Microsoft Excel: es una hoja de cálculo desarrollada por Microsoft para Windows, macOS, Android e iOS. Cuenta con cálculo, herramientas gráficas, tablas calculares y un lenguaje de programación macro llamado Visual Basic para aplicaciones. Ha sido una hoja de cálculo muy aplicada para estas plataformas, especialmente desde la versión 5 en 1993, y ha reemplazado a Lotus 1-2-3 como el estándar de la industria para las hojas de cálculo. Excel forma parte de la suite de software Microsoft Office.¹

¹ https://es.wikipedia.org/wiki/Microsoft_Excel

8.3.2. Analizador de demanda de transformadores de potencia.

Primeramente, se procedió a la carga de datos técnico de los transformadores de potencia, en tabla se observa y destaca varios daros de los cuales la más importantes son la tensión primaria y secundaria U1/U2, la impedancia de corto circuito Z%, la potencia base en MVA

DATOS TÉCNICOS DE CAMPO									
Número	Año Fab.	Marca	Conexión	MVA	U1/U2 Kv	Z%	MVA Base	X % Base 100MVA	ZTR02/ZTR01
TR-01	2011	TUBO TRANS	Yy0.d11	41.67	220/23	8.74	25	34.96	0.96213
TR-02	2017	TOSHIBA	Yy0.d12	41.67	220/23	8.41	25	33.64	

Tabla 6. Datos técnicos de campo de la ES-SES.

También se introdujo la carga de los datos de demanda en MW, por los que directamente por el triángulo de potencia se halló las demandas en MVAR y MVA, el factor de potencia para todos los casos se mantuvo en 0.94, la misma es dada por un promedio de acuerdo a los registros de la ES-SES. En la tabla se observa los datos ya explicados.

CÁLCULOS DE DEMANDA CONVINADA							
Potencia Convinada en MW:	78	Potencia Reactiva en MVAR:	28.31	Potencia Aparente en MVA:	82.98	Factor de Potencia:	0.94

Tabla 7. Cálculo de demanda combinada.

Seguidamente se halla el Promedio de impedancia entre los dos transformadores (Pz). El cálculo se expresa de la siguiente manera;

$$Pz: \frac{Mva_{TR01}}{Z_{TR01}} + \frac{Mva_{TR02}}{Z_{TR02}}$$

Luego se halla la impedancia general (Zg) del sistema conectada en paralelo;

$$Zg: \frac{Mva_{TR01} + Mva_{TR02}}{Pz}$$

Con estos resultados ya podemos obtener la potencia distribuida por cada transformador de la siguiente manera:

$$MVA_{TR}: \frac{Zg}{Z_{TR}} \times \frac{Mva_{Total}}{2}$$

Lo mismo para hallar los demás valores de potencia se aplicó la fórmula del triángulo de potencia de acuerdo al fdp.

Ya obtenido todos los resultados se observa en la siguiente figura 81 y 82 como queda el screen de pantalla del simulador de demanda de transformadores de potencia operando en paralelo hecho con el software Excel.



Figura 27. Simulador de demanda de transformadores de la ES-SES.

Se observa el porcentaje de potencia que absorbe cada una; a modo de ejemplo se analizó una potencia combinada de 78 MVA, lo que arrojó un

resultado de que, el TR-02 con la potencia simulada queda en un 92% mientras el TR-04 queda con el 95% de absorción.

Con las intenciones de contrastar los datos del Excel y con el Anarede se puede decir que coincide totalmente.

8.4. Evaluación de transferencia de carga con otros centros de transformación.

La ES-PPE tiene 12 posiciones de salidas de; alimentadores, banco de capacitores y un transformador de servicios auxiliares, está formado por una configuración de barra simple del cual parten 7 alimentadores: PPE 01, PPE 02, PPE 03, PPE 04, PPE 05, PPE 06, PPE 07. La Barra A de 23 KV está conectada al transformador de servicios auxiliares TR-SS-AA.1 de 200 kVA y al banco de capacitores BC-1 de 6 MVAR para alimentar la totalidad de las cargas del local. En caso de falla del transformador la Estación cuenta con un Grupo Generador de Emergencia (GGE) de 150 kVA que opera como respaldo.

La Estación también dispone de equipamientos básicos: de maniobras, de mediciones y de protecciones de patio en 220 kV, tales como un interruptor acoplador, interruptores de potencia, seccionadores de potencia transformadores de corriente (TC) y transformadores de potencia (TP), al igual para el patio de 23 kV, del tipo exterior, comandado desde el tablero de mando ubicado en la actual casa de control. La disposición de todos estos equipos se aprecia en el diagrama unifilar de la figura:

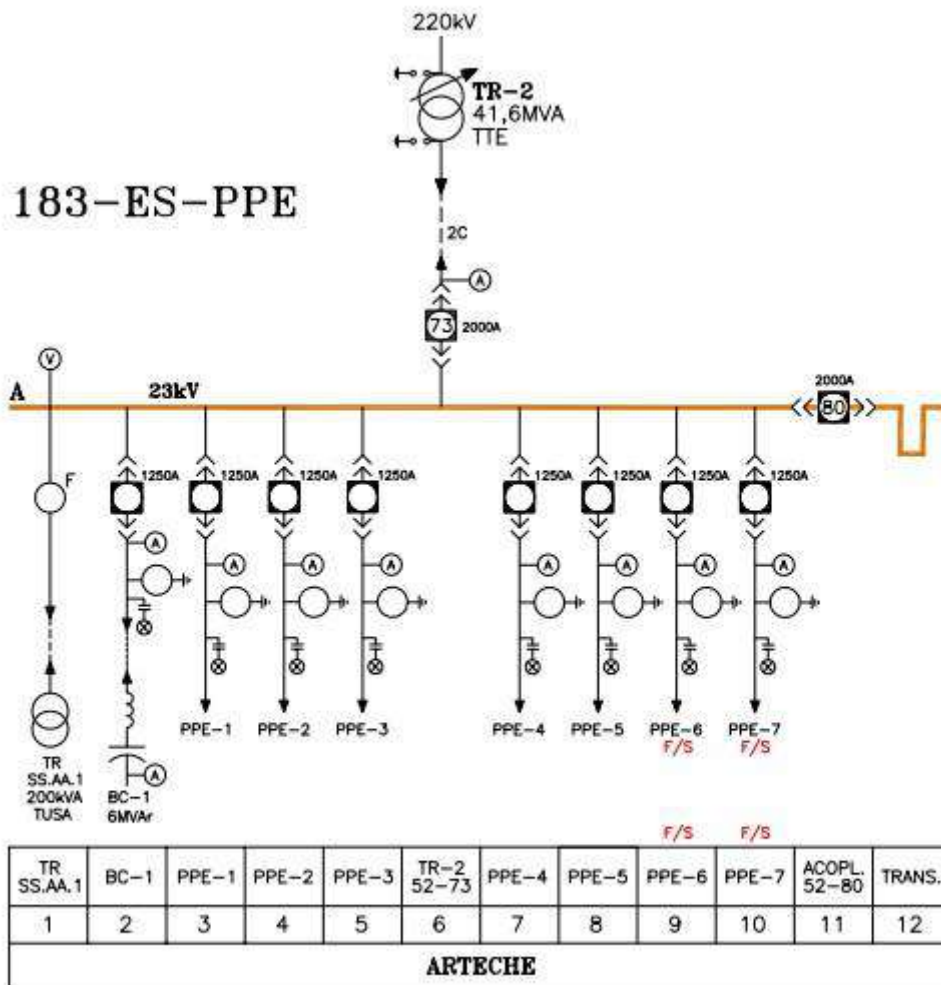


Figura 28. Esquema unifilar ES-PPE. Barra A-23 KV.

Alcance de flujo de carga con alimentadores limítrofes a la ES-PPE.

Este presente proyecto tiene como alcance y limitaciones de realizar el análisis con los siguientes alimentadores:

- COV-7
- COV-13
- VIL-2
- PPE-3
- PPE-4
- PPE-5

Esto se debe a que la zona que análisis queda alejado del demás centro de distribución y además son de característica Radial.

8.4.1. Características de los cada uno de los Alimentadores a ser analizados.

En esta sección se dará una explicación detallada de las características principales de los alimentadores que utilizaremos como objeto de estudio. Se tuvo en cuenta los alimentadores que tienen adyacencia entre centro de distribución dadas las condiciones técnicas de las mismas.

8.4.1.1. Alimentador COV 13.

El alimentador COV 13, cuyo trazado inicia en la Estación y se expande hacia el sur, la misma pasa por localidades como Zaro Caro, Aguapety y la planta de

tratamiento de Essap. En la siguiente tabla podemos observar las características principales de este alimentador.

Nombre red	COV01				
Etiquetas de fila	Suma de Longitud(km)	Suma de Línea RA(Ω)	Suma de Línea XA(Ω)	Suma de X1 Línea(Ω)	Suma de R1 Línea(Ω)
2035	27.71205585	32.48130067	22.15030167	10.75319217	31.11232511
2070	19.66852749	12.01155007	15.2438431	7.154741572	11.03994448
2150	0.04923178	0.015330727	0.036919371	0.016671801	0.012898726
4016	5.904770809	1.754470852	0.47566588	4.010644031	14.79322231
4035	48.96059637	12.83939092	8.755706575	39.13423118	57.386715
Total general	102.2951823	59.10204323	46.66243659	61.06948075	114.3451056

Tabla 8. Características del alimentador COV-13.

Así también se obtuvieron datos de demanda máxima en los últimos seis meses en el cual abarco este estudio.

Máximos					
ESTACION	POSKON	Fecha Hora	IA	IB	IC
COV	E_AL13	28/06/2023 18:00	114.51	94.5	107.0
COV	E_AL13	26/06/2023 19:00	105.95	86.64	98.75
COV	E_AL13	21/02/2023 16:00	105.6	93.81	102.19
COV	E_AL13	21/02/2023 11:00	102.7	83.31	101.1
COV	E_AL13	26/01/2023 21:00	102.69	71.55	71.99
COV	E_AL13	26/01/2023 22:00	102.59	71.99	71.99
COV	E_AL13	23/02/2023 20:00	102.19	72.9	72.89
COV	E_AL13	01/01/2023 22:00	102.09	73.4	74.8
COV	E_AL13	01/01/2023 23:00	102.09	72.35	73.5
COV	E_AL13	24/03/2023 20:00	101.99	71.99	71.99
COV	E_AL13	26/06/2023 20:00	101.99	78.8	80.6
COV	E_AL13	21/02/2023 11:00	101.99	88.9	101.09
COV	E_AL13	16/04/2023 11:00	101.99	87.9	95.61
COV	E_AL13	21/03/2023 20:00	101.99	72.59	72.69
COV	E_AL13	04/07/2023 18:00	101.99	90.9	101.99

Tabla 9. Demanda máxima COV-13.

La máxima demanda en intensidad se obtiene el 28 de junio del 2023 con un pico de 114 A. en el cual se observa la curva en la siguiente tabla.



Figura 29. Curva de la Demanda de potencia del Alimentador COV-13.

Por último, se observa la topología de la línea y se filtra por ampacidad de la línea a lo largo de toda su extensión.

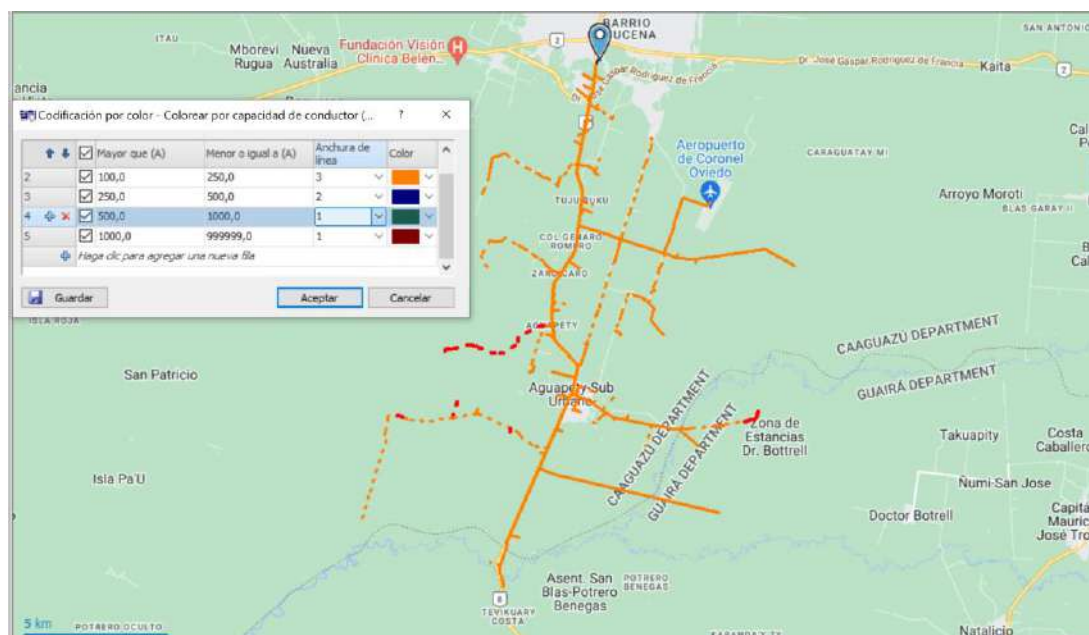


Figura 30. Topología de del Alimentador COV-13.

8.4.1.2. Alimentador COV 07.

El alimentador COV 07, cuyo trazado inicia en la Estación COV se expande hacia el este de la ruta PY02 pasado por las localidades Santa María hasta Arroyo Guasu además Blas Garay hasta Troche. En la siguiente tabla podemos observar las características principales de este alimentador.

Etiquetas de fila	Suma de Longitud(km)	Suma de Línea RA(Ω)	Suma de Línea XA(Ω)	Suma de X1 Línea(Ω)	Suma de R1 Línea(Ω)
2035	9.535495431	11.17655419	7.621740569	3.700086898	10.70550072
2070	33.35045802	20.36709136	25.84785005	12.13176271	18.71961209
2150	1.646576858	0.512742387	1.234783354	0.557595141	0.431403137
4016	0.023430126	0.058699495	0.015914398	0.015914398	0.058699495
4035	68.80756736	37.22232486	25.38342798	54.99798386	80.6493497
4070	0.009073831	0.00554138	0.007032546	0.007032546	0.00554138
Total general	113.3726016	69.34295368	60.11074889	71.41037555	110.5701065

Figura 31. Características del alimentador COV-7.

Así también se obtuvieron datos de demanda máxima en los últimos seis meses en el cual abarco este estudio.

ESTACION	POSICION	Fecha Hora	Máximos		
			IA	IB	IC
COV	E_AL07	16/03/2023 11:00	245.91	271.41	239.9
COV	E_AL07	04/07/2023 18:00	198.0	240.0	210.0
COV	E_AL07	05/07/2023 11:00	178.91	233.88	190.65
COV	E_AL07	28/06/2023 18:00	190.11	225.4	188.4
COV	E_AL07	16/07/2023 11:00	180.0	221.99	190.0
COV	E_AL07	07/01/2023 22:00	183.4	221.7	173.4
COV	E_AL07	05/07/2023 10:00	175.84	220.3	190.9
COV	E_AL07	16/03/2023 12:00	209.3	220.3	205.91
COV	E_AL07	04/07/2023 19:00	174.01	210.9	186.91
COV	E_AL07	28/06/2023 17:00	170.7	206.22	171.6
COV	E_AL07	16/07/2023 10:00	161.99	204.61	186.91
COV	E_AL07	04/07/2023 12:00	168.0	204.61	180.9
COV	E_AL07	05/07/2023 09:00	162.71	203.7	177.97
COV	E_AL07	28/06/2023 19:00	166.98	202.19	167.42
COV	E_AL07	01/01/2023 22:00	162.69	200.61	155.61

Tabla 10. Demanda máxima COV-7.

La máxima demanda en intensidad se obtiene el 16 de marzo del 2023 con un pico de 271 A. en el cual se observa la curva en la siguiente tabla.

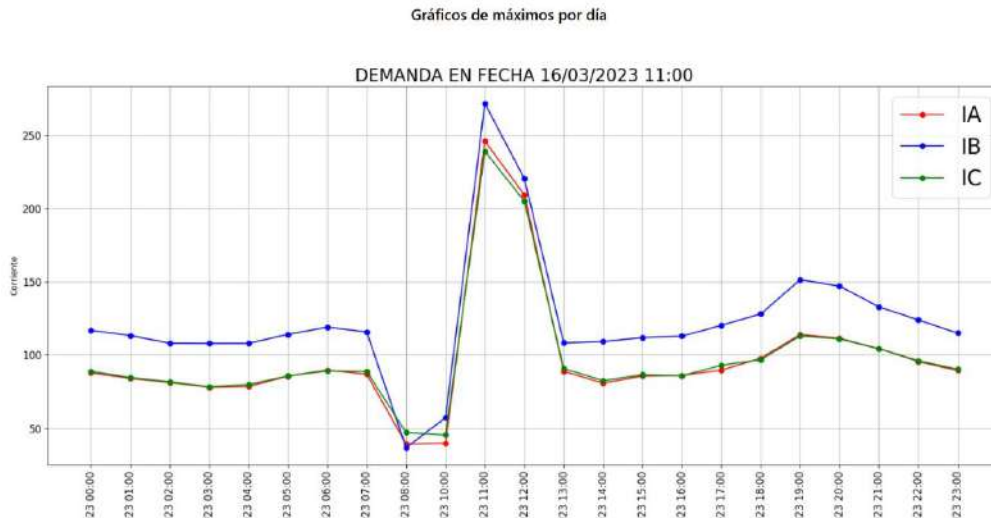


Figura 32. Curva de la Demanda de potencia del Alimentador COV-7.

Por último, se observa la topología de la línea y se filtra por ampacidad de la línea a lo largo de toda su extensión.

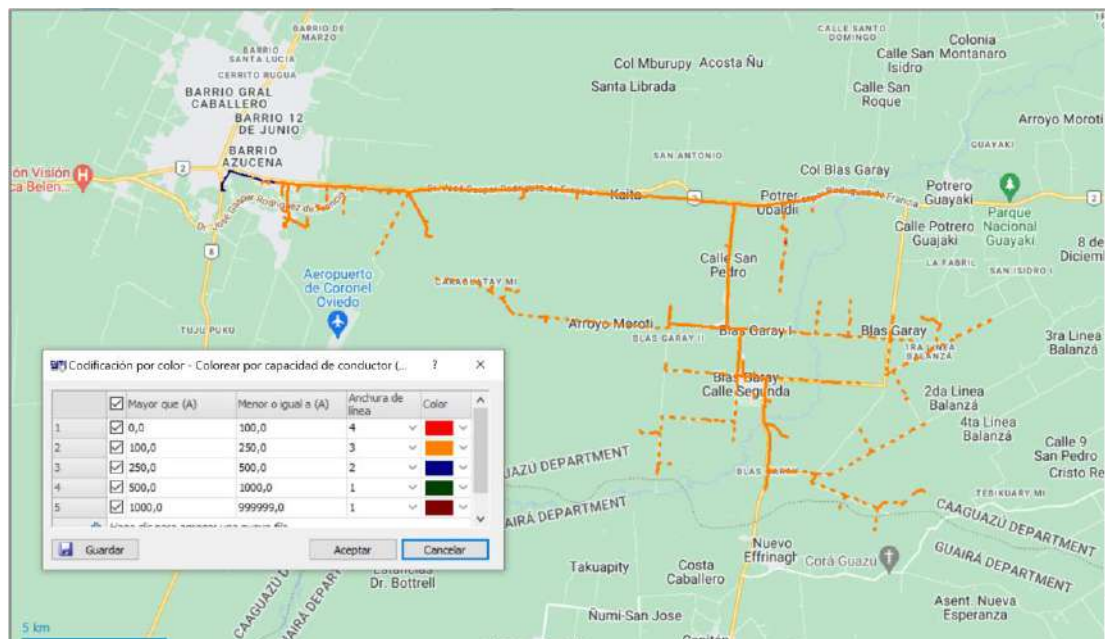


Figura 33. Topología de del Alimentador COV-7.

8.4.1.3. Alimentador VIL 02.

El alimentador VIL 02, cuyo trazado inicia en la Estación de VIL, agarrando parte de la ciudad de Villarrica hasta la localidad de Itape. En la siguiente tabla podemos observar las características principales de este alimentador.

Nombre red	VIL2				
Etiquetas de fila	Suma de Longitud(km)	Suma de Línea RA(Ω)	Suma de Línea XA(Ω)	Suma de X1 Línea(Ω)	Suma de R1 Línea(Ω)
2035	14.30459	16.75709174	11.42733295	5.550652972	16.05976319
2070	0.20137	0.122976458	0.156069268	0.073251559	0.113028981
2150	17.50554691	5.451209802	13.12757301	5.9280609	4.58645329
4016	2.04329	5.119054437	1.38785978	1.38785978	5.119054437
4035	44.28106295	18.40451346	12.55079159	35.39389942	51.90183388
Total general	78.33585985	45.8548459	38.64962659	48.33372463	77.78013378

Tabla 11. Características del alimentador VIL-02.

Así también se obtuvieron datos de demanda máxima en los últimos seis meses en el cual abarco este estudio.

Máximos					
ESTACION	POSICION	Fecha Hora	IA	IB	IC
VIL	E_AL02	15/01/2023 11:00	191.83	214.86	222.67
VIL	E_AL02	15/01/2023 10:00	166.94	194.28	196.33
VIL	E_AL02	23/02/2023 20:00	170.27	192.9	195.5
VIL	E_AL02	23/02/2023 13:00	170.16	191.75	195.49
VIL	E_AL02	15/01/2023 12:00	166.14	187.77	191.5
VIL	E_AL02	15/01/2023 13:00	161.56	182.33	185.08
VIL	E_AL02	23/02/2023 19:00	160.27	179.62	184.53
VIL	E_AL02	23/02/2023 14:00	160.58	179.29	180.89
VIL	E_AL02	17/01/2023 22:00	171.06	180.06	180.06
VIL	E_AL02	24/02/2023 11:00	150.6	177.37	178.91
VIL	E_AL02	17/01/2023 23:00	165.58	174.82	175.08
VIL	E_AL02	24/02/2023 10:00	145.34	169.42	174.42
VIL	E_AL02	18/01/2023 00:00	157.15	166.82	165.1
VIL	E_AL02	15/01/2023 09:00	141.76	166.57	165.5
VIL	E_AL02	23/02/2023 21:00	141.62	163.76	166.09

Tabla 12. Demanda máxima VIL-02.

La máxima demanda en intensidad se obtiene el 15 de enero del 2023 con un pico de 222 A. en el cual se observa la curva en la siguiente tabla.

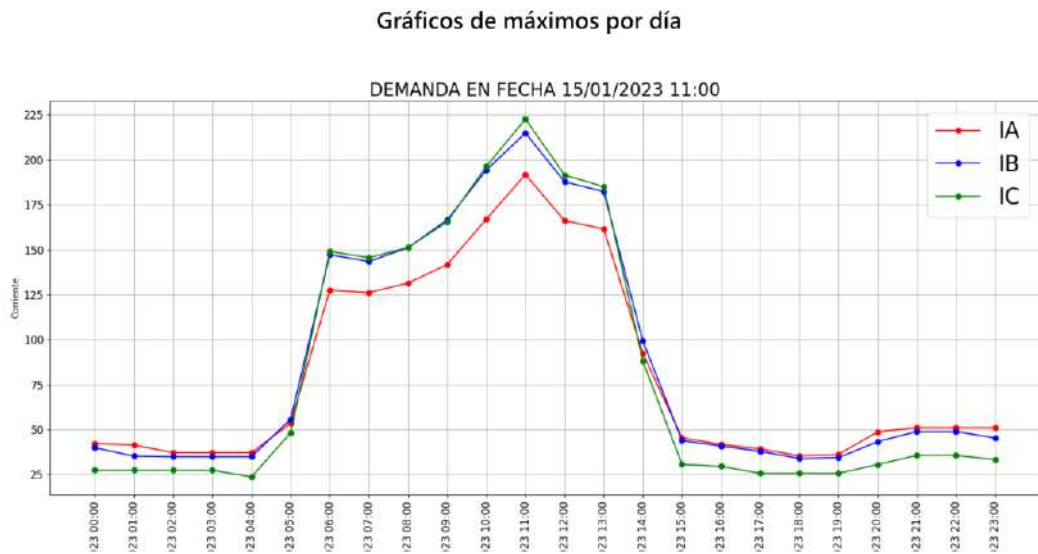


Figura 34. Curva de la Demanda de potencia del Alimentador VIL-02.

Por último, se observa la topología de la línea y se filtra por ampacidad de la línea a lo largo de toda su extensión.



Figura 35. Topología de del Alimentador VIL-02.

8.4.1.4. Alimentador PPE03.

El alimentador PPE 3, cuyo trazado inicia en la Estación PPE y se expande por localidades adyacentes a Villarrica, Félix Pérez Cardozo, Coronel Martínez y Tebikyary. En la siguiente tabla podemos observar las características principales de este alimentador.

Nombre red	PPE03				
Etiquetas de fila	Suma de Longitud(km)	Suma de Línea RA(Ω)	Suma de Línea XA(Ω)	Suma de X1 Línea(Ω)	Suma de R1 Línea(Ω)
2035	35.97569	40.67006497	27.73454847	13.95975492	40.38990716
2070	44.85453964	27.39262251	34.76394279	16.31655647	25.1768531
2150	1.14107	0.355328057	0.855699043	0.386410804	0.29896034
4016	6.30441			4.28208136	15.79443837
4035	145.99979	76.87460475	52.42394181	116.6978289	171.1263539
DEFAULT	15.60525	0.690249798	1.889362472	6.281906732	2.695480454
Total general	249.8807496	145.9828701	117.6674946	157.9245392	255.4819933

Tabla 13. Características del alimentador PPE-03.

Así también se obtuvieron datos de demanda máxima en los últimos seis meses en el cual abarco este estudio.

Máximos					
ESTACION	POSICION	Fecha Hora	IA	IB	IC
PPE	E_AL03	17/01/2023 19:00	231.85	270.66	295.56
PPE	E_AL03	17/01/2023 18:00	221.92	263.64	287.44
PPE	E_AL03	17/01/2023 17:00	230.45	264.24	283.36
PPE	E_AL03	17/01/2023 21:00	261.89	265.42	274.69
PPE	E_AL03	17/01/2023 22:00	254.46	263.07	269.73
PPE	E_AL03	01/01/2023 22:00	194.55	232.36	258.0
PPE	E_AL03	01/01/2023 23:00	194.84	235.61	256.1
PPE	E_AL03	01/03/2023 19:00	206.38	225.58	252.53
PPE	E_AL03	01/03/2023 19:00	206.38	225.58	252.53
PPE	E_AL03	02/01/2023 00:00	191.39	224.7	252.23
PPE	E_AL03	17/01/2023 23:00	238.63	249.51	251.24
PPE	E_AL03	01/01/2023 21:00	187.48	222.64	245.63
PPE	E_AL03	25/01/2023 22:00	185.02	225.9	242.66
PPE	E_AL03	25/01/2023 23:00	184.69	219.16	241.11
PPE	E_AL03	19/01/2023 22:00	180.77	219.97	239.46

Tabla 14. Demanda máxima PPE-03.

La máxima demanda en intensidad se obtiene el 17 de enero del 2023 con un pico de 295 A. en el cual se observa la curva en la siguiente tabla.

Gráficos de máximos por día

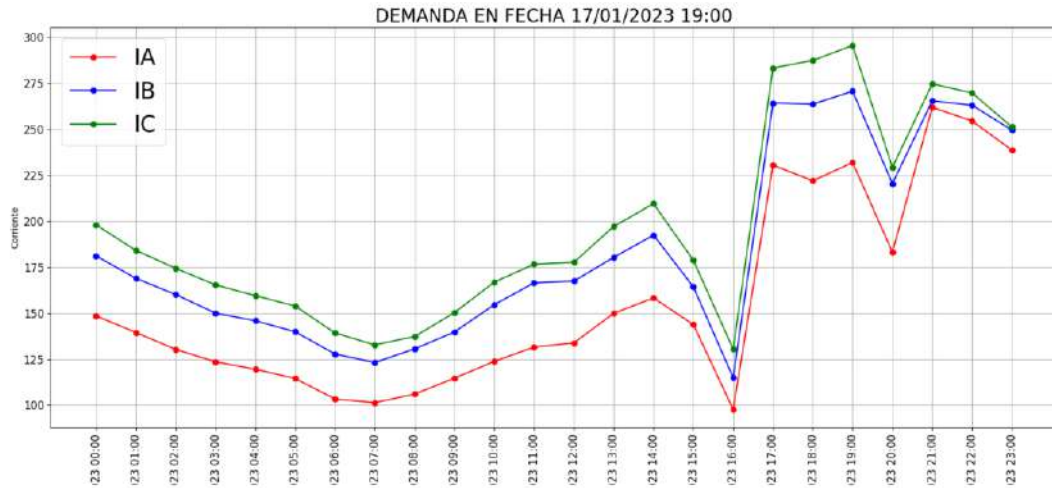


Figura 36. Curva de la Demanda de potencia del Alimentador PPE-03.

Por último, se observa la topología de la línea y se filtra por ampacidad de la línea a lo largo de toda su extensión

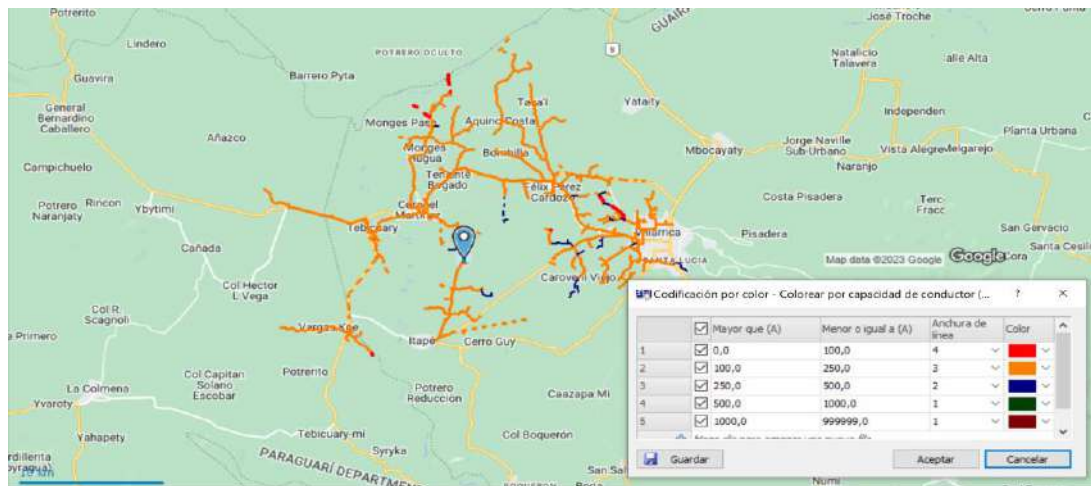


Figura 37. Topología de del Alimentador PPE-03.

8.4.1.5. Alimentador PPE04.

El alimentador PPE04, cuyo trazado inicia en la Estación y se expande por localidades adyacentes a Mbokajaty, Jataity, Natalicio Talavera y Troche. En la siguiente tabla podemos observar las características principales de este alimentador.

Nombre red	PPE04				
Etiquetas de fila	Suma de Longitud(km)	Suma de Línea RA(Ω)	Suma de Línea XA(Ω)	Suma de X1 Línea(Ω)	Suma de R1 Línea(Ω)
2035	55.22183	64.72550694	44.13891916	21.42789236	61.99754854
2070	14.36622411	8.773438697	11.13436002	5.225943879	8.063761592
2150	47.84682168	14.89945242	35.88077815	16.20279985	12.53586728
4016	4.43158	2.645221005	0.717162884	3.010026214	11.10243737
4035	165.76839	80.69447865	55.02887029	130.5098899	189.2870636
DEFAULT	11.95154	1.756301005	4.8073744	4.811102647	2.064378492
Total general	299.5863858	173.4943987	151.7074649	181.1876549	285.0510569

Tabla 15. Características del alimentador PPE-04.

Así también se obtuvieron datos de demanda máxima en los últimos seis meses en el cual abarco este estudio.

Máximos					
ESTACION	POSICION	Fecha Hora	IA	IB	IC
PPE	E_AL04	14/07/2023 18:00	334.77	321.85	276.67
PPE	E_AL04	01/01/2023 04:00	326.94	305.65	273.79
PPE	E_AL04	16/07/2023 18:00	318.13	305.11	264.71
PPE	E_AL04	01/01/2023 05:00	312.97	298.85	262.38
PPE	E_AL04	16/07/2023 18:00	303.16	312.59	261.94
PPE	E_AL04	14/07/2023 19:00	310.09	312.36	260.88
PPE	E_AL04	15/07/2023 18:00	311.55	306.23	270.14
PPE	E_AL04	06/07/2023 18:00	305.82	298.25	259.24
PPE	E_AL04	17/07/2023 18:00	307.2	296.96	267.39
PPE	E_AL04	30/06/2023 18:00	304.08	297.75	258.71
PPE	E_AL04	16/07/2023 17:00	301.4	285.57	268.22
PPE	E_AL04	01/01/2023 18:00	296.72	287.38	254.9
PPE	E_AL04	22/07/2023 18:00	292.36	295.97	257.03
PPE	E_AL04	06/07/2023 18:00	294.94	285.11	248.63
PPE	E_AL04	01/01/2023 02:00	294.74	268.23	243.16

Tabla 16. Demanda máxima PPE-04.

La máxima demanda en intensidad se obtiene el 14 de julio del 2023 con un pico de 334 A. en el cual se observa la curva en la siguiente tabla.



Figura 38. Curva de la Demanda de potencia del Alimentador PPE-04.

Por último, se observa la topología de la línea y se filtra por ampacidad de la línea a lo largo de toda su extensión

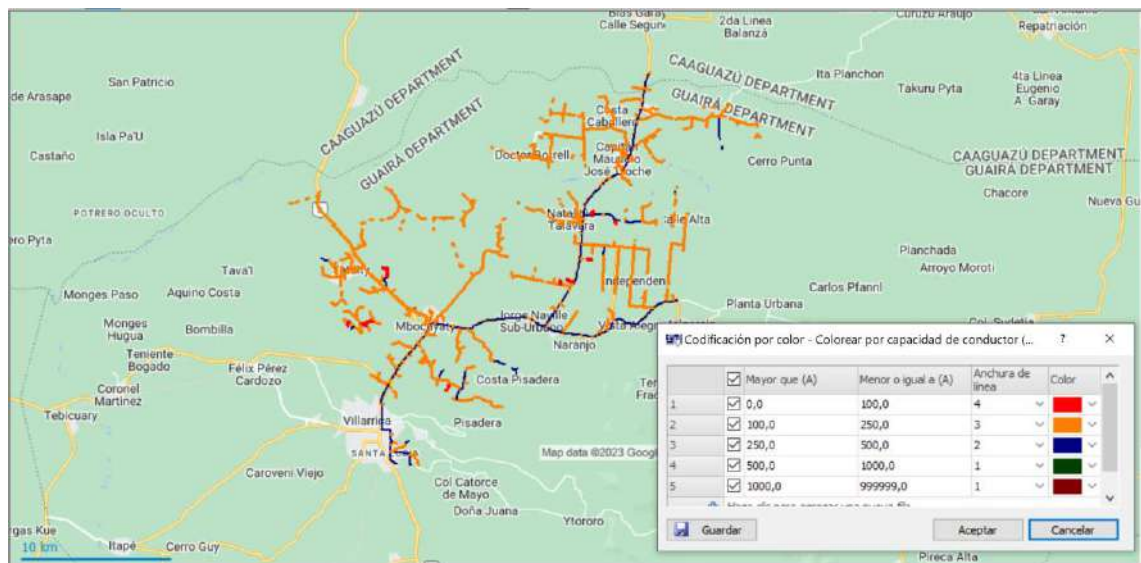


Figura 39. Topología de del Alimentador PPE-04.

8.4.1.6. Alimentador PPE05.

El alimentador PPE05, cuyo trazado inicia en la Estación y se expande por localidades adyacentes a Jorge Naville, Colonia Independencia, Colonia Melgarejo. En la siguiente tabla podemos observar las características principales de este alimentador.

Etiquetas de fila	Suma de Longitud(km)	Suma de Línea RA(Ω)	Suma de Línea XA(Ω)	Suma de X1 Línea(Ω)	Suma de R1 Línea(Ω)
2035	92.50803	108.428662	73.9418534	35.89616841	103.8587653
2070	38.73960836	23.65824009	30.02464276	14.09215238	21.74454217
2150	18.63556	5.803094748	13.97498038	6.310727403	4.88251672
4016	6.472	3.866279172	1.048211819	4.395924186	16.2143016
4035	270.50927	91.66324831	62.50892361	216.2182941	317.0639154
4070	3.61839	0.014876628	0.018879877	2.804360948	2.209714808
DEFAULT	12.5495	0.796749884	2.180876162	5.051811957	2.167663572
Total general	443.0323584	234.2311508	183.698368	284.7694394	468.1414195

Tabla 17. Características del alimentador PPE-05.

Así también se obtuvieron datos de demanda máxima en los últimos seis meses en el cual abarco este estudio.

Máximos					
ESTACION	POSICION	Fecha Hora	IA	IB	IC
PPE	E_AL05	04/07/2023 18:00	301.58	270.35	306.84
PPE	E_AL05	21/01/2023 11:00	246.23	296.47	248.6
PPE	E_AL05	20/01/2023 11:00	255.29	294.93	236.71
PPE	E_AL05	20/01/2023 20:00	255.99	288.23	230.83
PPE	E_AL05	25/01/2023 11:00	250.01	286.27	229.26
PPE	E_AL05	01/01/2023 21:00	250.3	286.24	229.09
PPE	E_AL05	19/01/2023 20:00	249.29	285.79	227.7
PPE	E_AL05	20/01/2023 10:00	248.11	283.28	226.94
PPE	E_AL05	21/01/2023 14:00	255.97	282.42	226.42
PPE	E_AL05	21/01/2023 10:00	250.84	281.84	223.76
PPE	E_AL05	24/01/2023 11:00	245.9	281.23	226.06
PPE	E_AL05	20/01/2023 21:00	252.45	280.73	228.96
PPE	E_AL05	18/01/2023 11:00	249.38	280.42	228.64
PPE	E_AL05	18/01/2023 21:00	249.4	280.25	226.16
PPE	E_AL05	23/01/2023 20:00	248.16	278.44	221.02

Tabla 18. Demanda máxima PPE-05.

La máxima demanda en intensidad se obtiene el 4 de julio del 2023 con un pico de 301 A. en el cual se observa la curva en la siguiente tabla.

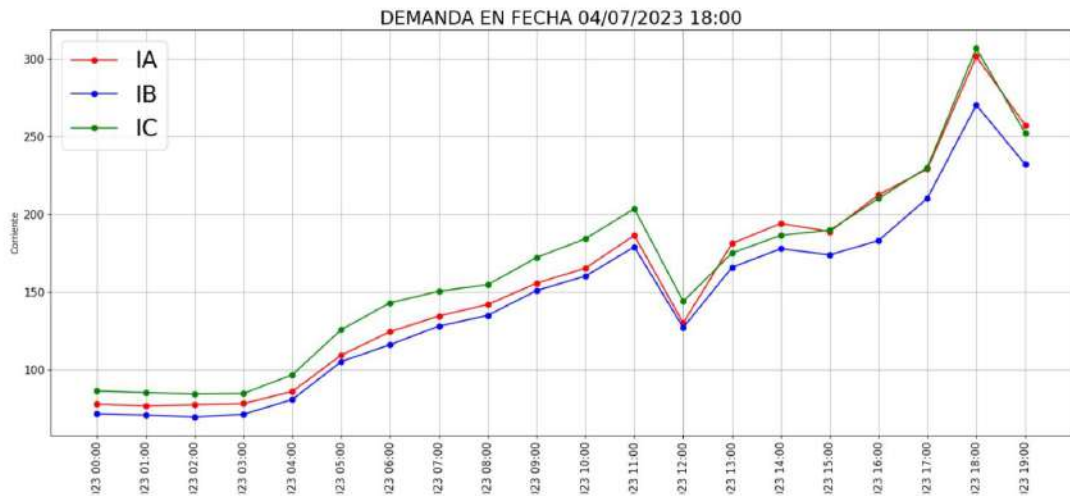


Figura 40. Curva de la Demanda de potencia del Alimentador PPE-05.

Por último, se observa la topología de la línea y se filtra por ampacidad de la línea a lo largo de toda su extensión.

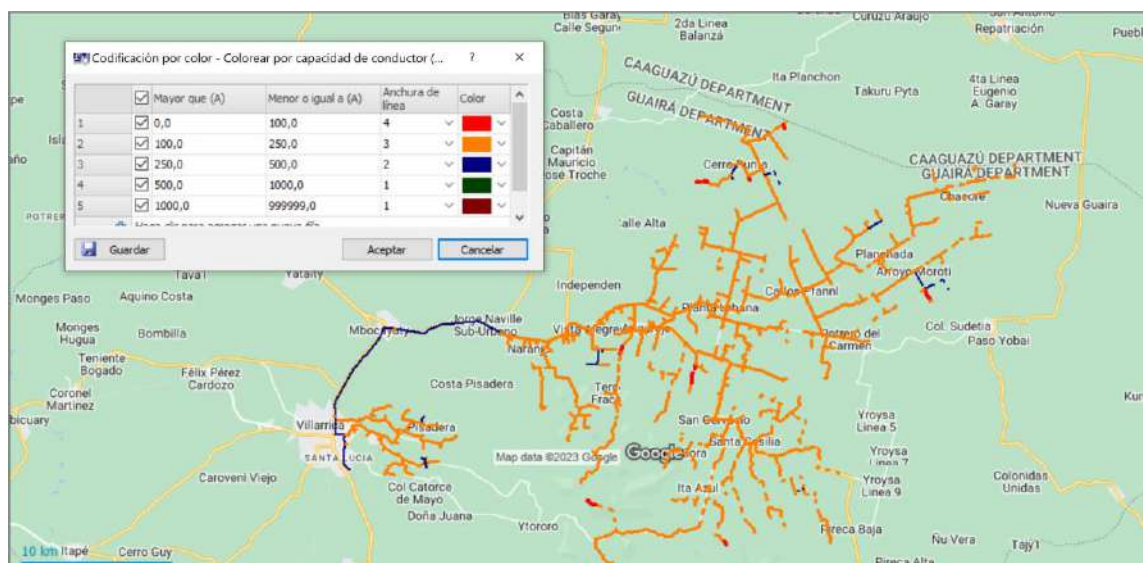


Figura 41. Topología de del Alimentador PPE-05.

8.4.2. Modelado del sistema

Con la ayuda del software CYMDIST versión 9 revisión 4, se realizaron las simulaciones de Flujo de carga para evaluar las condiciones necesarias que deben cumplirse para realizar la transferencia de carga con estaciones aledañas, tomando en cuenta los parámetros obtenidos del sistema SCADA y datos de Small Word proveídos por la ANDE. Se tuvo en cuenta en el estudio datos de la demanda máxima de los alimentadores para luego estudiar la disponibilidad de potencia en las estaciones próximas de la zona de estudio simulaciones que concluirán su factibilidad operativa.

8.4.2.1. Desarrollo de estado actual de los alimentadores.

En el estado actual, se procede a distribuir el Flujo de Carga para poder analizar el circuito en condiciones de demanda máxima. Para mejorar la simulación se bloquearon las cargas de aquellos clientes que superan los 400 kVA de potencia instalada. De esta forma, se modela la fuente de salida a 23,5 kV para el análisis de la Distribución de Carga, se cargó los datos procesados y posteriormente extraídos del SCADA como son curvas de las corrientes por fase y factor de potencia, las mismas se muestran en la tabla siguiente.

Demanda máxima por fase						
Alimentador	I_a	I_b	I_c	FP	Fecha	Hora
PPE 03	231	270	295	0.97	17/01/2023	19:00
PPE 04	334,77	321,25	276,67	0.95	14/07/2023	18:00
PPE 05	301,58	270,35	306,84	0.96	04/07/2023	18:00
VIL 02	191,83	214,67	222,34	0.97	15/01/2023	11:00
COV 13	145,1	109,5	111,6	0.98	28/06/2023	11:00
COV 07	168,6	195,2	168,8	0.97	15/01/2023	21:00

Tabla 19. Demanda máxima por fase.

8.4.3. Zona de influencia del estudio de caso.

En este segmento se procede a realizar análisis de flujo de carga de las redes involucradas con el objetivo de liberar carga del transformador de potencia 220/23 de la ES-PPE con centro de distribuciones cercanas dadas las condiciones técnicas de las redes a ser estudiadas.

Para nuestro estudio procedemos a agrupar en dos casos las zonas afectadas ya que poseen condiciones técnicas de acoples entre sí, en el cual los alimentadores involucrados en el caso uno sería los alimentadores VIL02 y PPE03 y para el caso dos los demás alimentadores PPE04, COV13 y COV07

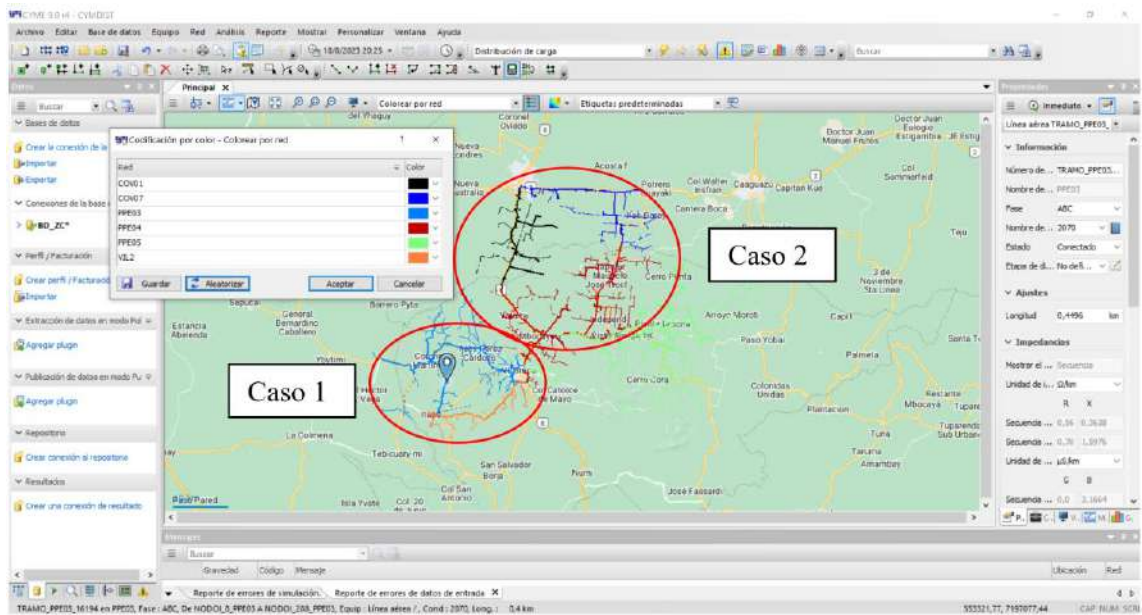


Figura 42. Zona de estudio y análisis de flujo de carga.

8.4.3.1. Caso uno.

Para el análisis de este caso se tuvo en cuenta que la SE-VIL esta energizada por el TR-01 220/66 kV de la ES-PPE, la misma ha alcanzado valores por el 93% de la nominal. Con el fin de liberar carga del trafo mencionado se procedió a desdoblarse carga del alimentador VIL02 con el PPE03.

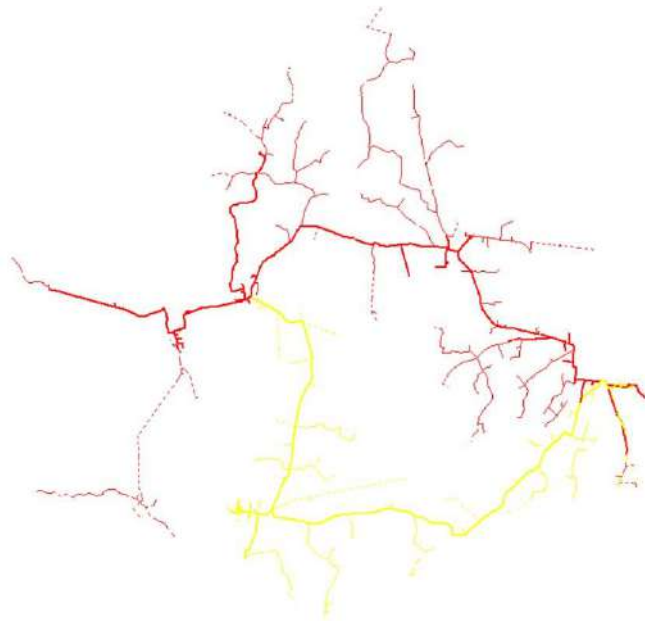


Figura 43. Topología de la línea.

Una vez procesado los datos de demanda y factor de potencia de los alimentadores en el software Cymdist se obtienen los resultados del estado actual del flujo de carga que en nuestro caso lo llamaremos escenario uno, esto puede verse en las siguientes tablas.

Se puede notar que se desdobra las cargas a 11907 kVA, significando por un factor de demanda de 0,6 aproximadamente un 180 A de carga, esto solo se verá afectado para el TR-01 220/66 kV con el fin de apaciguar la demanda máxima que representaría una disminución del hasta el 12% de su potencia instalada.

PPE3-postrafó

Cuadro de flujo de carga											
Cable - TRAMO_PPE03_16581											
V base	kVLL	kVLN	i (A)	KVA	kW	kVAR	I neutro	Pérdidas	Distancia	KVA Conectado	FP
22986.2	23	13.3	177.7	2359	2177.2	908.2	0	181.42	0.2	5151	92.29
22986.2	23	13.3	177.7	2359	2177.2	908.2		170.43		3236	92.29
22986.2	23	13.3	177.7	2359	2177.2	908.2		173.04		3454	92.29
22986.2	23	13.3	177.7	7077	6532	2725		524.9		11907	

VIL2-postrafó

Cuadro de flujo de carga											
Cable - TRAMO_VIL2_22											
V base	kVLL	kVLN	i (A)	KVA	kW	kVAR	I neutro	Pérdidas	Distancia	KVA Conectado	FP
22998.8	23	13.3	60.1	798.3	743.9	289.6	0	18.33	0	1868	93.19
22998.8	23	13.3	60.1	798.3	743.9	289.6		13.49		1579	93.19
22998.8	23	13.3	60.1	798.3	743.9	289.6		12.6		783	93.19
22998.8	23	13.3	60.1	2395	2232	869		44.41		4271	

Figura 44. Carga de datos de flujo.

8.4.3.2. Caso dos.

Para el análisis de este caso se tuvo en cuenta liberar carga del alimentador PPE04 con alimentadores adyacentes COV13 en tebicuary y COV07 en Blas garay. El flujo de carga se realiza con 50 interacciones con tolerancia de 0,1% como se observa en la figura.

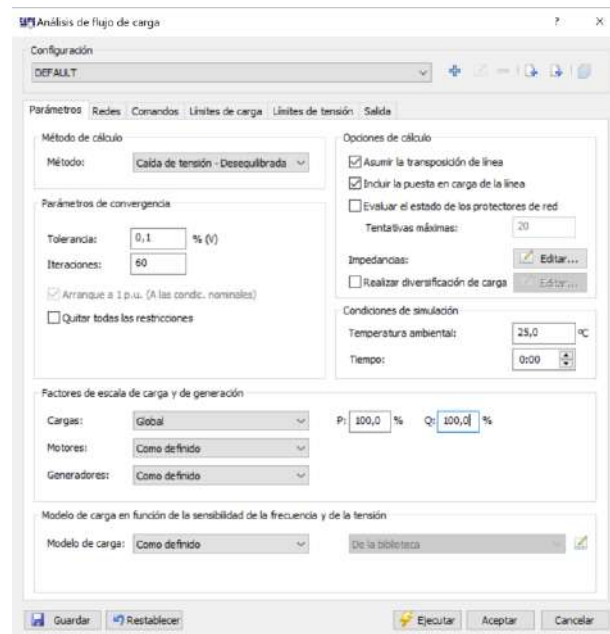


Figura 45. Datos de flujo de carga.

De esta forma el software arroja los siguientes resultados para el caso inicial.

8.4.3.2.1. Caso 2 inicial.

En la figura de abajo se observa la configuración actual de la línea.

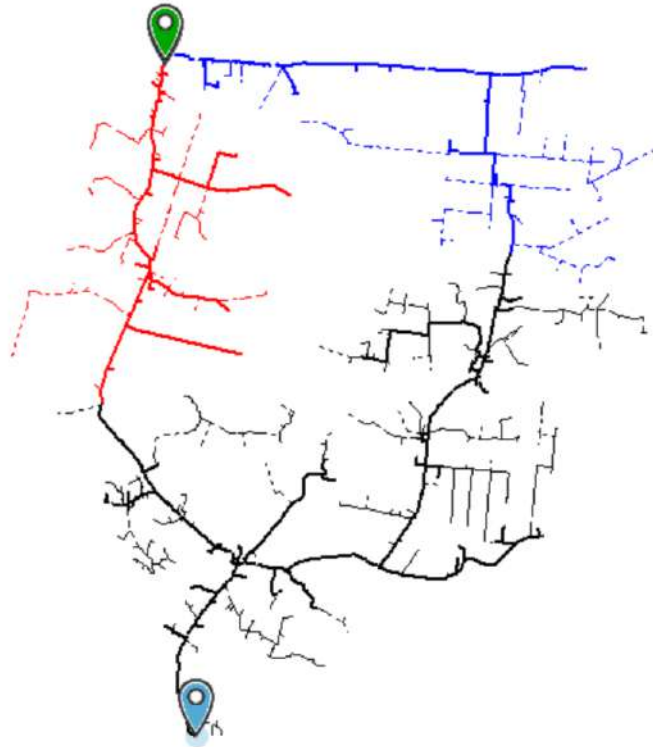


Figura 46. Configuración actual de las líneas.

ESCENARIO 1

Cuadro de flujo de carga									
Alimentador PPE 4									
V base	Kvll	kVLN	i (A)	KVA	kW	kVAR	Pérdidas	KVA conectado	FP
23494.7	23.5	13.6	298.1	4044	3840.8	1265.7	392.65	9359	94.98
23497.1	23.5	13.6	261.6	3549.6	3371.6	1110	301.12	9064	94.98
23495.5	23.5	13.6	254.7	3455	3283.4	1075.3	449.21	8161	95.03
23495.7	23.5	13.6	271.4	11049	10496	3451	1142.99	27195	

Tabla 20. Flujo de Carga del Alimentador PPE-04.

Cuadro de flujo de carga									
Alimentador COV 13									
V base	kVLL	kVLN	i (A)	KVA	kW	kVAR	Pérdidas	KVA conectado	FP
23484.9	23.5	13.6	134.7	1827.8	1791.5	362.2	69.92	2740	98.02
23494.4	23.5	13.6	106.4	1444	1415.4	285.8	38.54	3330	98.02
23484.8	23.5	13.6	108.4	1470.3	1441.2	290.9	56.35	3100	98.02
23488	23.5	13.6	116.5	4742	4648	939	164.81	9171	

Tabla 21. Flujo de Carga del Alimentador COV-13.

Cuadro de flujo de carga									
Alimentador COV 7									
V base	kVLL	Kvln	i (A)	KVA	kW	kVAR	Pérdidas	KVA conectado	FP
23415.8	23.4	13.5	163.7	2220.7	2155.4	534.8	119.85	3421	97.06
23411.8	23.4	13.5	190.1	2579.2	2502.9	622.6	136.23	2991	97.04
23452	23.4	13.5	163.3	2215.4	2150.7	531.2	132.69	3501	97.08
23426.6	23.4	13.5	172.4	7015	6809	1689	388.77	9912	

Tabla 22. Flujo de Carga del Alimentador COV-7.

En régimen de operación normal el flujo de carga de cada uno arroja un resultado con una pérdida de 1143 kW del PPE04 y para una carga instalada de 27195 kVA. Mientras que el COV07 posee una pérdida de 388 kW para una carga de 9912 kVA y por último el COV13 una pérdida del 164kW para una carga de 9171 kVA.

8.4.3.2.2. Caso 2 posterior.

Posterior a la transferencia de carga se obtuvo los siguientes resultados de flujo.

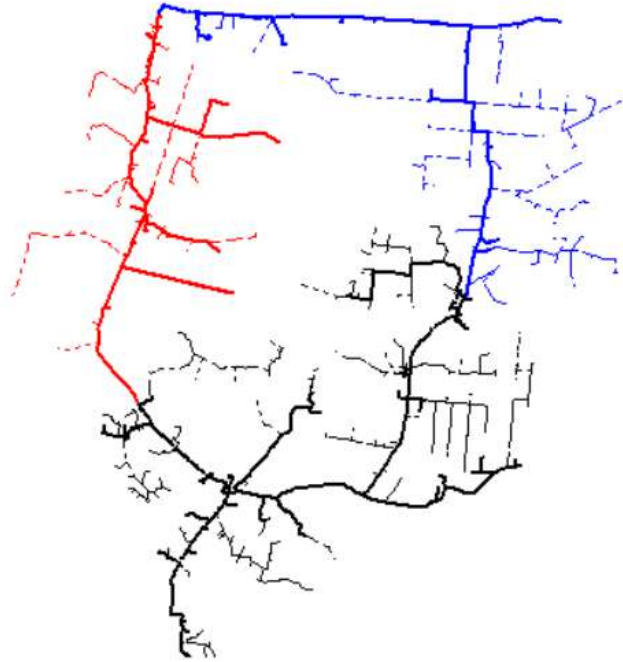


Figura 47. Nueva configuración de las líneas.

Se puede observar en la figura que el alimentador COV13 y COV7 toma parte de la carga del alimentador PPE4.

Cuadro de flujo de carga									
Alimentador PPE 4									
V base	Kvll	kVLN	i (A)	KVA	kW	kVAR	Pérdidas	KVA conectado	FP
23495.1	23.5	13.6	283.5	3847.1	3655.9	1197.8	320.69	8885	95.03
23497.6	23.5	13.6	236.7	3211.8	3056.7	985.8	238.48	7940	95.17
23495.4	23.5	13.6	240.2	3258.4	3101.6	998.7	423.71	7562	95.19
23496	23.5	13.6	253.5	10317	9814	3182	982.89	24969	

Tabla 23. Nuevo Flujo de Carga del Alimentador PPE-4.

Cuadro de flujo de carga									
Alimentador COV 13									
V base	kVLL	kVLN	i (A)	KVA	kW	kVAR	Pérdidas	KVA conectado	FP
23484.8	23.5	13.6	135.8	1842.6	1806.6	362.5	71.28	2789	98.05
23494.3	23.5	13.6	107.5	1458.4	1430.1	285.9	39.87	3389	98.06
23484.6	23.5	13.6	109.8	1489.8	1460.6	293.6	58.43	3174	98.04
23487.9	23.5	13.6	117.7	4791	4697	942	169.58	9351	

Tabla 24. Flujo de Carga del Alimentador COV-13.

Cuadro de flujo de carga									
Alimentador COV 7									
V base	kVLL	kVLN	i (A)	KVA	kW	kVAR	Pérdidas	KVA conectado	FP
23407.4	23.4	13.5	175	2374.5	2310.8	546.1	165.5	3846	97.32
23397	23.4	13.5	213.2	2892.9	2801.1	722.9	191.38	4056	96.83
23456	23.4	13.5	174	2360.3	2290.7	568.8	148.68	4026	97.05
23420.1	23.4	13.5	187.4	7627	7403	1838	505.55	11958	

Tabla 25. Flujo de Carga del Alimentador COV-7.

Además, se reflejan los perfiles de tensión de cada alimentador después del análisis de flujo; con el propósito de mantener la calidad en el servicio de acuerdo a las condiciones técnicas de las redes.

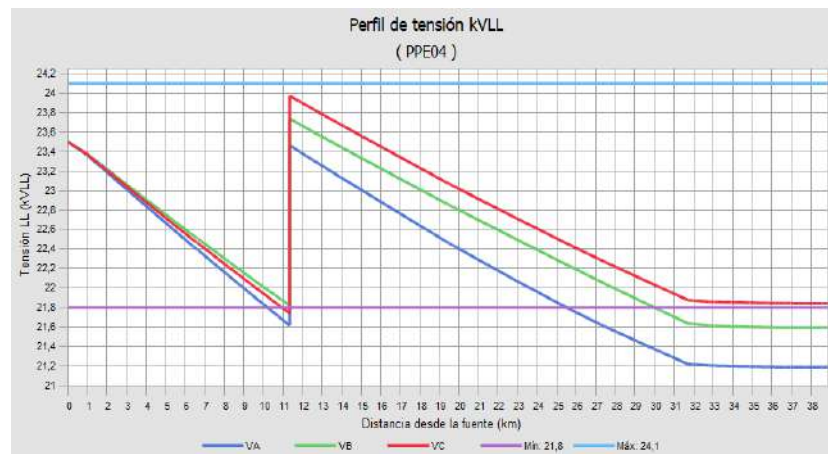


Figura 48. Perfil de tensión de PPE4.



Figura 49. Perfil de tensión COV13.

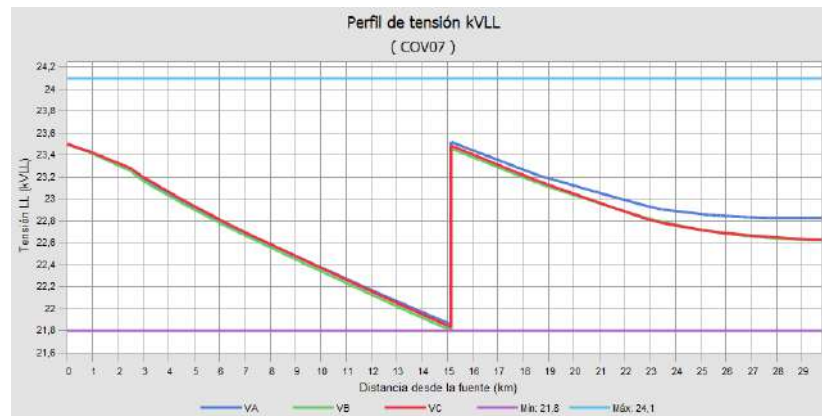


Figura 50. Perfil de tensión COV07.

En régimen de operación normal posterior al traspaso el flujo de carga de cada uno arroja un resultado con una pérdida de 982 kW del PPE04 y para una carga instalada de 24969 kVA significando una disminución del 8,1% de su configuración original. Mientras los demás alimentadores aumentaron, el COV07 posee una pérdida de 505 kW para una carga de 11958 kVA y el COV13 una pérdida del 170kW para una carga de 9351 kVA.

Se llegó a la conclusión que liberando carga del PPE04 solo representa una disminución de 2226 kVA en potencia instalada para un factor de demanda del 0,6 se refleja a una carga de 30 A por fase.

8.5. Selección de la alternativa más ventajosa de acuerdo a criterios técnicos.

Ya obtenido todo estos resultados y las evaluaciones que abarca este estudio de elaboración del proyecto, se optó por una mejor solución para su mayor uso para el beneficio de la entidad y los usuarios.

Se demuestra en una tabla de la ganancia en kVA y el crecimiento vegetativo que se asumió el 6,8% de acuerdo al registro retirados de la Sección de Despacho de Carga de la Regional Centro.

8.5.1. Ampliación de la potencia instalada en la ES-PPE.

Esta propuesta consistió en el bosquejo del transformador con uno de igual impedancia de corto circuito y de base a la existente, lo cual va a proporcionar una absorción de demanda y de distribución de corriente de corto circuito de forma equivalente en magnitudes.

Actualmente en la Estación de Paso Pe ya cuenta con el transformador de 41,67 MVA que fue retirado de la ES-CZU ya que el en el lugar el pasado diciembre del 2022 fue repotenciada a 160 MVA.

Asumiendo la potencia total instalada de 83.2 MVA (dos transformadores de 41,6 MVA) en la ES-PPE podemos observar que el crecimiento de la demanda aumenta al pasar los años, esto va en consonancia con el aumento de 6,8% en el consumo de la energía eléctrica durante los últimos años en la zona, según informe emitido por el Departamento de Despacho de Carga (ANDE).

Si la carga de los transformadores se incrementa a la tasa anual de crecimiento, se observará que a partir del año 2029 los transformadores acoplados de forma paralela van a llegar al 80% de la nominal.

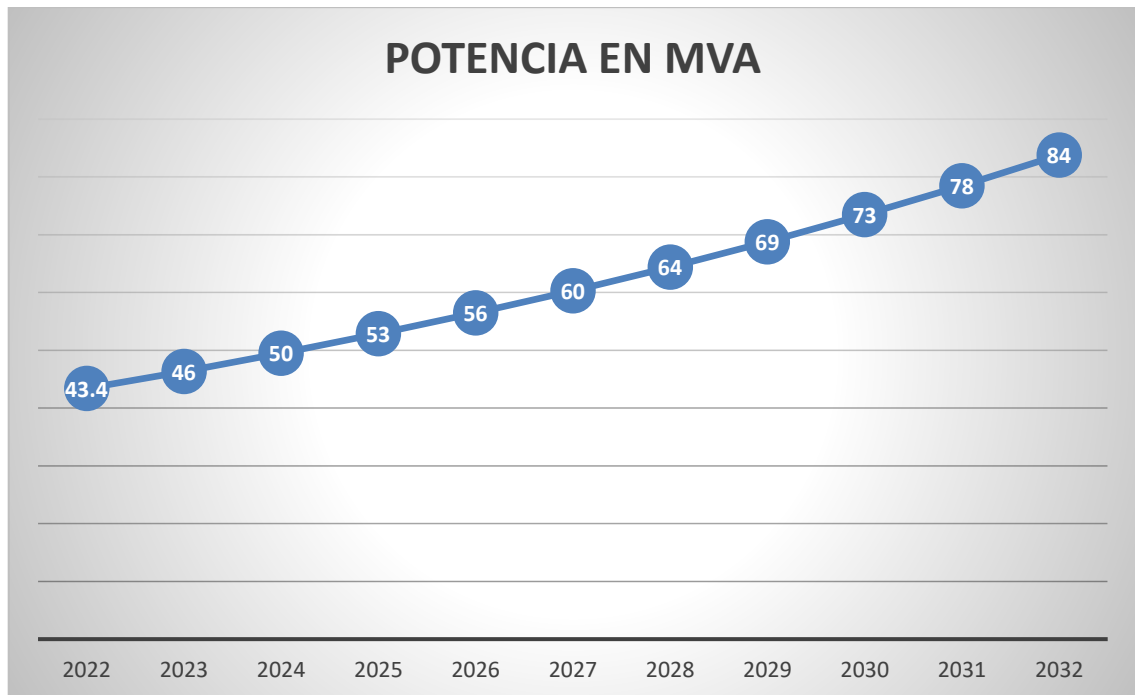


Figura 51. Crecimiento vegetativo de la demanda anual.

Por otro lado, la propuesta de evaluación de transferencia con otros centros de distribuciones lanzó resultados no muy óptimos ya que solo representarían un aumento de potencia mínima para el transformador 220/23kVA, además las condiciones técnicas de las redes van a ser expuestas a efectos electrodinámicos anormales y en consecuencia teniendo múltiples averías en la red.

Finalmente, la propuesta que más se ajusta al proyecto evaluado es la instalación del transformador de potencia que se encontraba en Caaguazú, y ya fue instalada en la ES-PPE por lo que cumple con la mayoría de lo propuesto y se adecua a la propuesta y viabilidad técnica.

V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

De todo lo expuesto se propuso la selección de dos alternativas de mejoramiento para la ampliación de capacidad de transformación de la ES PPE, la primera consistió en el bosquejo de un transformador de potencia características similares a la existente en patio, por otra parte, la segunda radicó en el análisis y evaluación de la posibilidad de transferir carga de otro alimentador que hacen anillos a los alimentadores de PPE. Solo se tuvieron en cuenta los siguientes alimentadores para su estudio y evaluación COV07, COV13, PPE03 PPE04 y VIL02. Los resultados arrojaron potencia de ganancia insuficiente a lo deseado, además los demás alimentadores se exponen a esfuerzos anormales.

Con las dos propuestas se procedió a un análisis detallado y resultando viable técnicamente, calculando el porcentaje de confiabilidad al sistema, continuidad y económicamente factible, de esa forma resultó como alternativa más favorable y beneficiosa el cambio e instalación de otro transformador sobrante de la ES-CZU de la marca TOSHIBA de 41,67 MVA.

De los análisis realizados con el software ANAREDE se simuló demanda a tope en paralelo de los transformadores de potencia en condiciones actuales de la ES-PPE con valores de tensiones nominales 220/23 kVA, banco de capacitores de 12 MVAR y factor de potencia al 0,95 resultando una potencia combinada de utilización del 95% de la nominal. Además, se desarrolló una hoja de cálculo en el software Excel para hallar el porcentaje de absorción por cada transformador, lo que arrojó un resultado de 96% de potencia instalada similar al software ANAFAS. Además, se simuló corriente de corto registrando resultados normales en absorción en el software ANAREDE.

De acuerdo a la selección de la propuesta más ventosa se realizaron costeo del movimiento e instalación del transformador. El monto de inversión es muy pequeño apuntando a los beneficios que se obtiene y que son totalmente justificadas por las ventajas ofreciendo confiabilidad, seguridad para los equipos en caso de un evento o falla y aumento considerable de la confiabilidad y apoyo en caso de contingencia.

VI. CONCLUSIONES.

Con la realización de este trabajo final de grado se obtuvieron las siguientes conclusiones:

Con la alternativa de repotenciación se obtiene un aumento del 25% de potencia por medio de un cambio de sistema de refrigeración de ONAN a OFAF, pero no obstante, esto no podrá llevarse a cabo ya que estos transformadores no pueden salir fuera de servicio por un prolongado tiempo y este cambio llevaría 45 días mínimo de trabajo según Departamento de Mantenimiento de la ANDE (GT-MAT)

Con la transferencia de carga a otros centros de distribución solo se consiguió un aumento del 6% de la potencia lo cual solo representaría un aumento ínfimo para la zona.

Por último, la mejor alternativa técnica y económica para evitar la sobrecarga de los transformadores de potencia es con la instalación de un transformador en paralelo al TR-02 de la ES-PPE, reduciendo hasta un 12 % la potencia instalada del TR-01 y un 53% en factor de utilización la potencia instalada de los transformadores TR-02 y TR-03 respectivamente, lo que acarrearía hasta un 93% de aprovechamiento de la potencia instalada para la ES-PPE, favoreciendo a los centros de distribución frontera y a la ANDE que es la encargada de facturar esta energía.

Finalmente, la alternativa seleccionada por medio de este estudio solo se prolongará hasta el año 2029 ya que los transformadores llegaran al 80% de su potencia nominal teniendo en cuenta el crecimiento vegetativo de la carga, por lo que la empresa se verá obligada a tener que prever estudios nuevamente para ese tiempo y así prevenir una nueva sobrecarga de los transformadores de potencia.

VII. RECOMENDACIONES.

De los análisis se desprenden las siguientes recomendaciones:

- Instalar y poner en servicio un transformador de 41,6 MVA 220/23 KV en la ES-PPE, para que opere en paralelo con el TR- 02.
- Observar periódicamente el crecimiento de la demanda, a fin de detectar con anticipación posibles sobrecargas.
- Realizar el mismo estudio con otras estaciones que se encuentran en la misma situación de sobrecarga de transformador.
- Construir y poner en servicio líneas paralelas a las existentes de distribución con el objetivo de poder contar con alternativas de maniobras y flexibilidad operativa.

VIII. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] E. Ras, Transformadores de Potencia de medición y de Protección, Barcelona: MARCOMBO, S.A., 1994.
- [2] S. J. Chapman, Maquinas Eléctricas, MEXICO: McGraw-Hill, 2012.
- [3] C. J. Arias Nina, PROPUESTA DE UN CIRCUITO ELÉCTRICO PARA PRUEBA DE CALENTAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 6MVA 10/0.46kV”, Lima – Perú., 2017.
- [4] E. A. Cajamarca Encalada y X. F. Sigua Maxi, Cargabilidad en transformadores de potencia, incidencia en la vida útil, perdidas en energía y condiciones de operación., Cuenca - Ecuador, 2010.
- [5] C. Espínola Ojeda, J. I. Fleitas Belotto y S. E. Colmán, Gerenciamiento de la vida útil de transformadores de potencia., Asunción, 2003.
- [6] M. GONZALES VALVERDE, Operación en paralelo de transformadores de potencia utilizando sistemas de relés reguladores de tensión., LIMA-PERÚ.
- [7] F. A. Freire Reasco, ESTUDIO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S. A., Ecuador, 2019.
- [8] E. Cepel, Manual del usuario ANAREDE, Análisis Transitorio Electromecánico, Rio de Janeiro Brasil: Manual de Usuario –versión 7, 2017.
- [9] CEPTEL, Programa de Analisis de Fallas., Rio de Janeiro, Brasil: Manual de Usuario-version7.6, 2021.