



**ANÁLISIS Y PROPUESTA DE MEJORA DE OPERACIÓN
EN PARALELO DE LOS TRANSFORMADORES DE
POTENCIA 220/23kV - 41,67 MVA DE LA ESTACIÓN
ELÉCTRICA SAN ESTANISLAO.**

JHONNY RODRIGO AGUILAR BARRIOS

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD
Coronel Oviedo - Paraguay**

Año 2020

**ANÁLISIS Y PROPUESTA DE MEJORA DE OPERACIÓN
EN PARALELO DE LOS TRANSFORMADORES DE
POTENCIA 220/23kV - 41,67 MVA DE LA ESTACIÓN
ELECTRICA SAN ESTANISLAO
ES - SES**

Elaborado por

JHONNY RODRIGO AGUILAR BARRIOS

Tutor

Ing. Sebastián Espínola

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

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD
Coronel Oviedo - Paraguay
Año 2020**

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.

Dedicado a:

A Dios, que ha estado presente en cada instante cuidándome y guiándome en la toma de decisiones y en este camino en mi vida.

A mis padres Yony y Gilda les dedico todo el esfuerzo puesto en este proyecto por el símbolo de la paciencia, comprensión y del amor incondicional.

A mis hermanos, compañeros y amigos por sus apoyo y aliento en los momentos buenos y difíciles.

Agradecimientos:

Quiero dejar constancia de mi eterno agradecimiento a la Facultad de Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, por todos estos sublimes años de estudio, trabajo y sacrificio.

A mi tutor Ing. Sebastián Espínola y co tutor, Ing. Elisandro Rodríguez Buzarquis, por toda su dedicación, preocupación, apoyo, consejos y ayuda durante la realización de este trabajo y por todos los aprendo brindados durante el periodo de pasantía.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN EN PARALELO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA 220/23 kV 41,67 MVA DE LA ESTACIÓN ELÉCTRICA SAN ESTANISLAO ES-SES

JHONNY RODRIGO AGUILAR BARRIOS

RESUMEN

El presente proyecto de fin de grado consiste en el análisis de operación en paralelo de los transformadores de potencia de la Estación de San Estanislao, con el objetivo de mejorar las condiciones operativas y prevenir fallas transitorias o permanentes de dichos equipos, lo que permitirá lograr el aumento de la confiabilidad del servicio, ante el crecimiento de la demanda y ocurrencias de eventos de corto circuito.

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 equipos involucrados. Debido a la diferencia de impedancia de corto circuito de base entre los transformadores, en lo inherente a demanda de potencia, los resultados arrojaron una diferencia de potencia consumida, en consecuencia, una pérdida de potencia combinada al aumentar la demanda, y en el caso de cortocircuito ante simulaciones realizadas resultaron una desigualdad de reparto de corriente entre ambos equipos. Para resolver este problema se estudiaron tres alternativas resultando la mejor propuesta aquella con la cual se logró aumentar hasta un 12% de aprovechamiento de la demanda de potencia por igualdad en el reparto de las cargas y corriente de corto circuito.

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, Transformador de potencia, simulación de sistema de potencia, Confiabilidad del sistema.

ANALYSIS OF THE PARALLEL OPERATION OF THE POWER TRANSFORMERS 220/23 kV 41.67 MVA OF THE SAN ESTANISLAO ES-SES ELECTRIC STATION

JHONNY RODRIGO AGUILAR BARRIOS

ABSTRACT

This final degree project consists of the parallel operation analysis of the power transformers of the San Estanislao Station, with the aim of improving the operating conditions to prevent temporary and / or permanent failures of that equipments, in such a way to achieve the increase in the reliability and continuity of the service in the face of the growth of demand and occurrences of short-circuit events.

To achieve the objective, simulations of the limit demand were performed with the ANAREDE software, and short-circuit conditions with the ANAFAS software used by ANDE, in order to verify the performance of the parallel operation of the equipments involved. Due to the difference in base short-circuit impedance between the transformers, in terms of power demand, the results showed a difference in power consumption, consequently, a loss of combined power with increasing demand, and in the case of short circuit before simulations carried out resulted in an unequal current distribution between both equipments. To solve this problem, three alternatives were studied, resulting in the best proposal, the one with which it was possible to increase up to 12% of the use of power demand for equality in the distribution of loads and short-circuit current.

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

Key Words: Power demand, Parallel operation, Simulation conditions, Reliability and continuity to the system.

CONTENIDO

PÁGINA DE APROBACIÓN	ii
<i>Dedicado a:</i>	iii
<i>Agradecimientos:</i>	iv
CONTENIDO	vii
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABLAS	xv
LISTA DE ABREVIATURAS	xvi
I. INTRODUCCIÓN	2
II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	4
CAPÍTULO 1	4
1.1. ANTECEDENTES	4
1.2. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS	5
1.3. GENERALIDADES	6
1.3.1. Sistema Eléctrico de Potencia	6
1.3.1.1. Generación.	7
1.3.1.2. Transmisión.	7
1.3.1.3. Subestación.	8
1.3.1.4. Distribución.	8
1.3.1.5. Consumo.	8
1.3.2. Aspectos generales del Transformador.	9
CAPITULO 2	10
2.1. Funcionamiento.	10
2.1.1. Principio de Funcionamiento.	11
2.1.2. Potencia.	12
2.1.3. Clases de Aislamiento.	13
2.1.4. Clases de Refrigeración.	14
2.2. Elemento Constructivo.	17
2.2.1. Núcleo	17
2.2.2. Bobinas.	22
2.2.2.1. Bobina tipo Pancake	27
2.2.2.2. Bobinas en Capas (Barril)	28
2.2.2.3. Bobinado en Discos.	28
2.2.2.4. Bobinado Helicoidal.	29

2.2.3. Accesorios.....	30
2.2.3.1. Indicador de nivel de Aceite.....	30
2.2.3.2. Dispositivo de alivio de presión.....	31
2.2.3.3. Indicador de temperatura del Líquido.	32
2.2.3.4. Indicador de temperatura del Bobinado	32
2.2.3.5. Relé de presión súbita.	33
2.2.3.6. Respiradores del desecante.....	33
2.2.4. Sistema de preservación líquida.....	33
2.2.4.1. Relé Buchholz.	35
2.3. Ensayo de transformadores.	36
2.3.1. Operaciones en vacío de transformadores de potencia.....	36
2.3.1.1. Pérdidas en el Núcleo.	36
2.3.1.2. Corriente en Vacío.	39
2.3.1.3. Corriente transitoria de magnetización (inrush).....	40
2.3.1.4. Relación de Transformador.....	41
2.3.2. Operaciones en corto circuito.....	42
2.3.2.1. Pérdidas en el cobre.....	43
2.3.2.2. Caída de tensión ΔV	44
CAPÍTULO 3.....	47
3.1. Objetivos de los acoplamientos de transformadores.	47
3.2. Condiciones para el acoplamiento de Transformadores.	48
3.3. Conexión de los transformadores.	49
3.3.1. Conexión de arrollamiento.....	49
3.3.2. Índice horario.....	51
3.3.3. Nomenclatura utilizada para designar el grupo de conexión de los transformadores trifásicos.....	51
3.3.4. Generalidades de la conexión de los transformadores.....	53
3.3.5. Condiciones de conexión ideal para acoplamiento de dos o más transformadores de potencia.	54
3.3.6. Regla para el acoplamiento en paralelo de transformadores de potencia.....	55
3.3.7. Secuencia de fases.	57
3.4. Circuito equivalente que presenta el acoplamiento en vacío.	58
3.5. Circuito equivalente que presenta el acoplamiento en carga.....	59
CAPÍTULO 4.....	62
4.1. Método de compensación de transformadores de potencia con LTC.....	62
4.1.1. Maestro-seguidor (Master-Follower)	67

4.1.2. Corriente Circulante.....	69
4.1.3. Reactancia reactiva.....	76
4.1.4. Factor de Potencia.	78
4.1.5. Balance de VAR.	80
4.2. Resumen de Método.....	81
4.3. Introducción al software de análisis de flujo de carga ANAREDE.	82
4.4. Introducción al software de análisis de fallas y corto circuito ANAFAS.	82
5. RESUMEN EJECUTIVO	84
CAPITULO 5.....	84
5.1. Descripción del trabajo.....	84
5.1.1. Métodos y Técnicas Utilizadas	84
5.1. Justificación.....	85
5.2. Finalidad del proyecto.....	86
5.3. Metas.....	86
5.4. Objetivos.....	87
5.4.1. Objetivos generales	87
5.4.2. Objetivos específicos	87
5.5. Beneficiarios.....	87
5.6. Producto	87
5.7. Localización física y cobertura espacial.....	88
5.8. Especificaciones de actividades y tareas realizadas	89
5.9. Recursos necesarios.....	89
5.9.1. Recursos humanos	89
5.9.2. Recursos materiales	90
5.10. Factibilidad técnica.....	90
5.11. Factibilidad económica.	90
5.11.1. Costos de intercambio de transformador entre las Estaciones SES y COV. 90	
5.11.2. Costos ganancia de energía operando en paralelo con el intercambio de transformadores entre la ES SES y COV.....	92
6. INGENIERÍA DE DISEÑO.....	93
CAPÍTULO VI	93
6.1. Relevamiento y recolección de datos.....	93
6.1.1. Verificación de equipos y transformadores existentes en el patio de la Estación.....	93
6.1.2. Relevación de condición actual.	96

6.1.2.1. Relevamiento de cargas, eventos, fueros de servicios.	98
6.2. Estudio de métodos y técnicas de paralelismo de transformadores.	101
6.2.1. Tipos de conexión de los transformadores de la ES-SES.	101
6.3. Análisis de comportamiento ante demanda y evento de corto circuito.....	101
6.3.1. Datos de placas de los transformadores de Potencia de ES-SES.....	101
6.3.2. Calculo de impedancia de corto circuito base.	103
6.3.3. Incorporación de parámetros para la simulación.....	104
6.3.4. Modelado con carga variando banco de capacitores.....	107
6.3.4.1. Tensión de fuente con valor de 1 pu.	108
6.3.4.2. Tensión de fuente con valor de 0,95pu.	109
6.3.4.3. Tensión de fuente con valor de 1,05pu.	110
6.3.5. Prueba de variación de posiciones TAP.	111
6.3.5.1. Valores para cada posición TR-02.....	111
6.3.5.2. Valores para cada posición TR-01.....	112
6.3.6. Simulación de TAP Fijo y TAP variado.	114
6.3.6.1. Prueba del TAP fijo de TR-01 a 1pu con B.C. de 24 Mvar.	114
6.3.6.2. Prueba de TAP fijo de TR-02 fijo a 1pu con B.C. 24 Mvar.	115
6.3.7. Simulación de TAP fijo y Variable diferente a 1 Pu con carga y en vacío.	116
6.3.8. Simulación de TAP ajustable de forma automática según ANAREDE.	120
6.3.9. Simulación de Evento de Corto Circuito en Barra 23 kV.....	120
6.3.9.1. Prueba de evento de corto circuito Fase – Tierra.	120
6.3.9.2. Prueba de evento de corto circuito Fase – Fase.	121
6.3.9.3. Prueba de evento de corto circuito Fase – Fase – Tierra.....	122
6.3.9.4. Prueba de evento de corto circuito Trifásico.	122
6.4. Elaboración de hoja de cálculo de Demanda de transformadores de Potencia.....	123
6.4.1. Analizador de demanda de transformadores de potencia.	124
6.5. Evaluación de mejores condiciones operativas.	126
6.5.1. Evaluación de los análisis de demanda y corto circuito.	126
6.5.1.1. Demanda límite de transformadores.	127
6.5.1.2. Evaluación de falla contra corto circuito.....	127
6.5.2. Propuesta de mejora y viabilidad técnica.....	128
6.5.2.1. Cambio y equilibrio de alimentadores operando desacoplado la barra de 23kV de los transformadores.....	128
6.5.2.2. Cambio de transformador nuevo con igual impedancia de base.....	130

6.5.2.3. Intercambio de transformador de similar característica existente en otra Estación de la zona.....	131
6.5.2.4. Cálculo de demanda con ANAREDE y el analizador de demanda creado por Excel.	134
6.5.2.5. Elaboración del presupuesto de intercambio de transformadores de potencia entre estaciones.....	136
6.5.3. Resumen y comparación técnica de alternativas de propuesta.	137
7. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	139
8. CONCLUSIONES.....	140
9. RECOMENDACIONES	141
10. APÉNDICE	142
Apéndice A: Ingeniería de Diseño	142
Apéndice A.1: Modelado de carga máxima variando banco de capacitores.....	142
Apéndice A.3: Simulación del TAP fijo y variable con carga y en vacío.	154
Apéndice A.4: Simulación del TAP manual y automático de acuerdo al software.....	159
Apéndice B: Costos.....	160
Apéndice B.1: Desmontaje de equipo de potencia.....	160
Apéndice B.2: Costos de transporte aproximado por Km de un Vehículo ANDE.	161
Apéndice B.3: Tratamiento de aceite.....	162
Apéndice B.4: Montaje de equipo de potencia.	162
Apéndice B.5: Calibración y puesta en marcha.	163

LISTA DE FIGURAS

CAPITULO 1

Figura 1: Patio de maniobras de una subestación Eléctrica. Fuente: ABB	8
Figura 2: Procesos de Generación, transmisión, transformación, distribución y comercialización de la energía.	9

CAPITULO 2

Figura 3: Transformador de Potencia de 41,67 MVA 220/23kV.....	11
Figura 4: Circuito de un transformador.....	12

CAPITULO 3

Figura 5: Flujo típico del aceite.....	15
Figura 6: Asignación de medios y mecanismos de refrigeración.....	16
Figura 7: Núcleos circulares utilizan una combinación de diferentes anchos de franja para aproximarse a una sección circular.	18
Figura 8: Esquema de construcción de un núcleo a columnas de una sola fase.	20
Figura 9: Esquema de construcción de un núcleo a columnas de tres fases.....	20
Figura 10: a) Ensamblaje "E", b) Núcleo terminado antes de la adición de bobinas...	21
Figura 11: Esquema de construcción de un núcleo acorazado de una sola fase.	22
Figura 12: Cable continuamente transpuesto (CTC).	23
Figura 13: Bobinado concéntrico. a) Insertadas en el núcleo, b) Disposición de bobinas.	24
Figura 14: Ejemplo de apilamiento (intercalado) en la disposición de las bobinas en la construcción acorazada.	25
Figura 15 Flujo no dirigido. Figura 16: Flujo dirigido.....	26
Figura 17: Bobinado pancake durante el proceso de enrollamiento.	27
Figura 18: Bobinado pancake apilado.	27
Figura 19: Bobinado en capas.	28
Figura 20: Bobinado en disco básico.....	29
Figura 21: Bobinado en disco, cruces internos y externos.....	29
Figura 22: Bobinado helicoidal durante el montaje.	30
Figura 23: Funcionamiento del indicador de nivel de aceite.....	31
Figura 24: Funcionamiento del dispositivo de alivio de presión.	32
Figura 25: Disposición general de los sistemas de preservación de líquido.....	34
Figura 26: Relé de Buchholz.	35
Figura 27: Establecimiento de las corrientes de Foucault en un núcleo magnético	37
Figura 28: $P_o=f(B)$ para diferentes valores de d para f constantes.	38
Figura 29: $P_o = f(B)$ para frecuencias y para un d constante	39
Figura 30: Diagrama fasorial para transformadores en vacío	39
Figura 31: Condiciones de funciones en un transformador: a) transformador en vacío; b) transformador en carga.	41
Figura 32: Circuito equivalente de un transformador en vacío.....	42

Figura 33: Efecto de tensión en el ensayo de corto circuito: a) con carga; b) en corto	44
Figura 34: Circuito equivalente de un transformador.	45
Figura 35: Circuito equivalente del transformador con las magnitudes del primario referidas al secundario.	45
Figura 36 Circuito Equivalente reducido.	46
Figura 37: Acoplamiento de transformadores con mismo índice horario.....	49
Figura 38: Conexión estrella.	50
Figura 39: Conexión en triángulo.	50
Figura 40: Conexión en zig – zag.....	50
Figura 41: Tipos de conexión de un transformador trifásico.....	52
Figura 42: Grupo de conexión en paralelo de transformadores.	56
Figura 43: Grupo de conexión D1.....	56
Figura 44: Grupo de conexión D2.....	57
Figura 45: Conexión de terminales del mismo grupo.....	57
Figura 46: Esquema eléctrico equivalente de funcionamiento en vacío.....	58
Figura 47: Esquema eléctrico equivalente de funcionamiento en carga.	59

CAPITULO 4

Figura 48: Corriente circulante en transformadores en paralelo.	64
Figura 49: LDC.	65
Figura 50: Controlador del LTC.	66
Figura 51: Ejemplo de controlador y balanceador en método de corriente circulante..	70
Figura 52: Corriente circulante.....	71
Figura 53: Secundarios de TCs en serie.....	73
Figura 54: Ejemplo simplificado de método de corriente circulante.	74
Figura 55: Circuito de corriente circulante incluyendo ajuste LDC.	75
Figura 56: Conexión en paralelo con distinta potencia nominal e impedancia, mostrando los transformadores de corriente.	76
Figura 53: Método de reactancia negativa.....	77
Figura 58: Efectos de reactancia negativa en tensión del bus.	77
Figura 59: Diferencia en tensiones que llevará a un cambio de tap disminuyendo la corriente circulante.....	78
Figura 60: Método del factor de potencia.....	79

CAPITULO 5

Figura 61: Vista satelital de la ES-SES	88
Figura 62: Vista ampliada de la ES-SES.....	88

CAPITULO 6

Figura 63: Patio de 220 kV. ES-SES	94
Figura 64: Diagrama mímico del patio de 220 kV de la ES-SES	97
Figura 65: Esquema unifilar de la ES-SES, sala de control.....	98
Figura 66: Crecimiento vegetativo de la demanda anual.	100
Figura 67: Placa de datos del TR-01 Mitsubishi.	102

Figura 68: Placa de datos del TR-02 WEG.	103
Figura 69: Carga de datos en EditCepel.	106
Figura 70: Modelado en ANAREDE ES-SES.	107
Figura 71: Valor de fuente en 1pu.	108
Figura 72: Valor en fuente de 0.95pu	109
Figura 73: Valor en fuente de 1.05Pu.	110
Figura 74: Valores de X% del TR-01 para cada nivel de tensión en Pu.	112
Figura 75: Valores de X% TR-01, TR-00 y valor medio.	113
Figura 76: Valores de X% del TR-02 para cada nivel de tensión en Pu.	114
Figura 77: Simulación de corto fase - tierra en ANAFAS.	120
Figura 78: Simulación de corto fase - fase en ANAFAS.	121
Figura 79: Simulación de corto fase-fase-tierra en ANAFAS.	122
Figura 80: Simulación de corto trifásico en ANAFAS.	123
Figura 81: Simulador de demanda de transformadores de la ES-SES.	125
Figura 82: Simulador de demanda de transformadores de la ES-SES.	126
Figura 83: Esquema unifilar ES-SES.	129
Figura 84: Esquema unifilar planteado.	129
Figura 85: Esquema Unifilar ES-SES desacoplado	130
Figura 86: Placa característica de TR-01 de la ES-COV	132
Figura 87: Placa característica de TR-02 de la ES-COV	133
Figura 88: Análisis de propuesta actual en ANAREDE.	134
Figura 89: Simulación con propuesta actual ES-SES.	135

LISTA DE TABLAS

CAPITULO 2

Tabla 1: Clases de enfriamiento, descripción de letras.	17
Tabla 2: Materiales Ks.....	37

CAPITULO 4

Tabla 3:Pequeño cuadro resumen de los métodos de compensación más importantes.	81
---	----

CAPITULO 5

Tabla 4: Presupuesto del proyecto.....	91
Tabla 5: Costo de ganancia por año.....	92

CAPITULO 6

Tabla 6: Características técnicas del equipo de maniobra.....	94
Tabla 7: Características técnicas de equipo.....	95
Tabla 8: Características técnicas de equipo maniobra.....	95
Tabla 9: Características técnicas de equipo maniobra.....	95
Tabla 10: Características técnicas de TR-01.....	96
Tabla 11: Características técnicas de TR-02.....	96
Tabla 12: Demanda en MW operando en paralelo 2016 – 2020.....	99
Tabla 13: Valor de fuente 1pu.....	108
Tabla 14: Valor en fuente 0,95pu.....	109
Tabla 15: Valor en fuente de 1,05pu.....	110
Tabla 16: Valores de impedancia TR-02.....	111
Tabla 17:Datos característicos TR-00.....	112
Tabla 18: Valores de impedancia TR-01.....	113
Tabla 19: Tr-01 fijo a 1pu y TR-02 móvil.....	115
Tabla 20: Tr-02 fijo a 1pu y TR-01 móvil.....	116
Tabla 21: Tap fijo TR-01 y Tap móvil TR-02, con carga y en vacío.....	118
Tabla 22: Tap fijo TR-01 y Tap móvil TR-02, con carga y en vacío.....	119
Tabla 23: Datos técnicos de campo de la ES-SES.....	124
Tabla 24: Cálculo de demanda combinada.....	124
Tabla 25: Resumen de Falla de Corto Circuito.....	128
Tabla 26: Viabilidad económica.....	131
Tabla 27: Impedancia base Actual. ES-SES y ES-COV.....	133
Tabla 28: Impedancia base propuesta. ES-SES y ES-COV.....	134
Tabla 29: Resumen de alternativas de solución.....	137

LISTA DE ABREVIATURAS

Lista de símbolos

V	Voltios
kV	Kilovoltios
A	Amperios o Amper
kA	Kiloamperios o kiloamper
W	Watt
kW	Kilowatts
Mw	Megawatts
VA	Voltamper
Mva	Megavoltamper
Km	Kilometro

Abreviaturas.

ES – SES	Estación Eléctrica San Estanislao
ES – COV	Estación Electrica Coronel Oviedo
SIN	Sistema Interconectado Nacional
ANDE	Administración Nacional de Electricidad
TR-01	Transformador de Potencia 1
TR-02	Transformador de Potencia 2
TAP	Load Tap. Changer (Conmutador Bajo Carga)

I. INTRODUCCIÓN

La continuidad y confiabilidad del suministro de energía para una estación eléctrica son requisitos que garantizan el adecuado funcionamiento del sistema eléctrico. Por lo tanto, el transformador es la máquina más empleada en distribución y transporte de la energía eléctrica por corriente alterna y, por ello, lo hace fundamental en la red eléctrica.

La conexión de transformadores para su operación en paralelo es habitual en el sistema eléctrico de potencia. La razón por la que se conectan transformadores en paralelo es el crecimiento de la carga; cuando ésta supera la potencia del transformador instalado se suele optar por disponer otra unidad en paralelo con la existente, para evitar gastos en un nuevo transformador que sea idéntico al anterior. Es común, que se tengan transformadores de distintos fabricantes o distintos años de fabricación que tengan valores nominales de placa significativamente diferentes entre sí, sobre todo respecto a la impedancia de base.

La Estación Eléctrica de San Estanislao ES-SES ubicada en la localidad de Tacuara Departamento de San Pedro, cuenta con más de 180.000 usuarios en su zona de cobertura. La misma posee dos transformadores de potencia acoplados en paralelo de 220/23kV y 41.66 MVA, con una diferencia de impedancia de cortocircuito base. El inconveniente principal, a raíz de esta diferencia, es la pérdida de potencia combinada, lo que propicia que uno de los transformadores consuma más que el otro. De igual manera, al presentarse un evento de corto circuito, también uno de los transformadores absorbe la mayor parte del evento transitorio, lo que podría provocar el fuera de servicio en la zona. A este respecto, ya se tiene registro en otra Estación eléctrica de la ANDE que por un evento de corto circuito resultó en una falla permanente de la máquina¹.

Este proyecto de fin de grado tiene como objetivo el análisis de operación de los transformadores de potencia simulando la demanda límite de potencia y evento de corto circuito con el software ANAREDE y ANAFAS que utiliza la ANDE, por

¹ Departamento de Mantenimiento de Transformadores. Sede Boggiani

consecuencia proponer una alternativa que pueda mejorar las condiciones operativas de los equipos de dicha estación eléctrica.

El proyecto final de grado se presenta con lo desarrollado en los diferentes capítulos; comenzando por antecedentes históricos, estado del arte, definición de términos básicos y los conceptos generales en el Capítulo 1, con el propósito de profundizar la revisión bibliográfica y adentrarse al sistema eléctrico de potencia, en el Capítulo 2 se conceptualiza el principio de funcionamiento de un transformador, sus partes y conexiones, seguido de las condiciones teóricas de acoplamiento en paralelo de los transformadores de potencia de una subestación eléctrica en el Capítulo 3. Continuando con el desarrollo y aun en la sección de revisión bibliográfica, se presenta en el Capítulo 4 los métodos de adoptados para el paralelismo de transformadores, clasificando y definiendo todas las formas asumidas en la zona. A continuación, en el Capítulo 5 abarca el resumen ejecutivo del proyecto final de grado y finalmente en el Capítulo 6 se desarrolla la ingeniería de diseño

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

CAPÍTULO 1

1.1. ANTECEDENTES

- En el año 2014, Melvin Gonzáles, en la Universidad Nacional de Ingeniería de Lima Perú desarrolló "Operación en paralelo de Transformadores de Potencia utilizando Sistemas de Relé Reguladores de Tensión" [1] en la cual se analiza los diferentes métodos de compensación dependiendo de la ubicación de las tomas.
- En el año 2009 Alejandro González Vergara, en la Universidad Carlos III de Madrid desarrolló "Estudio de la Acoplabilidad de Transformadores de Potencia" [2] se desarrolló de una aplicación informática para el estudio del acoplamiento en paralelo de transformadores de potencia, de forma que, a través de ésta, se obtenga una idea muy próxima a la realidad de como funcionarían dos transformadores dados acoplados en paralelo.
- E. Choque. P y M. Carranza A. publican el documento "Paralelo de Transformadores: E. Experiencia de Campo y Recomendaciones para su Optima Operación" [3], en la cual se analiza la operación en paralelo de transformadores según las estrategias de control Maestro-Seguidor o Corriente Circulante.

1.2. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS

Acoplamiento: Conexión en condición paralela de dos o más transformadores.

Demanda: Consumo de energía eléctrica de una localidad.

Consumo: Es la cantidad de suministro que ha utilizado el cliente durante un periodo de facturación y es el mayor condicionante a la hora de que el recibo sea más o menos económico.

Barra: Es un elemento de una subestación, en la que se recibe o desde la cual se distribuye la energía eléctrica; pueden ser de varios niveles de voltaje: 500 kv, 220 kv, 66 kv o 23 Kv.

Transmisión: Es el medio por el cual se transfiere la energía eléctrica de un punto a otro

Evento: refiere a diferentes irregularidades eléctricas ya sea en condiciones normales y anormal.

CONCEPTOS GENERALES

1.3. GENERALIDADES

1.3.1. Sistema Eléctrico de Potencia

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son claves para el bienestar y el progreso de la sociedad moderna. Éstos permiten el suministro de energía eléctrica con la calidad adecuada para manejar motores, iluminar hogares y calles, hacer funcionar plantas de manufacturas, negocios, así como para proporcionar potencia a los sistemas de comunicaciones y de cómputo. El punto de inicio de los sistemas eléctricos son las plantas generadoras que convierten energía mecánica a energía eléctrica; ésta energía es entonces transmitida a grandes distancias hacia los grandes centros de consumo mediante sistemas de transmisión; finalmente, es entregada a los usuarios mediante redes de distribución. El suministro de energía en forma confiable y con calidad es fundamental; ya que cualquier interrupción en el servicio o la entrega de energía de mala calidad causarán inconvenientes mayores a los usuarios, podrán llevar a situaciones de riesgo y, a nivel industrial, ocasionarán severos problemas técnicos y de producción. Invariablemente, en tales circunstancias, la pérdida del suministro repercute en grandes pérdidas económicas.

El objetivo de un SEP es el de suministrar la potencia eléctrica a las cargas con buena calidad y al menor costo posible. Un sistema eléctrico está compuesto, en términos generales, por los siguientes subsistemas:

- Generación de energía.
- Transmisión.
- Subestaciones.
- Distribución.
- Consumo.

Por razones técnico-económicas, la energía se genera, transmite y distribuye, en forma trifásica.

1.3.1.1. Generación.

En general, la generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía (química, cinética, térmica, lumínica, nuclear, solar entre otras) en energía eléctrica. Para la generación industrial de gran magnitud se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas. Estas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico. La generación eléctrica se realiza, básicamente, mediante un generador eléctrico o alternador; si bien estos no difieren entre sí en cuanto a su principio de funcionamiento, varían en función a la forma en que se accionan.

Una central eléctrica es una instalación que utiliza una fuente de energía primaria para hacer girar una turbina que, a su vez, hace girar un alternador, que produce energía en corriente alterna sinusoidal a voltajes intermedios, entre 6.000 y 23.000 Voltios y se dividen en diferentes tipos. [3]

- Centrales hidroeléctricas.
- Centrales termoeléctricas.
- Centrales de gas.
- Centrales eólicas.
- Centrales solares.

1.3.1.2. Transmisión.

La energía se transporta, frecuentemente a gran distancia de su centro de producción, a través de la Red de Transporte, encargada de enlazar las centrales con los puntos de utilización de energía eléctrica. Para un uso racional de la electricidad es necesario que las líneas de transporte estén interconectadas entre sí con estructura de forma mallada, de manera que puedan transportar electricidad entre puntos muy alejados, en cualquier sentido. Estas líneas están generalmente construidas sobre grandes estructuras metálicas y a tensiones superiores a 66.000 Voltios.

1.3.1.3. Subestación.

Una subestación eléctrica es una instalación, o conjunto de dispositivos eléctricos, que forma parte de un sistema eléctrico de potencia. Su principal función es la conversión, transformación, regulación y distribución de la energía eléctrica. La subestación debe modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para que la energía eléctrica pueda ser transportada y distribuida. El transformador es el equipo principal de una subestación.

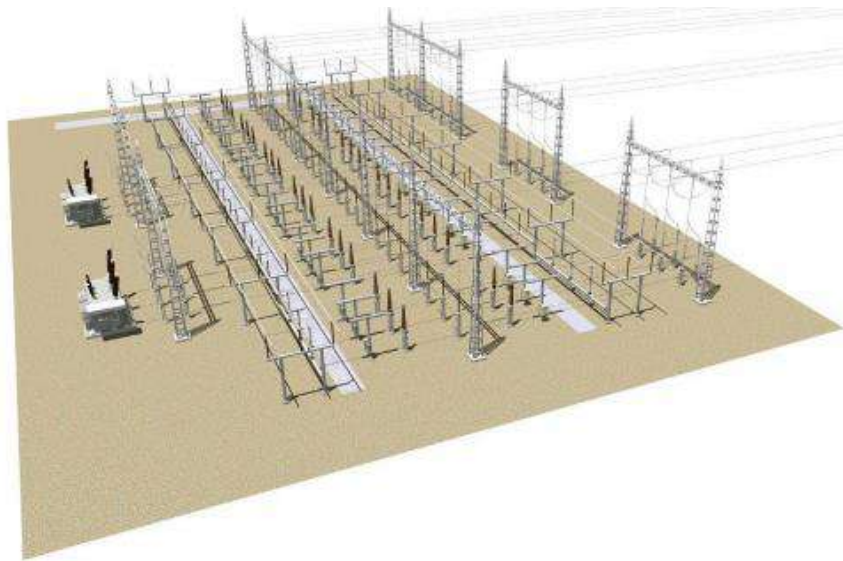


Figura 1: Patio de maniobras de una subestación Eléctrica. Fuente: ABB

1.3.1.4. Distribución.

Las redes de distribución de energía se encuentran en áreas urbanas y rurales, pueden ser aéreas, o subterráneas (estéticamente mejores, pero más costosas). La red de distribución está formada por la red en MT (suele estar comprendida a 23.000 Voltios) y en BT (380/220 V).

1.3.1.5. Consumo.

Es la cantidad de energía demandada por un determinado punto de suministro durante un plazo de tiempo denominado período de facturación. Este aspecto es facturado por las comercializadoras al aplicarse un precio del kWh que es el que determina la cantidad de dinero que tendrá que pagar el cliente [5].

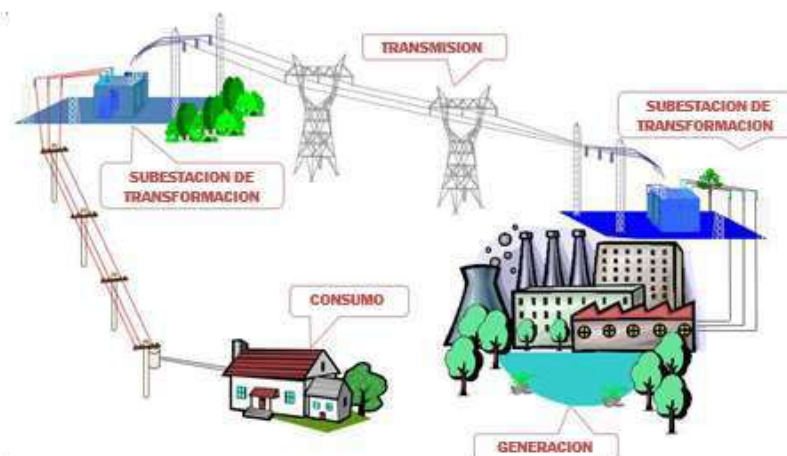


Figura 2: Procesos de Generación, transmisión, transformación, distribución y comercialización de la energía.

1.3.2. Aspectos generales del Transformador.

Los transformadores son máquinas eléctricas que tienen la función de modificar parámetros de distribución de energía, utilizando para ello principios de inducción electromagnética.

Las aplicaciones de estas máquinas en circuitos eléctricos son diversas, siendo una de las principales, el uso como transformadores de potencia. En este caso, su función es la de modificar los niveles de tensión en los sistemas de transporte y distribución de energía eléctrica. Se caracterizan estos transformadores por tener valores de tensión y frecuencia de entrada razonablemente constantes.

La inclusión de un transformador no implica ganancia de potencia, todo lo contrario, como cualquier máquina genera pérdidas en el sistema.

En el siguiente capítulo se tratará de describir los aspectos más generales de un transformador, de forma que se pueda tener una visión general de este tipo de máquinas eléctricas y con ello se facilite el entendimiento de los capítulos siguientes y del proyecto en general. [2]

CAPITULO 2

EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

2.1. Funcionamiento.

El transformador es un dispositivo eléctrico estático que no posee partes móviles, que cambia potencia eléctrica alterna de un nivel de voltaje a potencia eléctrica alterna a otro nivel de voltaje mediante la acción de un campo magnético. Consta de dos o más bobinas de alambre conductor enrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético común. Estas bobinas no están usualmente conectadas en forma directa. La única conexión entre las bobinas es el flujo magnético común que se encuentra dentro del núcleo.²

Los transformadores de potencia son usados en los sistemas eléctricos para transferir energía entre circuitos mediante el uso de la inducción electromagnética. El término transformador de potencia es usado para referirse a los transformadores usados entre el generador y los circuitos de distribución, y estos por lo general están entre potencias de 500 kVA y superiores. Los sistemas de energía típicamente consisten de un gran número de lugares de generación, puntos de distribución, e interconexiones dentro del sistema o con sistemas cercanos y/o vecinos. La complejidad del sistema conduce a una variedad de voltajes de distribución y transmisión. Los transformadores de potencia son usados en cada uno de estos puntos donde hay una conversión entre niveles de voltaje.

Los transformadores de potencia son seleccionados en base a la aplicación, y su diseño es más complejo cuanto mayor sea la unidad. Los transformadores de potencia que están disponibles para la operación *step-up* (elevación) son usados principalmente en el generador, y los de operación *step-down* (reducción) son utilizados principalmente para alimentar los circuitos de distribución. Los transformadores de potencia están disponibles en aparatos de una sola fase o tres fases.

²CHAPMAN, Stephen, *Máquinas eléctricas*, Tercera edición, McGraw-Hill Interamericana, Bogotá - Colombia, 2000, p.61

La construcción de un transformador depende de su aplicación. Transformadores para uso en interiores son principalmente del tipo seco, pero también puede ser en líquido inmerso.

Para uso en exteriores, los transformadores son generalmente de líquido inmerso. Nuestro estudio se centra en los transformadores al aire libre, inmersos en líquido, como el que se muestra en la Figura 3.



Figura 3: Transformador de Potencia de 41,67 MVA 220/23kV.

2.1.1. Principio de Funcionamiento.

El transformador consta de un núcleo ferromagnético, que forma el circuito magnético, y dos arrollamientos, que forman el circuito eléctrico.

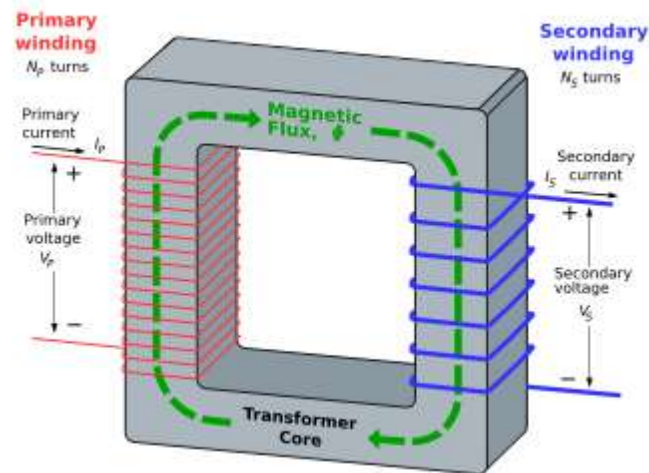


Figura 4: Circuito de un transformador.

La corriente alterna entra al transformador por el arrollamiento primario con unos valores determinados de tensión y corriente, V e I , y sale por el arrollamiento secundario con otros valores diferentes, manteniendo la frecuencia. Si el transformador es reductor el arrollamiento primario será el arrollamiento de mayor tensión y el secundario el de menor tensión, y si el transformador es elevador el arrollamiento primario será el de menor tensión y el secundario el de mayor tensión.

La relación entre las tensiones del arrollamiento primario y secundario en vacío, coincide, en el caso de transformadores monofásicos y algunos grupos de conexión trifásicos, con bastante aproximación con la relación existente entre el número de espiras primarias y secundarias. Dicha relación determina la relación de transformación del transformador, punto fundamental de estos equipos.

$$rt = \frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

2.1.2. Potencia.

En los E.E.U.U., los transformadores se clasifican en función de la potencia de salida que ellos son capaces de ofrecer continuamente a una tensión nominal y frecuencia específica, bajo condiciones de operación normales, esto es sin exceder las limitaciones de temperatura interna prescritas. Se sabe que el aislamiento se deteriora con el aumento de la temperatura, por lo que el aislamiento elegido para el uso en transformadores se basa en cuánto tiempo puede este durar limitando la

temperatura de funcionamiento. La temperatura que el aislamiento permite llegar en condiciones de funcionamiento determina la potencia de salida del transformador, llamado kVA.

Los transformadores están diseñados para limitar la temperatura en base a la carga deseada, incluido el aumento en la temperatura promedio de un bobinado, el aumento de la temperatura en el punto más caliente de un bobinado, y en el caso de unidades inmersas en líquido, el aumento de temperatura en la parte superior del líquido.

Los transformadores de potencia han sido agrupados en tres segmentos de mercado basados en rangos de tamaño.

Estos tres segmentos son:

1. Transformadores de potencia pequeños: 500 kVA a 7500 kVA.
2. Transformadores de potencia medianos: 7500 kVA a 100 MVA.
3. Transformadores de potencia grandes: 100 MVA y superiores.

Considerar que el rango superior de pequeña potencia y el rango inferior de potencia media puede variar entre 2.500 y 10.000 kVA en toda la industria

2.1.3. Clases de Aislamiento.

La clase de aislamiento de un transformador se determinará en función de los niveles de prueba que es capaz de soportar. El aislamiento del transformador es evaluado por el BIL - Basic Insulation Level - (Nivel básico de aislamiento), en relación con la capacidad de voltaje. Internamente, un transformador se considera un sistema de aislamiento no-auto-regenerado, en su mayoría constituido de poros, material de celulosa impregnada por el medio líquido aislante. Externamente, los bushings del transformador y más importante aún los equipos de protección que se deben coordinar con la potencia del transformador para protegerlo de sobretensiones transitorias.

Los bobinados conectados en estrella en un transformador de potencia de tres fases normalmente tienen el punto común fuera del tanque a través de un bushing neutral. Dependiendo de la aplicación, por ejemplo, en el caso de un aterramiento sólido del neutro contra un aterramiento del neutro a tierra a través de una resistencia o un reactor, o incluso un neutro sin aterrizar, el neutro puede tener de una clase inferior

de aislamiento que el de los terminales de línea. Existen pautas para la evaluación del neutro, basado en la situación. Es importante señalar que la clase de aislamiento del neutro puede limitar los niveles de prueba de las terminales de línea para ciertas pruebas. Una reducción en el porcentaje de voltaje para el neutro puede reducir significativamente el costo de las unidades más grandes y autotransformadores.

2.1.4. Clases de Refrigeración.

Ya que ningún transformador es realmente un transformador "ideal", cada uno tendrá un cierto grado de pérdida de energía, que principalmente es convertida en calor. Los métodos de eliminación de este calor pueden depender de la aplicación, el tamaño de la unidad, y la cantidad de calor que necesita ser disipada.

El medio de aislamiento dentro de un transformador, por lo general aceite, sirve a múltiples propósitos, en primer lugar, de actuar como un aislante, y segundo, para proporcionar un buen medio a través del cual permita eliminar el calor.

Los devanados y el núcleo son las principales fuentes de calor, aunque las estructuras internas metálicas también pueden actuar como una fuente de calor. Es necesario tener conductos y pasajes de refrigeración en la proximidad de las fuentes de calor a través de la cual el medio de enfriamiento puede fluir de manera que el calor puede ser eliminado efectivamente del transformador. La circulación natural del aceite por un transformador a través de la convección se ha denominado como efecto "termosifón". El calor es transportado por el medio aislante hasta las paredes del tanque para de aquí ser transferido al ambiente externo. Los radiadores, típicamente desmontables, proveen un incremento del área de la superficie evaluable para la transferencia de calor por convección sin aumentar el tamaño del tanque. En pequeños transformadores, lados integrales tubulares o aletas se utilizan para proporcionar este aumento en la superficie. Ventiladores pueden ser instalados para aumentar el volumen de aire que se mueve a través de la superficie a enfriar, aumentando así la tasa de disipación de calor. Los transformadores más grandes que no pueden ser efectivamente enfriados con radiadores y ventiladores usan bombas que difunden el aceite por el transformador y por medio de intercambiadores de calor externos, o enfriadores, que puede utilizar el aire o el agua como medio de enfriamiento secundario. Permitir que el líquido fluya a través de los devanados del transformador por convección natural se

identifica como "flujo no dirigido". En casos donde se utilizan bombas, e incluso algunos casos donde solamente los ventiladores y radiadores son utilizados, el líquido a menudo es dirigido hacia algunos y todos los bobinados. A este se le llama "flujo dirigido" debido a que hay cierto grado de control del flujo del líquido a través de los bobinados.

Al uso de equipos auxiliares tales como ventiladores y bombas con enfriadores, se le llama circulación forzada, esta incrementa la refrigeración y por lo tanto la potencia del transformador, sin aumentar el tamaño físico de la unidad.

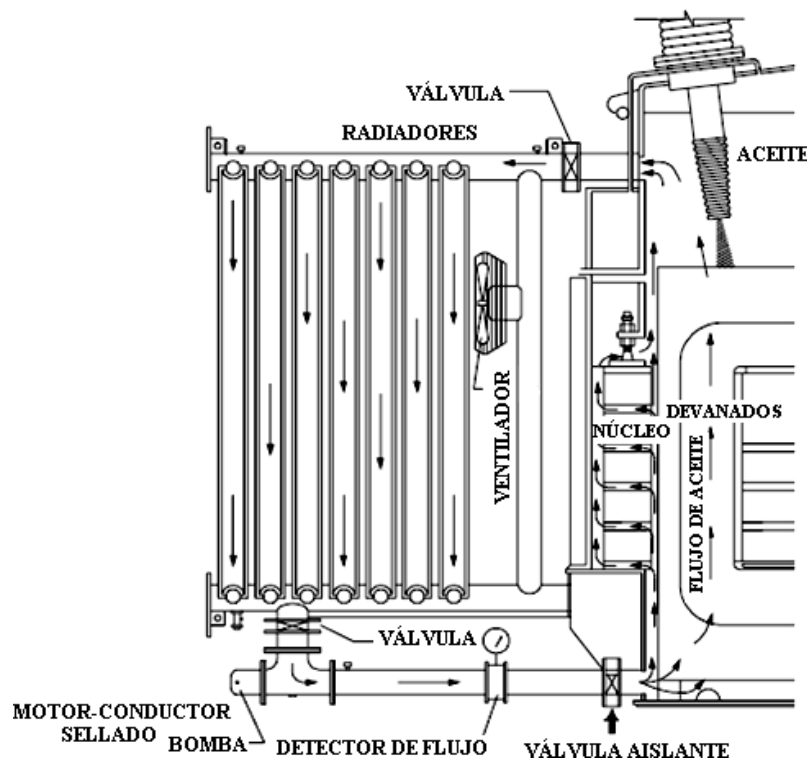


Figura 5: Flujo típico del aceite.

La potencia se determina en base a la temperatura de la unidad esto en coordinación con el equipo de refrigeración que está funcionando. Normalmente, un transformador puede tener múltiples capacidades correspondientes a múltiples etapas de enfriamiento, como el equipo de refrigeración suplementario pueda ser puesto en marcha únicamente con el incremento de carga.

Los métodos de refrigeración para los transformadores sumergidos en líquido se han organizado dentro de clases de refrigeración identificados por cuatro letras de designación como se muestra en la figura.

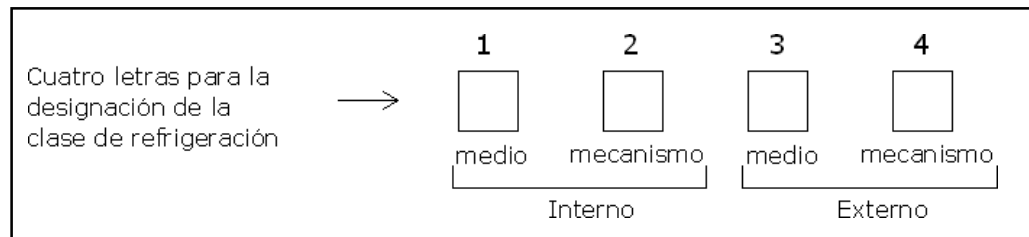


Figura 6: Asignación de medios y mecanismos de refrigeración

Este sistema de identificación se ha logrado mediante la estandarización entre las diferentes organizaciones internacionales de normalización y representa un cambio de lo que se ha utilizado tradicionalmente donde OA clasificaba un transformador como líquido sumergido por auto-refrigeración, ahora es designado por el nuevo sistema como ONAN, en nuestro entorno todavía se utiliza la nomenclatura tradicional de dos letras.

Del mismo modo, la anterior clasificación de FA se identifica ahora como ONAF. FOA podría ser OFAF ó ODAF, dependiendo de si el flujo de aceite dirigido se emplea o no. En algunos casos, hay transformadores con flujo dirigido en los devanados sin circulación forzada a través de equipos de refrigeración.

		Letra Código	Descripción
Interno	Primera letra (Medio de refrigeración)	O	Líquido con punto de inflamación menor que o igual a 300 °C
		K	Líquido con punto de inflamación mayor que 300 °C
		L	Líquido con punto de inflamación no Mensurable
	Segunda letra (Mecanismo de refrigeración)	N	Convección natural a través de equipos de refrigeración y Arrollamientos
		F	Circulación forzada a través de equipos de refrigeración, convección natural en arrollamientos

		D	Circulación forzada a través de equipos de refrigeración, flujo dirigido en arrollamientos principales
Externo	Tercera letra (Medio de refrigeración)	A	Aire
		W	Agua
	Cuarta letra (Mecanismo de refrigeración)	N	Convección natural
		F	Circulación forzada

Tabla 1: Clases de enfriamiento, descripción de letras.

Un ejemplo de clasificaciones múltiples podría ser ONAN / ONAF / ONAF, donde el transformador tiene una potencia base, donde se enfría por convección natural y dos potencias suplementarias donde grupos de ventiladores están encendidos para proporcionar enfriamiento adicional para que el transformador sea capaz de suministrar los kVA adicionales. Esta clasificación habría sido designada OA / FA / FA por las normas anteriores.

2.2. Elemento Constructivo.

La construcción de un transformador de potencia varía en toda la industria. El arreglo básico es esencialmente el mismo y se ha visto un cambio poco significativo en los últimos años. Un transformador consta de dos partes esenciales: El núcleo magnético y los devanados, estos están relacionados con otros elementos destinados a las conexiones mecánicas y eléctricas entre las distintas partes del sistema de enfriamiento, al medio de transporte y a la protección de la máquina en general. En cuanto a las disposiciones constructivas, el núcleo determina características relevantes, de manera que se establece una diferencia fundamental en la construcción de transformadores dependiendo de la forma del núcleo.

2.2.1. Núcleo

El núcleo proporciona la ruta magnética para canalizar el flujo, consiste de delgadas láminas de acero que son eléctricamente separadas por una fina capa de material

aislante. El núcleo de acero puede ser laminado en caliente o en frío, de grano orientado y de grano no orientado, e incluso de láser trazado para mejorar el rendimiento. Su grosor varía entre 0,23 mm a más de 0,36 mm. La sección transversal central puede ser circular o rectangular, con núcleos circulares comúnmente se nombran como construcción cruciforme.

Núcleos rectangulares se utilizan para pequeñas capacidades y también para transformadores auxiliares utilizados dentro de un transformador de potencia. Los núcleos rectangulares utilizan un ancho único de flejes de acero, mientras que los núcleos circulares utilizan una combinación de diferentes anchos de franja para aproximarse a una sección circular, como en la Figura 7

El tipo de acero y disposición depende de la potencia nominal del transformador en relación con los factores de costo tales como labor y el rendimiento.

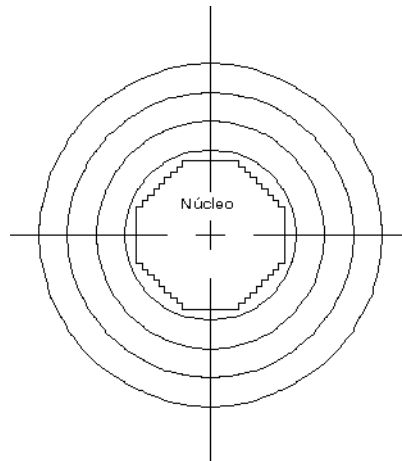


Figura 7: Núcleos circulares utilizan una combinación de diferentes anchos de franja para aproximarse a una sección circular.

Al igual que otros componentes en el transformador, el calor generado por el núcleo debe ser adecuadamente disipado. Mientras el acero y el revestimiento puede ser capaz de soportar temperaturas más altas, estos entrarán en contacto con materiales aislantes con limitadas capacidades de temperatura. En unidades más grandes, los conductos de refrigeración son usados en el interior del núcleo para adicionar un área de superficie de convección, y las secciones de la laminación pueden ser divididas para reducir pérdidas localizadas.

El núcleo se mantiene unido, pero aislado de las estructuras mecánicas y es conectado a tierra en un solo punto, a fin de disipar la acumulación electrostática. La localización del aterramiento del núcleo es normalmente un punto de fácil acceso en el interior del tanque, pero también puede ser llevado a través de un casquillo

en la pared del tanque o por la parte superior para el acceso externo. Este punto de conexión a tierra debe ser desmontable para propósitos de pruebas, como la comprobación de tierras no intencionales. Múltiples tierras, tales como un caso donde el cual el núcleo sin querer entra en contacto con otra tierra de alguna estructura metálica interna, esto puede proporcionar un camino para la circulación de corrientes inducidas por el flujo principal, así como un flujo de dispersión, creando así las concentraciones de pérdidas que pueden resultar en el calentamiento localizado.

La densidad de flujo máximo del núcleo de acero normalmente es diseñada lo más cerca de la rodilla de la curva de saturación, para requerimientos de sobre excitaciones y tolerancias requeridas que existan debido a los materiales y procesos de fabricación. Para transformadores de potencia la densidad de flujo es normalmente entre 1,3 T y 1,8 T, con el punto de saturación para el acero magnético que debe estar alrededor de 2,03 T a 2,05 T.

Hay dos tipos básicos de construcción de núcleo utilizados en transformadores de potencia: de columnas y acorazado. En la construcción a columnas, hay un camino único para el circuito magnético. La figura 8 muestra un esquema de un núcleo de una sola fase, con las flechas que indican el camino magnético. Para aplicaciones de una sola fase, las bobinas suelen dividirse sobre las dos columnas del núcleo como se muestra.

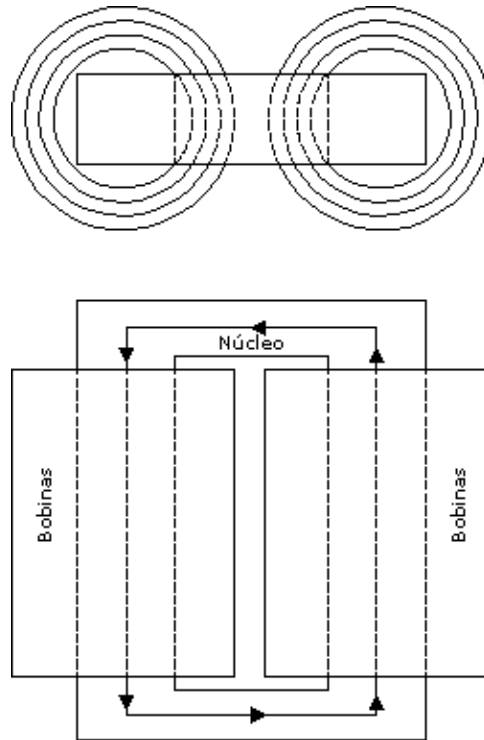


Figura 8: Esquema de construcción de un núcleo a columnas de una sola fase.

En aplicaciones de tres fases, las bobinas de una fase particular, están normalmente en la misma columna, como se ilustra en la Figura 9. Los bobinados se construyen por separado y son colocados sobre sus columnas respectivas durante la fase de montaje.

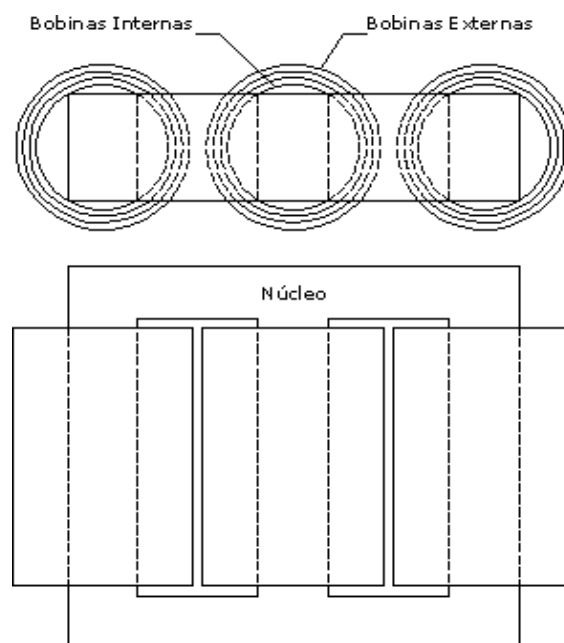


Figura 9: Esquema de construcción de un núcleo a columnas de tres fases.

La Figura 10 muestra lo que se conoce como ensamblaje "E" de un núcleo de columnas de tres fases durante la fase de montaje.



Figura 10: a) Ensamblaje "E", b) Núcleo terminado antes de la adición de bobinas.

En la construcción de tipo acorazado, el núcleo ofrece varias rutas para el circuito magnético. La figura 11 es un esquema de un núcleo de forma acorazado de una sola fase, con los dos caminos magnéticos ilustrados. El núcleo típicamente es apilado directamente alrededor de las bobinas, que son generalmente devanados tipo "pancake", aunque algunas aplicaciones son tales que el núcleo y los arrollamientos se ensamblan de manera similar a la forma en columnas. Debido a las ventajas a corto circuito y transitorios de voltaje, la forma acorazada tiende a ser usado con más frecuencia en los transformadores más grandes, donde las condiciones pueden ser más severas. Las variaciones de construcción de forma acorazada de tres fases incluido las de cinco y siete columnas depende del tamaño y la aplicación.

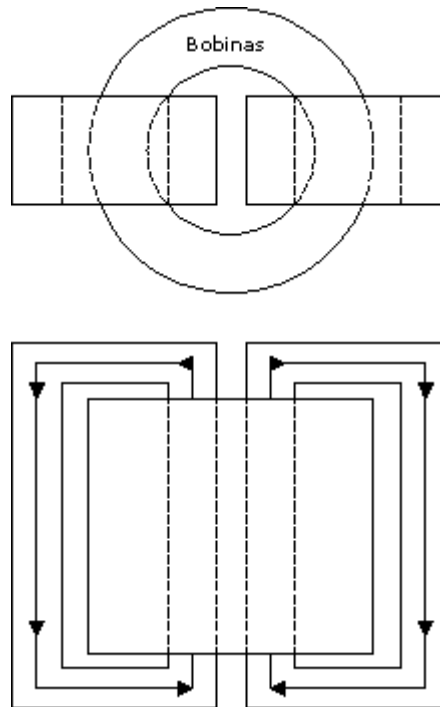


Figura 11: Esquema de construcción de un núcleo acorazado de una sola fase.

2.2.2. Bobinas.

Los bobinados consisten de conductores portadores de corriente, enrollados alrededor de las secciones del núcleo, y estos deben estar debidamente aislados, apoyados, y enfriados para soportar condiciones de operación y de prueba. El cobre y el aluminio son los materiales primarios utilizados como conductores en bobinados de transformadores de potencia. Mientras que el aluminio es más ligero y generalmente es menos costoso que el cobre, una mayor sección transversal de conductor de aluminio debería ser utilizada para transportar una corriente similar a la que transporta el cobre. El cobre tiene mayor resistencia mecánica y se utiliza exclusivamente en casi todos los rangos de menor tamaño, donde los conductores de aluminio podrían ser perfectamente aceptables. En casos donde fuerzas extremas se encuentran, los materiales como aleaciones plata-cobre puede ser utilizado para fuerzas aún mayores. Los conductores utilizados en transformadores de potencia son típicamente hilos con una sección transversal rectangular, aunque algunos transformadores de capacidades más bajas pueden utilizar hoja o papel de aluminio.

Hilos múltiples pueden ser enrollados en paralelo y luego ser unidos en los extremos de la bobina, en este caso es necesario transportar los hilos en los diversos puntos de la bobina para evitar la circulación de corrientes alrededor de los lazos creados por la unión de los hilos en los extremos. Hilos individuales pueden ser sometidos a diferencias en el flujo de campo debido a sus posiciones respectivas dentro de la bobina, que crean diferencias en voltajes entre los hilos y conducen corrientes de circulación a través de los lazos conductores. La transposición apropiada de los hilos anula estas diferencias del voltaje y elimina o reduce considerablemente las corrientes de circulación. Una variación de esta técnica, en la que participan muchos hilos conductores rectangulares combinados en un cable, se llama cable continuamente transpuesto (CTC), como se muestra en la Figura 12.

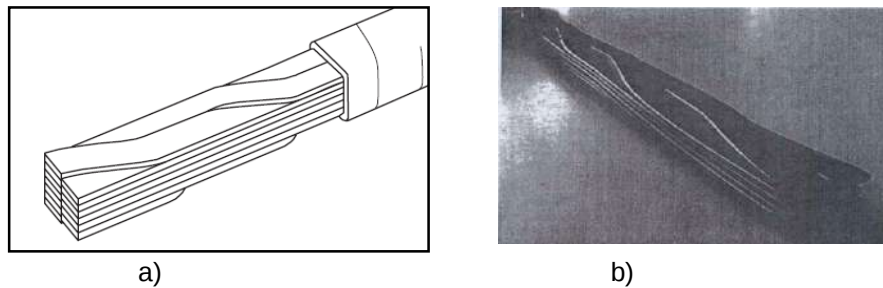


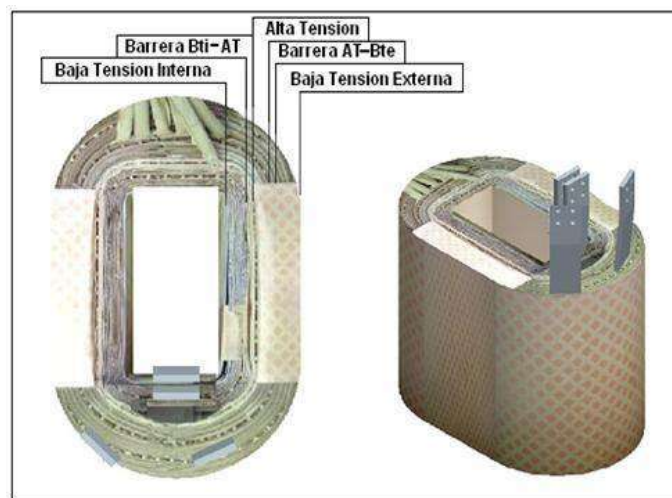
Figura 12: Cable continuamente transpuesto (CTC).

Fuente: a) Fuente: DESMET JAN & DELAERE GREGORY, Armónicos: Selección y Clasificación de los Transformadores, 2005. b) JAMMES H. HARLOW, Electric Power Transformer Engineering, 2007

En transformadores de columnas, las bobinas son generalmente arregladas concéntricamente alrededor de la columna, según lo ilustrado en la figura 2.11, que muestra una bobina que se encuentra bajo otra bobina en la columna de un transformador de tres fases.



a)



b)

Figura 13: Bobinado concéntrico. a) Insertadas en el núcleo, b) Disposición de bobinas.
Fuente: Mantenimiento de transformadores, mantrixelectronics.blogspot.com.

Un diagrama esquemático de cómo están dispuestas las bobinas en una aplicación trifásica también fue mostrado en la figura 14. Los transformadores acorazados utilizan un arreglo concéntrico similar o un arreglo interpolado.

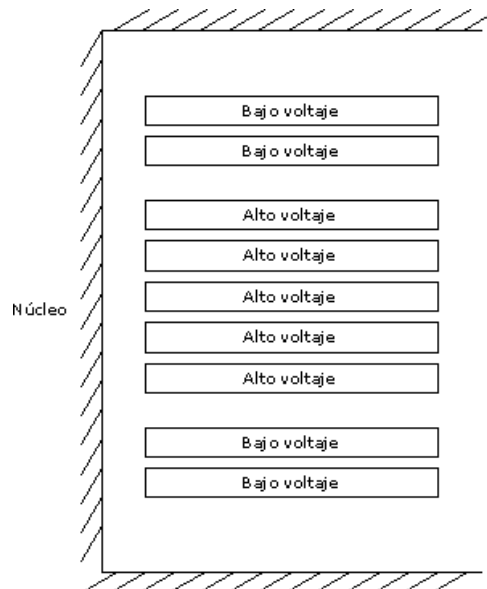


Figura 14: Ejemplo de apilamiento (intercalado) en la disposición de las bobinas en la construcción acorazada.

Con un arreglo intercalado, las bobinas individuales están apiladas, separadas por barreras de aislamiento y conductos de enfriamiento. Las bobinas suelen estar conectadas con el interior de una bobina conectada en el interior de una bobina adyacente y, asimismo, el exterior de una bobina conectada en el exterior de una bobina adyacente. Juegos de bobinas son ensamblados en grupos, que luego forman el bobinado primario o bobinado secundario.

Al considerar bobinados concéntricos, se entiende generalmente que las bobinas circulares tienen fuerza mecánica intrínsecamente más alta que bobinas rectangulares, mientras que las bobinas rectangulares pueden tener menores costos asociados a materiales y mano de obra. Las bobinas rectangulares permiten un uso más eficiente del espacio, pero su uso se limita a los pequeños transformadores de potencia y un bajo porcentaje de transformadores de mediana potencia, donde las fuerzas internas no son extremadamente elevadas. A medida que la capacidad aumenta, las fuerzas aumentan significativamente y es necesario aumentar la resistencia en las bobinas, y realizar entonces bobinas circulares, o la

construcción de forma acorazada. En algunos casos especiales, se utilizan bobinas de forma elíptica.

Las bobinas concéntricas suelen ser enrolladas sobre cilindros con separadores adjuntos a fin de formar un conducto entre los conductores y el cilindro. Como se mencionó anteriormente, los flujos de líquido a través de las bobinas se pueden basar únicamente en la convección natural, o el flujo puede ser controlado mediante el uso de los obstáculos o barreras colocados estratégicamente dentro del bobinado.

La figura 15 y la figura 16 muestran la comparación entre un arreglo de bobinados de flujo no dirigido y flujo dirigido. Este concepto es a veces referido a como se guía el flujo del líquido.

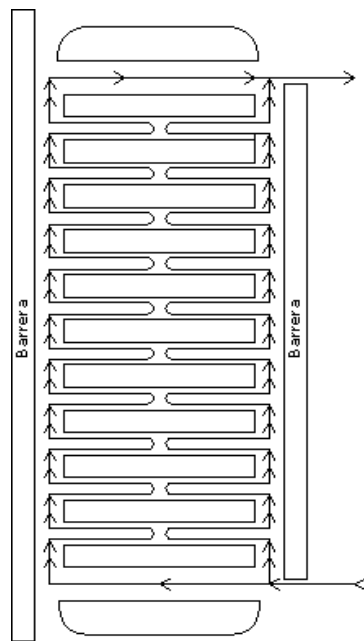


Figura 15 Flujo no dirigido.

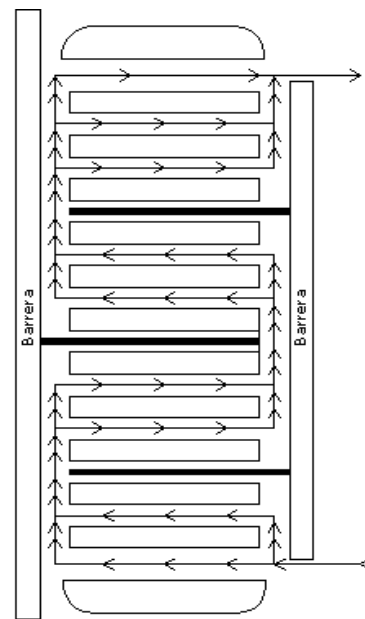


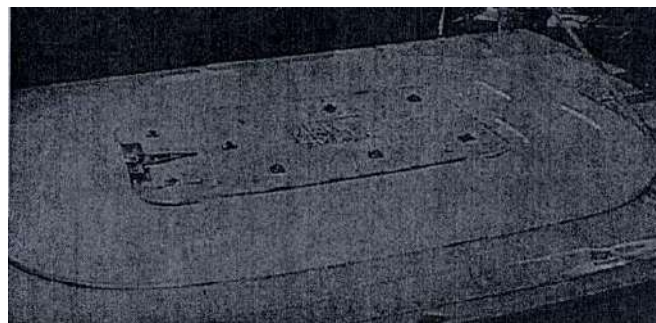
Figura 16: Flujo dirigido

Unas variedades de diferentes tipos de bobinas han sido utilizadas en transformadores de potencia a través de los años. Las bobinas pueden ser enrolladas en orientación derecha, orientación vertical, como este sea necesario con bobinas más grandes y pesadas, o pueden ser enrollados horizontalmente y colocados en posición vertical sobre la terminación. Como se mencionó anteriormente, el tipo de bobinado depende de la potencia del transformador, así como la construcción del núcleo.

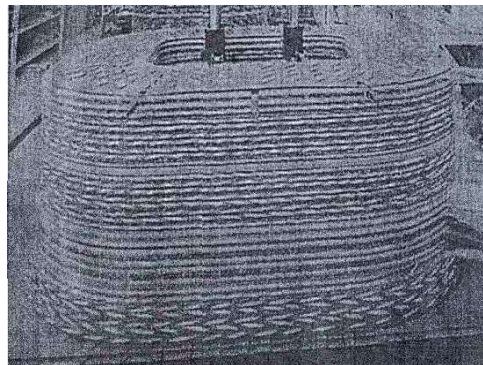
2.2.2.1. Bobina tipo Pancake

Varios tipos de bobinados se conocen comúnmente como bobinados "pancake" debido a la disposición de los conductores en los discos. Sin embargo, el término más a menudo se refiere a un tipo de bobina que se utiliza casi exclusivamente en transformadores de forma acorazada.

Los conductores están enrollados en torno a una forma rectangular, con la mayor cara del conductor orientada horizontal o verticalmente. La figura 17 ilustra cómo estas bobinas son típicamente enrolladas. Este tipo de bobinado se presta al arreglo o disposición intercalado. (Figura 18).



*Figura 17: Bobinado pancake durante el proceso de enrollamiento.
Fuente: JAMMES H. HARLOW, Electric Power Transformer Engineering, 2007*



*Figura 18: Bobinado pancake apilado.
Fuente: JAMMES H. HARLOW, Electric Power Transformer Engineering, 2007*

2.2.2.2. Bobinas en Capas (Barril)

Bobinado en capas (barril) están entre los más simples de los bobinados en que los conductores aislados se enrollan directamente uno junto a otro alrededor del cilindro y espaciadores. Varias capas pueden ser enrolladas uno encima del otro, con las capas separadas por un aislamiento sólido, conductos, o una combinación. Varios hilos pueden ser enrollados en paralelo si la magnitud de corriente así lo exige. Variaciones de este arrollamiento se suelen utilizar para aplicaciones tales como bobinados de taps, utilizados en los transformadores cambiadores de carga (LTC), y bobinados terciarios utilizados para, entre otras cosas, la supresión del tercer armónico. La Figura 19 muestra un bobinado en capas durante el montaje que podría ser utilizado como un bobinado regulador en un transformador LTC.

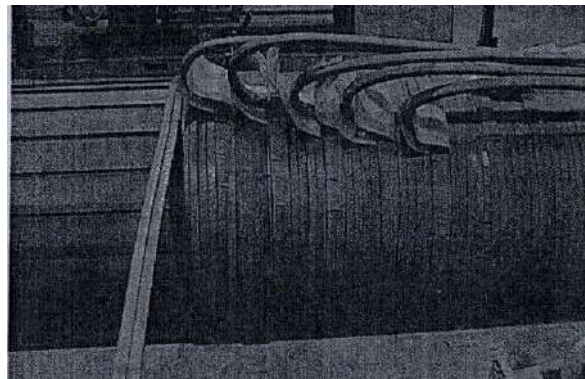


Figura 19: Bobinado en capas.

Fuente: JAMMES H. HARLOW, Electric Power Transformer Engineering, 2007

2.2.2.3. Bobinado en Discos.

Un bobinado en disco, puede envolver un solo hilo o varios hilos de conductores aislados enrollados en una serie de discos paralelos de orientación horizontal, con los discos conectados, ya sea dentro o fuera como un punto de cruce. Cada disco cuenta con varias vueltas enrolladas sobre otras vueltas, con los cruces alternando entre el interior y exterior. La figura 20 describe el concepto básico, y la figura 21 muestra los típicos cruces durante el proceso de enrollamiento. La mayoría de bobinas de la clase de 25-kV y más, son utilizados en transformadores de columnas son del tipo disco. Dada la alta tensión que participan en la prueba y operación, se requiere especial atención para evitar las altas tensiones entre los discos y vueltas cerca del final del bobinado cuando son sometidos a variaciones transitorias de

tensión. Numerosas técnicas se han desarrollado para asegurar una distribución aceptable de tensión a lo largo del bobinado bajo estas condiciones.

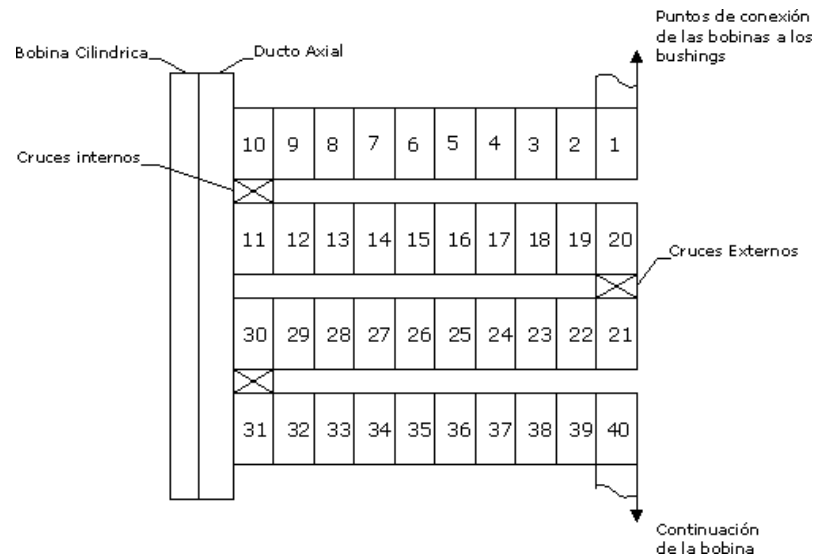


Figura 20: Bobinado en disco básico

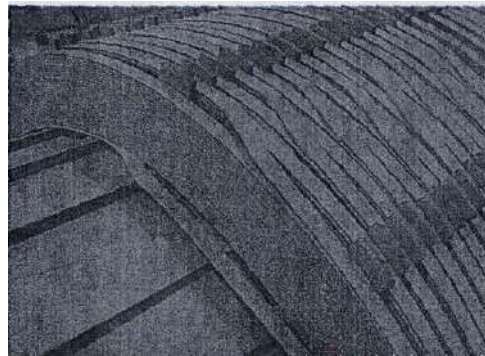


Figura 21: Bobinado en disco, cruces internos y externos.

2.2.2.4. Bobinado Helicoidal.

Los bobinados helicoidales son también conocidos como de bobinados tornillo o espiral, con cada término que caracterizan con precisión la construcción de los bobinados. Un bobinado helicoidal consta de unos pocos hasta más de 100 hilos aislados enrollados en paralelo continuamente a lo largo de la longitud del cilindro, con separadores insertados entre las curvas o discos adyacentes y transposiciones apropiadas incluidas para reducir al mínimo las corrientes que circulan entre hilos paralelos. La forma de construcción es tal que la bobina se parece a un sacacorchos.

La Figura 22 muestra un bobinado helicoidal durante el proceso de enrollamiento. Arrollamientos helicoidales se utilizan para las aplicaciones de altas corrientes frecuentemente encontradas en las clases de bajo voltaje.

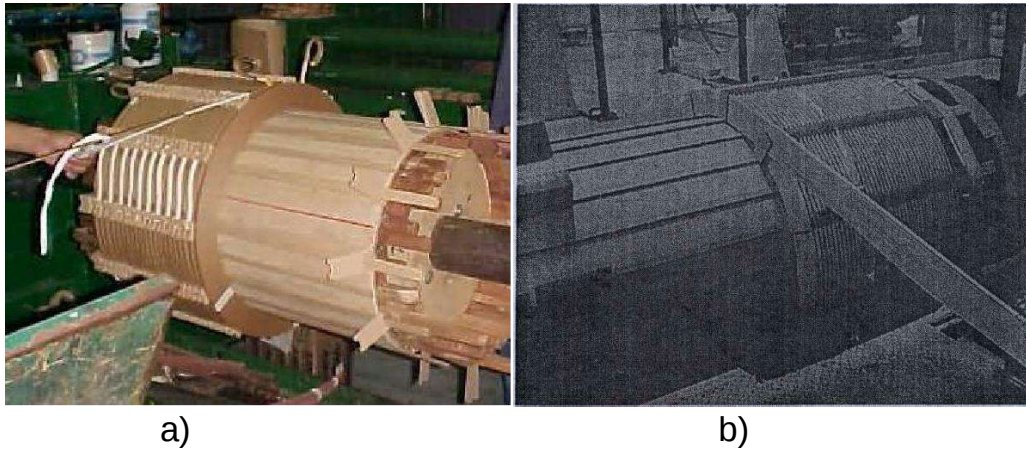


Figura 22: Bobinado helicoidal durante el montaje.
Fuente: a) www.tadeoczerweny.com b) JAMMES H. HARLOW, *Electric Power Transformer Engineering*, 2007

2.2.3. Accesorios.

Hay muchos diferentes accesorios utilizados para vigilar y proteger los transformadores de potencia, algunos de los cuales se consideran de característica estándar, y otros de los cuales se utilizan sobre requerimientos diversos. Algunos de los accesorios básicos se muestran a continuación.

2.2.3.1. Indicador de nivel de Aceite.

Un indicador de nivel del aceite es de característica estándar en tanques de transformadores inmersos en líquido, ya que el medio líquido es esencial para la refrigeración y el aislamiento. Este indicador suele ser un dispositivo de cara redonda situado en un lado del tanque, el cual indica cambios que se producen en el nivel de líquido

Con el mecanismo de acoplamiento magnético mostrado en la figura 23 a medida que aumenta el nivel de aceite, el flotador gira un imán dentro del tanque. Fuera de la cisterna, otro imán rota de la misma manera y a su vez mueve el puntero. El centro de la esfera es normalmente marcado a una temperatura de 25 ° C (77 ° F). Altos y bajos puntos de nivel también están marcados para seguir los cambios de nivel del aceite, cuando este se expande y se contrae con los cambios de temperatura.

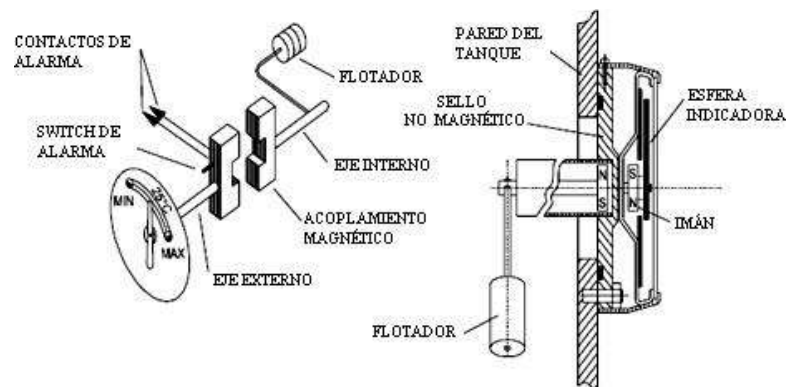


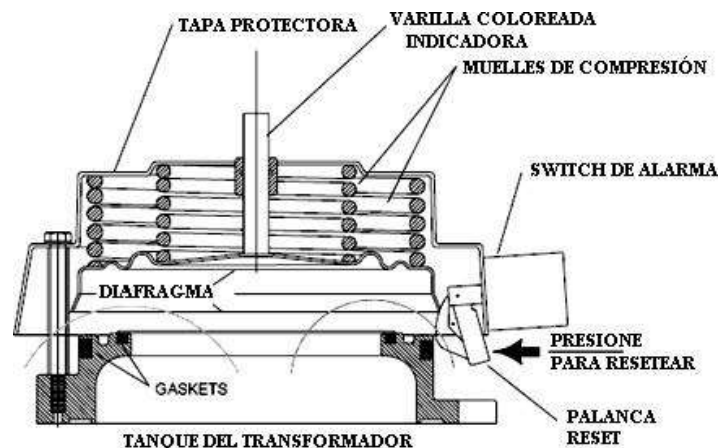
Figura 23: Funcionamiento del indicador de nivel de aceite.

Fuente: U.S. DEPARTMENT OF THE INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION, Fist 3-30Transformers Maintenance, 2000.

2.2.3.2. Dispositivo de alivio de presión.

Los dispositivos de alivio de presión están montados en el tanque del transformador para aliviar el exceso de presión interna que pueda darse durante las condiciones de funcionamiento o en caso de una falla o cortocircuito, el arco resultante vaporiza al instante al aceite circundante, causando una rápida reconstitución de la presión. Si el dispositivo de alivio de presión no funciona correctamente y la presión no es suficientemente aliviada dentro de unos cinco milisegundos, puede resultar en una ruptura catastrófica del tanque, propagación de llama sobre una amplia área, etc. En transformadores más grandes, se pueden requerir varios dispositivos de descompresión debido a las grandes cantidades de aceite.

Los dispositivos de alivio de presión Newer son válvulas que se cierran automáticamente subsiguientes a un alivio de presión. Los muelles son sostenidos en compresión por la tapa y presiona sobre un disco con juntas sobre la abertura en el tope del tanque. Si la presión en el tanque excede la presión de funcionamiento, el disco se mueve hacia arriba y alivia la presión. Como la presión disminuye, los muelles cierran la válvula. Un dispositivo de alivio es mostrado en posición abierta en la siguiente figura 24.



*Figura 24: Funcionamiento del dispositivo de alivio de presión.
Fuente: U.S. DEPARTMENT OF THE INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION, Fist 3-30.
Transformers Maintenance, 2000*

2.2.3.3. Indicador de temperatura del Líquido.

El indicador de temperatura de líquido mide la temperatura del líquido interno en un punto cercano a la parte superior del líquido utilizando una sonda que se introduce en un pozo y es montada a través de un lado del tanque del transformador.

2.2.3.4. Indicador de temperatura del Bobinado

Un método de simulación de temperatura en un bobinado es usado para aproximar la temperatura en el punto más caliente de la bobina. Una aproximación es necesaria debido a las dificultades que implica tomar directamente la medición de temperatura en el bobinado.

El método aplicado a los transformadores de potencia implica un transformador de corriente, que se localiza para incurrir en una corriente proporcional a la corriente de la carga a través del transformador. El transformador de corriente alimenta un circuito que esencialmente adiciona calor a la lectura de temperatura en la parte

superior del líquido, que se aproxima una lectura que modela la temperatura de la bobina. Este método se basa en el diseño o datos de prueba de la diferencia de temperatura entre el líquido y las bobinas, llamados gradiente de la bobina.

2.2.3.5. Relé de presión súbita.

Un relé de presión súbita es utilizado para indicar un rápido aumento de la presión interna que puede ocurrir cuando hay un fallo interno, el arco interno puede vaporizar al instante al aceite circundante causando una falla catastrófica como ruptura del tanque y una propagación de llama en un área amplia. Esto puede dañar o destruir otros equipos adicionales al transformador y presentar extremo peligro a los trabajadores. Estos relés se pueden montar en la parte superior o lateral del transformador, o también pueden funcionar en un espacio de líquido o gas. El relé de presión súbita es colocado para funcionar antes del dispositivo de alivio de presión. El relé puede ignorar cambios normales de presión tales como oleadas de las bombas de aceite, cambios de temperatura, etc.

2.2.3.6. Respiradores del desecante.

Los respiraderos desecantes utilizan un material tal como gel de silicona para permitir que el aire entre y salga del tanque, quitando la humedad mientras el aire pasa a través de él. La mayoría de los tanques son de respiración algo libre, y tal dispositivo, si es mantenido correctamente, permite un grado de control sobre la calidad del aire que entra en el transformador.

2.2.4. Sistema de preservación líquida.

Hay varios métodos para conservar las propiedades del líquido del transformador. Los sistemas de preservación intentan aislar el ambiente interno del transformador del ambiente exterior (atmósfera), mientras comprende que un cierto grado de interacción, o "respiración", es necesario para acomodar las variaciones de presión que se producen en condiciones operativas, tales como la expansión y contracción de los líquidos con la temperatura. Los sistemas de libre respiración, donde el líquido es expuesto a la atmósfera, ya no se utilizan. Los métodos más comúnmente utilizados se muestran a continuación y se ilustra en la figura 25.

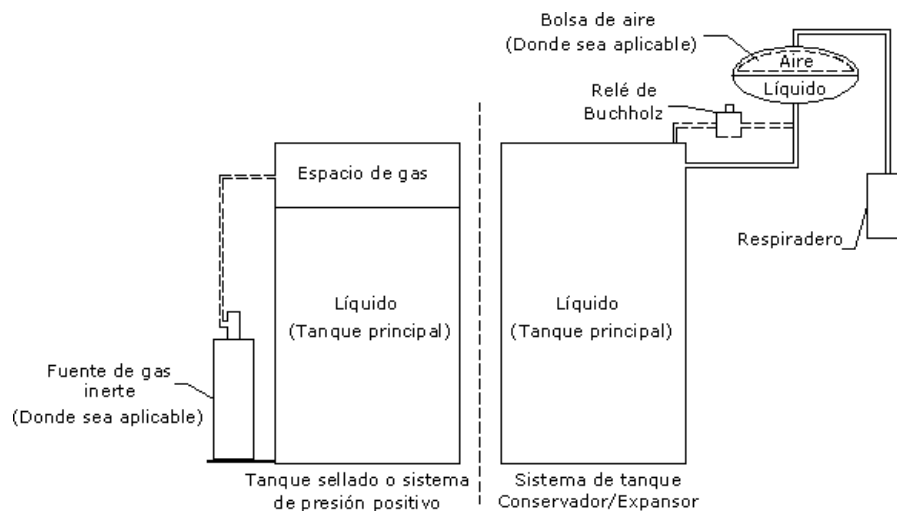


Figura 25: Disposición general de los sistemas de preservación de líquido.

- El sistema de sellado del tanque, tiene el interior del tanque sellado de la atmósfera y mantiene una capa de gas o cojín que se encuentra por encima del líquido. El volumen del gas más el del líquido se mantienen constantes. Las presiones internas negativas pueden existir en los sistemas de tanque sellado a bajas cargas o temperaturas con presiones positivas según carga y temperatura aumenten.
- Los sistemas de presión positiva implican el uso de gases inertes para mantener una presión positiva en el espacio de gas. Un gas inerte, generalmente de una botella de nitrógeno comprimido, se inyecta ampliando el espacio de gas cuando la presión interna sale fuera del rango.
- Sistemas conservadores (tanque de expansión) son usados con y sin bolsas de aire, también llamado vejigas y diafragmas, e implican el uso de un tanque c auxiliar separado. El tanque principal del transformador es completamente llenado con líquido, el tanque auxiliar está parcialmente lleno, y el líquido se expande y se contrae en el depósito auxiliar. El tanque auxiliar se le permite respirar, por lo general a través de un respiradero de deshidratación. El uso de una bolsa de aire en el depósito auxiliar puede proporcionar una mayor separación de la atmósfera.

2.2.4.1. Relé Buchholz.

El relé de Buchholz se encuentra solamente en los transformadores de potencia que utilizan un sistema de preservación de líquido y suele ser instalado en la tubería entre el tanque principal del transformador y el tanque conservador. El propósito del relé de Buchholz es detectar las fallas que pueden ocurrir en el transformador. Un modo de operación se basa en la generación de gases en el transformador durante ciertas fallas internas de menor importancia. Los gases acumulados en el relé, desplazan el líquido en el relé, hasta un volumen específico, a la vez que un flotador actúa un contacto o un interruptor. Otro modo de operación implica aumentos súbitos en la presión en el tanque principal del transformador, una señal de falla importante en el transformador. Tal aumento en la presión fuerza el líquido a conducirse a través de la tubería entre el tanque principal y el conservador, a través del relé de Buchholz, que actúa otro contacto o interruptor.



Figura 26: Relé de Buchholz.

Fuente: <http://blog.educastur.es/sanchezlastraieect/2010/02/04/rele-buchholz/>

El relé tiene dos modos de detección diferentes. En una lenta acumulación de gas, tal vez debido a una sobrecarga leve, el gas producido por la descomposición del aceite aislante se acumula en la parte superior del relé. Un interruptor de flotador en el relevo se utiliza para iniciar una señal de alarma que también sirve para detectar fugas de aceite.

2.3. Ensayo de transformadores.

2.3.1. Operaciones en vacío de transformadores de potencia.

En el ensayo de vacío de transformadores tienen como finalidad la determinación de:

- Pérdidas en el núcleo o pérdida por histéresis y Foucault.
- Corriente de vacío (I_0)
- Relación de transformación (K_t)
- Parámetros de ramo magnetizaste (R_m , X_m , Z_m).

Además de los elementos citados, el ensayo de vacío también permite que sean analizados algunos fenómenos de suma importancia para el perfecto entendimiento del funcionamiento del transformador, por ejemplo: el formato no senoidal de la corriente en vacío, así también la corriente transitoria de magnetización.

2.3.1.1. Pérdidas en el Núcleo.

Las pérdidas en transformadores deben ser:

- Las corrientes que establecen por los enrollamientos primarios y secundarios de un transformador bajo carga, que disipan en sus correspondientes resistencias una cierta potencia debido al efecto Joule.
- Los flujos principales establecidos en el circuito magnético que es acompañado dos efectos conocidos por histéresis y corriente parásitas de Foucault. Como los flujos magnéticos en condición de carga o en vacío son prácticamente iguales, con el ensayo de pauta, pudiendo determinar las pérdidas por histéresis (P_h) y por corrientes parásitas (P_f)

La determinación practica de las pérdidas P_h está hecha a partir.

$$P_h: K_s B^{1.6} f$$

En que: P_h son las pérdidas por el efecto de histéresis, en watts por kilogramo de núcleo; K_s , coeficiente de Steimmentz (que depende del tipo de material usado en el núcleo); B , una inducción (valor máximo) no núcleo; es f , la frecuencia en Hz.

En la tabla 1, están transcritos valores de K_s para diversos materiales.

Por esta tabla 1, se puede notar la influencia de escuela de materiales de núcleo bien como la influencia de silicio en las perdidas por histéresis. Entre tanto, observar que no son una condición de bajas perdidas Ph debe ser consideradas también las perdidas por corriente de Foucault, que se deben a otros factores.

La apariencia de las corrientes de Foucault esta explicada por la ley de Faraday, la cual para este caso sería interpretada como “estando el núcleo sujeto a un flujo alternado en el será inducidas fuerzas electromotrices”. Considerando una estructura formada por el propio núcleo serán establecidas las corrientes obedeciendo un sentido tales los indicados por la línea de trazada en la figura 27.

Tabla 2: Materiales Ks.

MATERIAL	Ks
Hierro Dulce	2,50
Acero Dulce	2,70
Acero Dulce para maquina	10,00
Acero Fundido	15,00
Fundición	17,00
Acero dulce 2% de silicio	1,50
Acero dulce 3% de silicio	1,25
Acero dulce 4% de silicio	1,00
Laminación Dulce	3,10
Laminación Delgada	3,80
Laminación Ordinaria	4,20

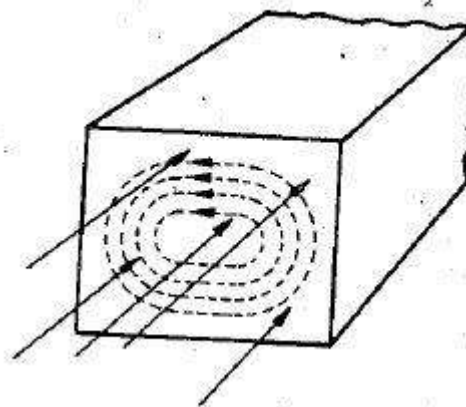


Figura 27: Establecimiento de las corrientes de Foucault en un núcleo magnético

El producto de la resistencia del circuito correspondiente por el cuadrado de la corriente es igual al consumo de potencia. Las pérdidas debido a los efectos de las corrientes parásitas pueden ser calculada por la siguiente expresión.

$$P_F: 2,2 \cdot f^2 B^2 d^2 \cdot 10^{-3}$$

En el que P_F son las pérdidas por las corrientes parásitas, en watt por kilogramo de núcleo: f la frecuencia; B la inducción máxima en Wb/m²; d en espesura de chapa en milímetros.

En la expresión se puede observar que la frecuencia influye en la pérdida P_F ; siendo recomendable en el trabajo con valores reducidos de aquellas potencias. Se observa todavía que las pérdidas están relacionadas con el cuadrado de espesura del núcleo, sugiriendo por lo tanto una buena medida, en sustitución del núcleo macizo por láminas eléctricamente aislado entre sí.

Sumando las dos pérdidas analizadas, se tiene las pérdidas totales en el núcleo de transformador.

$$P_H + P_F = P_0$$

En términos prácticos, debido a un número de variables involucradas, el uso analítico de las fórmulas, tornase un tanto complejo sobre el desempeño de las operaciones. De modo a resolver tal problema, estas pérdidas son proporcionadas por gráficos. Tales gráficos presentan las pérdidas en el vacío P_0 en función a la inducción magnética B , manteniendo la frecuencia y la espesura del material como constantes. Ejemplo de dos de estos están representadas en el gráfico indicado.
[6]

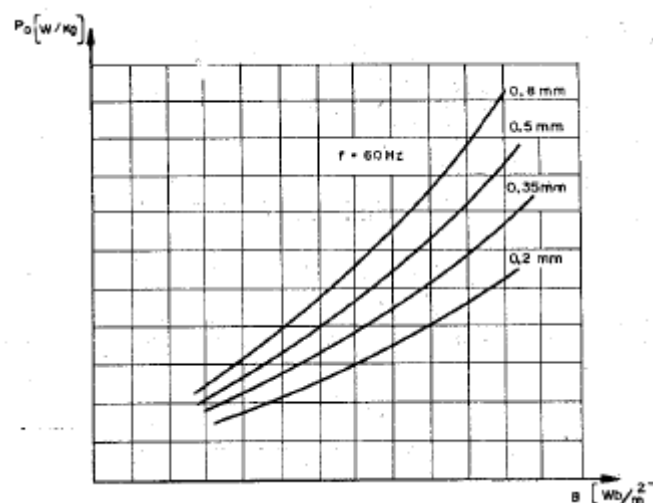


Figura 28: $P_0=f(B)$ para diferentes valores de d para f constantes.

2.3.1.2. Corriente en Vacío.

Para suplir las pérdidas y la producción del flujo magnético, en el primario absorbe de la red de alimentación una corriente denominada corriente de vacío (I_o), cuya magnitud puede ser del orden de hasta 6% de magnitud de corriente nominal (I_n) del bobinado.

Considerando que la corriente de vacío tiene por función de establecimiento del flujo magnético y de suprimir las pérdidas de vacío, es común de su descomposición en:

I_p , componente activa, responsable de las pérdidas en el núcleo; y I_q , componente reactiva, responsable por la producción del flujo magnético principal.

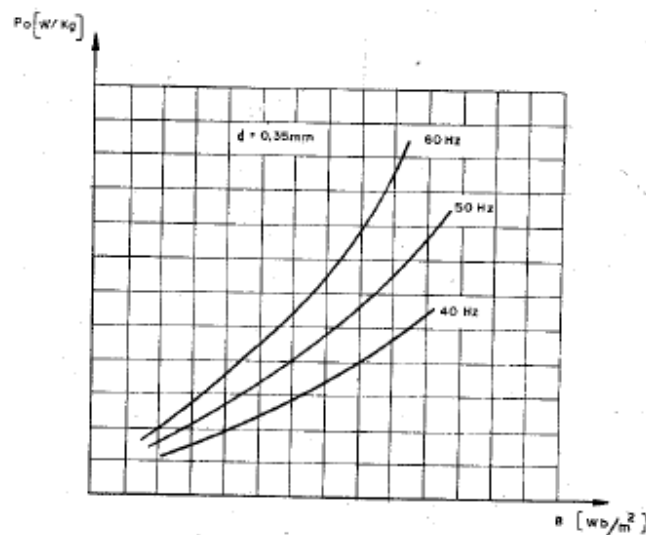


Figura 29: $P_o = f(B)$ para frecuencias y para un d constante

La figura de arriba esclarece la citada descomposición. Además, la corriente I_o es de sus componentes, es también indicada en la Fig. 30 la tensión aplicada en el primario del transformador. [6]

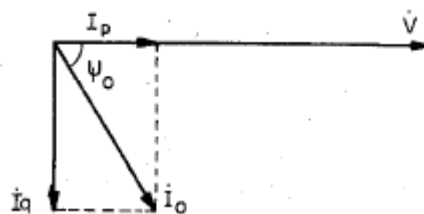


Figura 30: Diagrama fasorial para transformadores en vacío

2.3.1.3. Corriente transitoria de magnetización (inrush).

Aplicando una tensión senoidal al bobinado primario del transformador y estando el secundario abierto, se obtiene por la segunda de kirchoff.

$$V_1 = r_1 i_0 + l_1 \frac{di_0}{dt} + N_1 \frac{d\phi}{dt}$$

En el que: $r_1 i_0$ es aquella tensión en la resistencia del primario.

$l_1 \frac{di_0}{dt}$ es aquella tensión debido a los flujos de dispersión de bobinado primario.

$N_1 \frac{d\phi}{dt} = e_1$, es la fem inducida en el primario.

Para la solución de esta ecuación diferencial, aparece un problema fundamental que la relación fundamental que existe entre el flujo y la corriente de vacío que nada más sería una relación no lineal dada por el ciclo de histéresis.

Debido a esa no linealidad, se convierte necesaria alguna aproximación para la obtención de i_0 a partir de la ecuación anteriormente explicada. La solución despejada consistirá en dos partes fundamentales: soluciones complementarias o soluciones particulares. La primera representando un termo transitorio y la segunda en régimen permanente de operación. Debido básicamente a los termos transitorio, se puede observar un fenómeno constatado en Fleming en 1982.

Este fenómeno observado mostro que, un transformador es conectada a la red, por algunas veces ha aparecido, una gran corriente transitoria de magnetización (corriente de inrush). Este efecto da referida corriente que es causar momentáneamente de un fuera de servicio de la fuente alimentaria por la probable actuación de los relés instantáneo. El valor logrado en este régimen transitorio dependería de dos factores.

- a. Punto de ciclo de tensión, en el cual el interruptor de encendido estaría bloqueado.
- b. Condiciones magnéticas del núcleo, incluyendo las intensidades y las polaridades del flujo residual.

Considerando como la primera aproximación que los dos primeros términos de la expresión, pueden ser despreciados, y admitiendo que, en el instante inicial del proceso de energización, la tensión de fuente para un valor $V_{lm} \sin \alpha$, en que α es

un alguno cualquier cuyo propósito es definir el valor de tensión de la fuente no instante a 0. [6]

2.3.1.4. Relación de Transformador.

La prueba de vacío también tiene como objetivo la determinación de relación de transformación, o sea, la proporción que existe entre la tensión o corriente de primario y la tensión o corriente del secundario, respectivamente.

Como existe dos definiciones para la citada relación, vamos a considerar las figuras a seguir para una mejor concentración de esa diferencia. Es importante observar que, independientemente de la forma de onda de i_o , todas las tensiones y corriente serán tratadas como senoidal, siendo que los componentes armónicos no serán considerados en análisis posteriores.

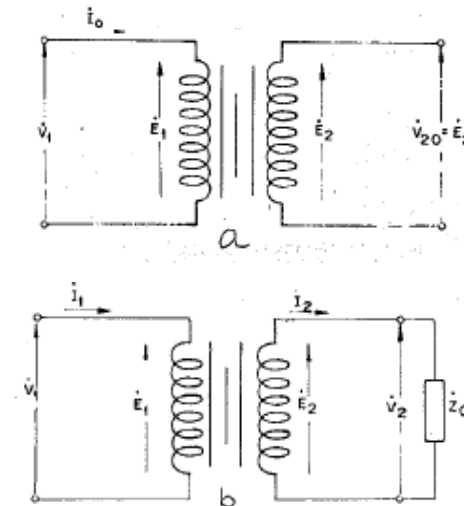


Figura 31: Condiciones de funciones en un transformador: a) transformador en vacío; b) transformador en carga.

Para el transformador en vacío, se tiene lo que convencionalmente se llama la relación de tensión teórica.

$$K_T = \frac{E_1}{E_2}$$

En que el E_1 y E_2 son los valores eficaces de las fem y fem inducida en los bobinado primarios y secundarios, respectivamente. A partir de la figura 31 se puede construir el circuito equivalente de un transformador en vacío, mostrado en la figura 32.

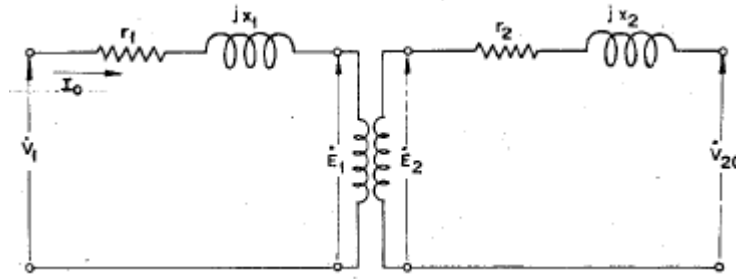


Figura 32: Circuito equivalente de un transformador en vacío.

r_1 : Resistencia del bobinado primario.

x_1 : Reactancia de dispersión del bobinado primario.

E_1 : fem inducida en el primario.

r_2 : Resistencia del bobinado secundario.

x_2 : Reactancia de dispersión del bobinado secundario.

E_2 : fem inducida en el secundario.

2.3.2. Operaciones en corto circuito.

Las operaciones en pautas posibilitan la determinación de: pérdidas en el cobre (Pj); caída de tensión interna (ΔV); la impedancia, resistencia y reactancia porcentuales ($Z\%$, $R\%$ y $X\%$).

Para la determinación de las impedancias de corto Z_{cc} , se procederá al cálculo de que serán hechas a cada máquina, es importante señalar que los cálculos serán asumidos con base de 100 MVA. La fórmula a utilizar se expresa:

$$Z_{AB(100MVA)}: X_{cc} \times \frac{BaseMVA}{BaseTrafo}$$

Donde:

$Z_{AB(100MVA)}$: Impedancia base 100 MVA.

X_{cc} : Impedancia de corto del trafo.

$BaseMVA$: Base ajustada a 100 MVA.

$BaseTrafo$: Base del transformador según.

2.3.2.1. Pérdidas en el cobre.

La determinación de las pérdidas en los bobinados, que son por efecto joule, se debe notar que ellas dependen de la carga eléctrica alimentada por el transformador. Eso sugiere la necesidad de establecer un cierto punto de funcionamiento (o una cierta corriente proporcionada) para la determinación:

$$r_1 I_1^2 + r_2 I_2^2$$

Respectivamente, las pérdidas en los bobinados primario y secundario. Tal punto está fijado como corresponde en el funcionamiento nominal del transformador.

Desde que se tiene una circulación de corriente por uno de los bobinados, por la relación de transformación, el otro también será; y en esas circunstancias, las pérdidas por efecto Joule son las denominadas nominales.

Para el conocimiento de las referidas pérdidas, se puede determinar r_1 y r_2 , y conectar enseguida a carga nominal del transformador para una medición de I_1 y I_2 . Estas corrientes podrían también ser obtenidas por los datos de placas de potencia y tensión.

Ya que el problema consiste en el establecimiento de corrientes nominales en los bobinados, este método propósito corresponde a la realización del denominado *ensayo en corto circuito*. En el bobinado secundario de tensión inferior (TI) es cortocircuitado y la alimentación proviene de una fuente de bobinado primario de tensión superior (TS). El motivo por el cual se lleva a cabo esta práctica en bobinado (TI) es que siendo iguales las corrientes nominales, y referencia al bobinado (TS) que normalmente tiene un alto valor que tal vez, la fuente no podría proporcionar.

En relación al valor de tensión necesaria para realización de ensayo, se tiene que, aplicando la nominal, estando el secundario en corto, no serían las corrientes nominales a circular, pero, si las altas corrientes de corto circuito.

Para entender mejor lo que fue dicho, basta relacionar con un circuito constituido por dos impedancias en serie, las cuales una de ellas corresponde a la impedancia interna del transformador (muy pequeña) y la otra, la impedancia de carga. La figura 2.30. esclarece consideración hecha y dicha.

Estando el secundario en corto circuitado, la tensión necesaria para la circulación de las corrientes nominales es bien inferior al correspondiente valor nominal. Así,

la tensión necesaria para la realización de ensayo presenta valores, generalmente de hasta 10% de tensión nominal en la bobina de alimentación. Es tensión necesaria para la circulación de las corrientes nominales corresponderá, aproximadamente, a la caída de tensión interna del transformador.

Suponiendo que la tensión de corto circuito sea la décima parte de la nominal, la inducción en el núcleo será reducida diez veces. Con esto, las perdidas por histéresis quedarán reducida cuarenta veces por corriente parasitas de Foucault, lo que lleva a conclusión de que las pérdidas en el núcleo pueden ser despreciadas en comparación a los cobres.

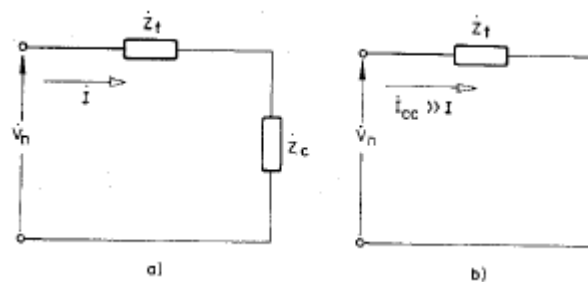


Figura 33: Efecto de tensión en el ensayo de corto circuito: a) con carga; b) en corto

Por lo tanto, haciendo circular las corrientes nominales en el transformador sobre ensayo de corto circuito, prácticamente toda la potencia proporcionada al transformador estaría siendo perdida por efecto joule en los dos bobinados. Es interesante observar que toda la potencia absorbida es consumida internamente, una vez que la salida está en corto.

2.3.2.2. Caída de tensión ΔV .

Como puede ser observado en la figura 34, existirá una caída de tensión en el primario, que, a su vez, influenciará en el valor de E_1 . Esto resultará en una alteración del valor E_2 , verificándose así una primera etapa de variación de tensión. Análogamente, el producto $(r_2 + jx_2) I_2$ corresponderá a una caída de tensión en el secundario y, así, la tensión V_2 relativamente la V_1 sufrirá dos etapas de verificación. Este método es válido para la determinación de V_2 , sin embargo bastante trabajoso, que hace más conveniente el manejo con los denominados circuitos reducidos, o circuitos en sistema por unidades.

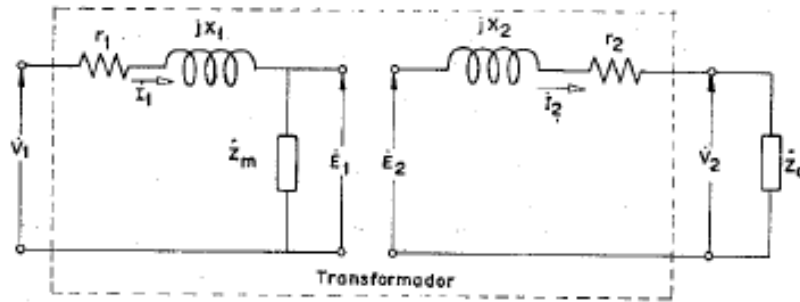


Figura 34: Circuito equivalente de un transformador.

Refiriendo al circuito primario al secundario, se tiene que el circuito mostrado en la figura 35, donde se puede notar la energía magnética almacenada por la bobina x_1 y su equivalente x'_1 reducida en el secundario.

$$V'_1 = \frac{V_1}{K} = \text{tensión primaria referida al secundario.}$$

$$r'_1 = r_1 K^{-2} = \text{resistencia primaria referida al secundario.}$$

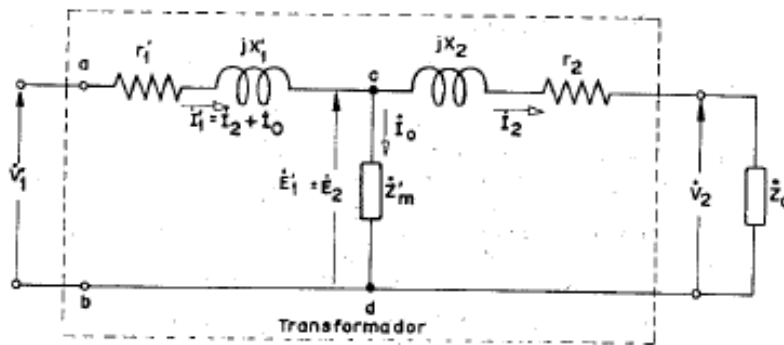


Figura 35: Circuito equivalente del transformador con las magnitudes del primario referidas al secundario.

$$jx'_1 = jx_1 k^{-2} = \text{reactancia de dispersión del primario referida al secundario.}$$

$$I'_1 = I_1 K = \text{corriente de primario referida al secundario.}$$

$$Z'_m = Z_m K^{-2} = \text{impedancia del tramo magnetizaste referida al secundario.}$$

K = relación de transformación.

Con una pequeña aproximación de corriente a falta de una caída de tensión para una corriente en vacío en $(r'_1 + jx'_1)$ será pequeña, se puede conectar un impedancia en la figura 36. [6]

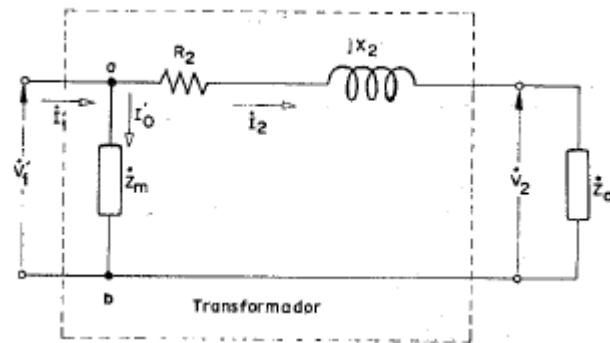


Figura 36 Circuito Equivalente reducido.

CAPÍTULO 3

Acoplamiento de transformadores

El acoplamiento de dos transformadores en paralelo consiste en conectar eléctricamente sus bornes homólogos entre sí, tanto el arrollamiento de mayor tensión como el arrollamiento de menor tensión. En caso de que los transformadores pertenezcan a diferentes subestaciones o a diferentes parques dentro de una misma subestación, esta conexión se realizara mediante un circuito eléctrico, ya sea subterráneo o aéreo.

En este capítulo se va a tratar los aspectos más importantes del acoplamiento de transformadores. En él se habla de los objetivos buscados cuando se procede a este tipo de conexiones. Se enumeran las condiciones que han de cumplirse para poder llevar a cabo un acoplamiento. Se describen los tipos de conexiones que se pueden realizar en los arrollamientos de los transformadores y la nomenclatura utilizada para su designación. Se resuelven los circuitos eléctricos equivalentes que presenta el acoplamiento, tanto en vacío como en carga. Y por último se define la diagonal de acoplamiento que denota aquellas combinaciones de tomas donde se obtendrán los resultados más eficientes en el funcionamiento en paralelo de estas máquinas.

3.1. Objetivos de los acoplamientos de transformadores.

La conexión de transformadores en paralelo se hace necesaria debido a los incrementos de la demanda que superan la capacidad existente o cuando los requerimientos de fiabilidad y continuidad de operación lo exigen. Este es el caso, que, si un transformador falla, el otro continuará alimentando la carga sin interrupción.

Un aumento de la demanda supone elevar la potencia de los transformadores y en algunos casos esto supone sobrecargar el transformador, lo que contribuye a un acortamiento de la vida útil de éste. Antes que retirar la unidad antigua y sustituirla por una nueva y de mayor potencia se procede al acoplamiento de varios transformadores en paralelo que en conjunto sean capaces de soportar las cargas máximas que demande el sistema.

Cuando la demanda de energía se reduce temporalmente, resulta más económico operar con un transformador pequeño cerca de su límite de capacidad a plena carga que con un transformador mayor a capacidad reducida. Por lo que, cuando la demanda energética es muy fluctuante resulta más provechoso la instalación de dos o más transformadores en paralelo que utilizar un transformador de gran capacidad. En estas condiciones el sistema es más flexible porque tiene la posibilidad de agregar una parte de los transformadores en paralelo cuando sea necesario.

Esto nos lleva a otros dos de los objetivos del acoplamiento, y es que en caso de fallo o en caso de que sea necesario realizar maniobras en el sistema, uno de los transformadores sea capaz de mantener la estabilidad del sistema alimentando las cargas más esenciales que sean demandadas.

Esto conlleva mejorar la fiabilidad de la red y poder realizar una explotación más eficiente aprovechando mejor los recursos que ofrece la red. También favorece el poder realizar un mejor mantenimiento de los equipos y poder dar un mejor servicio a los clientes conectados a la red.

3.2. Condiciones para el acoplamiento de Transformadores.

Para poder realizar la conexión de transformadores en paralelo se han de cumplir algunas condiciones, unas de carácter obligatorio y otras convenientes. En caso de no cumplirse las condiciones de carácter obligatorio supone cortocircuitos y por tanto la imposibilidad de funcionamiento, mientras que si no se cumplen las condiciones de carácter conveniente el funcionamiento en paralelo no será óptimo ya que se producirán una serie de efectos que se estudiarán en este capítulo.

Condiciones obligatorias:

- Igual índice horario.
- Igual secuencia de fases.

Los transformadores con igual índice horario se pueden acoplarse sin más que conectar los bornes homólogos. Y en ocasiones se pueden conectar transformadores pertenecientes a distintos grupos de conexión permutando en el primario o en el secundario las conexiones entre dos bornas.

Condiciones convenientes:

- Igual relación de transformación (en todos los escalones de regulación)
- Igual tensión de cortocircuito, expresada en % o en p.u.

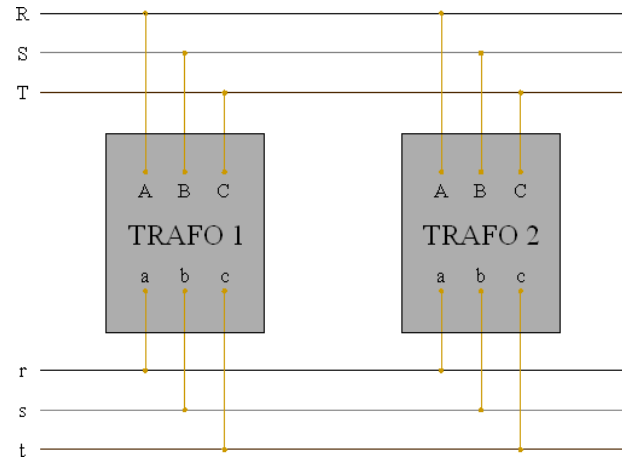


Figura 37: Acoplamiento de transformadores con mismo índice horario

3.3. Conexión de los transformadores.

Como se ha mencionado en las condiciones obligatorias para la conexión de transformadores en paralelo, es fundamental que ambos transformadores tengan mismo índice horario y conexión de las bornas homólogas. La otra condición obligatoria es que tengan la misma secuencia de fases.

A continuación, se explicará en que consiste el conexionado de los transformadores y la nomenclatura que se emplea para designar los grupos de conexión, y también se explicará la necesidad de tener la misma secuencia de fases.

3.3.1. Conexión de arrollamiento.

Las formas que más frecuentemente se emplean para realizar las conexiones de los arrollamientos son:

- Estrella (Con o sin hilo neutro):

En la conexión estrella se unen en un mismo punto los extremos de los arrollamientos que poseen la misma polaridad.

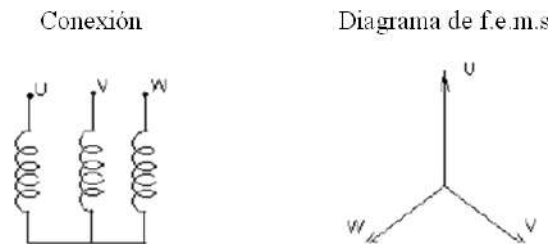


Figura 38: Conexión estrella.

– Triángulo:

En la conexión triángulo se unen sucesivamente los extremos de polaridad opuesta de cada dos arrollamientos hasta cerrar el circuito.

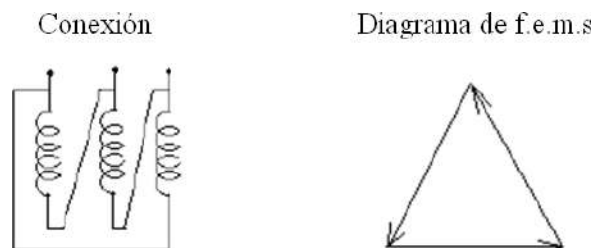


Figura 39: Conexión en triángulo.

Esta conexión en la práctica solo se emplea en el lado de menor tensión, consiste en subdividir en dos partes iguales los arrollamientos secundarios, una parte se conecta en estrella y luego cada rama se une en serie con las bobinas invertidas de las fases adyacentes, siguiendo un determinado orden cíclico.

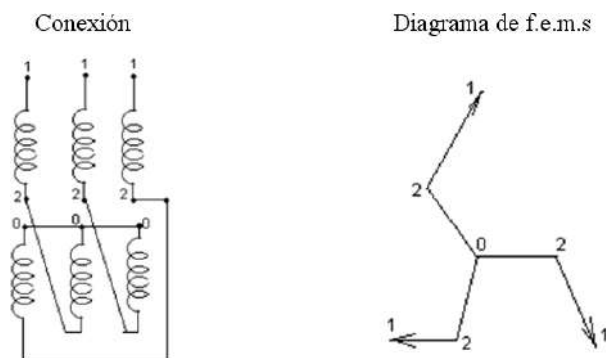


Figura 40: Conexión en zig – zag.

3.3.2. Índice horario.

El índice horario es la diferencia de ángulo entre la tensión primaria y su correspondiente tensión secundaria. Se expresa según la posición de las agujas del reloj, en el cual las diferencias entre horas son 30° , y donde por convención la tensión primaria tomada como referencia se pone en la hora 12 y la secundaria en el múltiplo de 30 que corresponda. La hora que resulta indica el índice horario, es decir, el desfase entre las tensiones primarias y secundarias.

De esta forma un transformador con índice horario 5, supondrá un desfase entre la tensión primaria y secundaria de 150° .

3.3.3. Nomenclatura utilizada para designar el grupo de conexión de los transformadores trifásicos.

La nomenclatura que se utiliza para designar los tipos de transformadores está compuesta por dos letras y un número.

- La primera letra representa la conexión del arrollamiento de alta tensión y se escribe en mayúscula.
- La segunda letra representa la conexión del arrollamiento de baja tensión y se escribe en minúscula.
- El número representa el índice horario.

Si la conexión es en estrella se representará con Y o y, si es en triángulo D o d y si es en zig-zag Z o z.

Por lo que, si se habla de un transformador Yd 11, se deberá entender que el primario del transformador es el lado de alta tensión y está conectado en estrella, el lado de baja está conectado en triángulo y tiene un índice horario igual a 11.

Los tipos de conexiones e índices horarios más utilizados se muestran en la siguiente figura 41:

Índice de desfase (horario)	Símbolo de acoplamiento o de conexiones	Esquema vectorial		Esquema de conexiones	Relación de transformación (2)
		mayor tensión	menor tensión		
0 (0°)	D d 0				$\frac{N_1}{N_2}$
	Y y 0				$\frac{N_1}{N_2}$
	D z 0				$\frac{2}{3} \frac{N_1}{N_2}$
S (150°)	D y S				$\frac{N_1}{\sqrt{3} N_2}$
	Y d S				$\frac{\sqrt{3} N_1}{N_2}$
	Y z S				$\frac{2}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$
6 (180°)	D d 6				$\frac{N_1}{N_2}$
	Y y 6				$\frac{N_1}{N_2}$
	D z 6				$\frac{2}{3} \frac{N_1}{N_2}$
11 (135°) (-30°)	D y 11				$\frac{N_1}{\sqrt{3} N_2}$
	Y d 11				$\frac{\sqrt{3} N_1}{N_2}$
	Y z 11				$\frac{2}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$

Figura 41: Tipos de conexión de un transformador trifásico

En un transformador ya construido si se cambia la alimentación de un lado a otro, cambia el desfase de la máquina, si se tiene un Dy11 pasa a Yd1(pasa de triángulo a estrella y de estrella a triángulo respectivamente con un desfase de + 30°).

Es importante resaltar que la exigencia de igual índice horario no exige igual grupo de conexión. Debe recordarse que un mismo grupo de conexión tiene en realidad varios índices horarios (dependiendo de la denominación de las bornas), esto significa que un transformador Dyn11 podrá conectarse con un Ynd3 si cumple el resto de condiciones.

Por otra parte, la exigencia de igual índice horario elimina la posibilidad de acoplar en paralelo un transformador Yy con un Yd, dado que estos grupos jamás podrán tener el mismo índice horario.

La norma UNE 20-101-75 recomienda la utilización de los desfases 0 y 11 y, dentro de ellos, los acoplamientos (Dy11), (Yd11), (Yz11) y (Yy0). [7]

3.3.4. Generalidades de la conexión de los transformadores.

Generalmente, no se cumplen todos los requisitos de conexión en paralelo para tener un funcionamiento totalmente adecuado, pues es muy difícil que dos transformadores tengan exactamente las mismas características. Debido a las discrepancias en los parámetros de los transformadores, surgen efectos que son dañinos para el buen funcionamiento de la conexión.

Pueden darse casos en que la carga no es repartida equitativamente en los transformadores, o que la corriente circulante es muy grande (más del 10% de la corriente nominal), o que la suma de la corriente de la carga y la circulante supere la corriente nominal del transformador.

Un caso ideal de conexión en paralelo es cuando los transformadores tienen la misma tensión de cortocircuito y la misma relación de transformación. Bajo tal condición, los transformadores trabajan bajo las mismas condiciones de carga, es decir la carga se reparte equitativamente en ambos transformadores, ya sea que tengan o no la misma potencia nominal.

Surge un problema, cuando la tensión de cortocircuito no es la misma en ambos equipos, pues la carga no se reparte equitativamente, haciendo que uno de los transformadores trabaje bajo más carga, perdiendo eficiencia, siendo un fiel ejemplo de lo que se aborda en este proyecto.

Para realizar un análisis de la conexión en paralelo de los transformadores, se utilizan las impedancias de los mismos, que pueden obtenerse de la prueba de cortocircuito, o de los datos del fabricante. Se trabaja con el circuito equivalente referido con el objetivo de evaluar corrientes circulantes en los devanados de los transformadores, que son perjudiciales en el funcionamiento óptimo de la conexión, pues pueden generarse sobrecargas en uno de los transformadores, disminuyéndose la capacidad de potencia entregada a la carga.

3.3.5. Condiciones de conexión ideal para acoplamiento de dos o más transformadores de potencia.

La regla clásica ideal para el paralelo de transformadores, es la de cumplir con los siguientes requisitos:

1. Igual capacidad (con enfriamiento o sin enfriamiento) de devanados.
2. Igual impedancia (referida a la misma base de voltaje y capacidad).
3. Iguales voltajes lado alimentación y lado carga.
4. Igual relación de transformación en vacío.
5. Igual tipo de enfriamiento.
6. Diseño para igual altura de operación sobre el nivel del mar.
7. Que sean de la misma marca
8. Igual lote de fabricación.
9. Igual tipo de aislamiento (igual temperatura de operación).
10. Similar tiempo de uso (si son usados).
11. Iguales niveles de impulso (NBI).
12. Igual frecuencia.
13. Igual rotación de fases.
14. Igual polaridad.
15. Igual desplazamiento angular.
16. Similar valor de Megaohms de sus aislamientos.
17. Similar factor de potencia de sus aislamientos.
18. Similar propiedad Físico-Química de aceites.
19. Similar valor de Hi-Pot de sus aislamientos.
20. Similar corriente de excitación.
21. Similar resistencia de núcleo aterrizado.
22. Similar corriente de excitación.

En la práctica, como ustedes saben, no se toman en cuenta todas las características mencionadas anteriormente, pero sí las más significativas.

Dentro de estas últimas, se analizarán sólo tres, que algunas veces es necesario reconsiderar, principalmente cuando aparecen las inoportunas emergencias, que casi a todos se nos han presentado en nuestro trabajo. [15]

3.3.6. Regla para el acoplamiento en paralelo de transformadores de potencia

Las combinaciones primario-secundarias reunidas bajo el mismo grupo dan un ángulo igual entre la f.e.m. de línea de uno y otro lado respectivamente, y pueden acoplarse en paralelo sin más que unir entre sí las terminales designadas con la misma inicial. Así, A1, A2, A3 pueden conectarse en paralelo; B1, B2, y B3 también; C1, C2, y C3 igualmente, y, por último, D1, D2, y D3.

En cambio, las combinaciones pertenecientes a dos grupos distintos son incompatibles en principio: A1 no puede acoplarse con D1 o D2, o con C1 o C2, etc., porque, existiendo coincidencia de fases primarias, no puede haberla entre las secundarias.

Como puede observarse sí se pueden paralelar los transformadores de un mismo grupo. Podemos comprobar el paralelo entre el transformador D1 con el D2.

Desfase (Ang. de la BT en retraso)	Denomi- nación C. B. I.	AT	BT	AT	BT	de lina. compuesta U_{AT} U_{BT}	designa- ción V. D. E.
0°	Dd0					$\frac{N_A}{N_B}$	A1
	Yy0					$\frac{N_A}{N_B}$	A2
	Dz0					$\frac{2N_A}{3N_B}$	A3
150°	Dy5					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C1
	Yd5					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	C2
	Yz5					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C3
180°	Dd6					$\frac{N_A}{N_B}$	B1
	Yy6					$\frac{N_A}{N_B}$	B2
	Dz6					$\frac{2N_A}{3N_B}$	B3
-30°	Dy11					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D1
	Yd11					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	D2
	Yz11					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D3
(*) U_{AT} - Tensión de línea en alta. U_{BT} - Tensión de línea en baja. N_A - Espiras por fase en alta. N_B - Espiras por fase en baja.							

Figura 42: Grupo de conexionado en paralelo de transformadores.

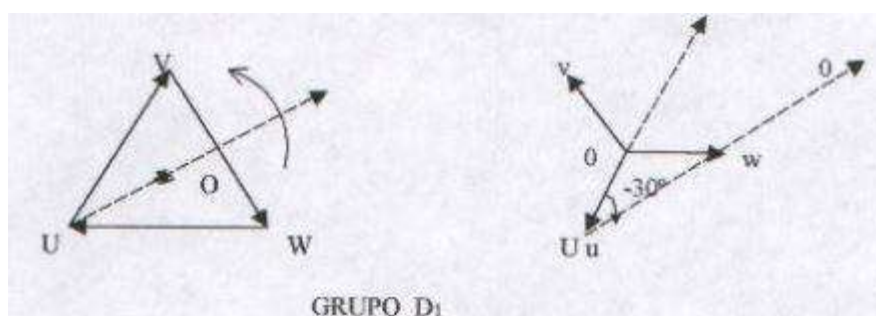


Figura 43: Grupo de conexionado D1.

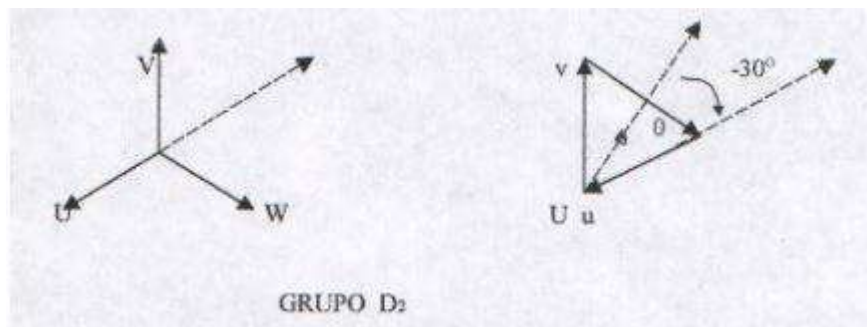


Figura 44: Grupo de conexión D2.

Como puede observarse los dos transformadores tienen el mismo desplazamiento angular y por lo tanto pueden paralelarse uniéndolos sus terminales correspondientes.

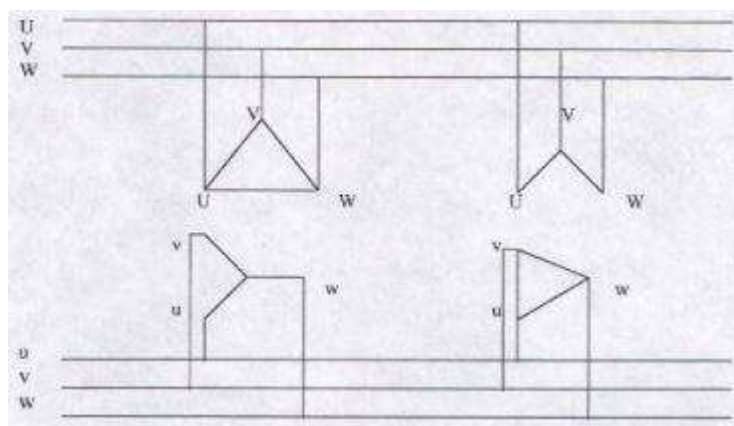


Figura 45: Conexión de terminales del mismo grupo.

De esta manera se pueden comprobar que todos los demás grupos indicados en la Figura 45 pueden ser paralelados ya que tienen los mismos desplazamientos angulares.

Mediante un análisis vectorial se puede demostrar que algunos transformadores de un grupo se pueden paralelar con los de otro grupo, aunque aparentemente no es posible su acoplamiento. Esto se realiza efectuando giros vectoriales tanto en el lado primario como en el lado secundario. [15]

3.3.7. Secuencia de fases.

Se llama secuencia de fases al orden de rotación de los vectores. Es la sucesión en el tiempo de los máximos de los parámetros eléctricos tensión o intensidad, en las tres fases de un sistema. A ella corresponde un sentido de rotación del diagrama vectorial.

Los transformadores cuya secuencia sea opuesta, es decir tengan sentido de giro de los diagramas vectoriales opuesto no pueden conectarse en paralelo, porque en un determinado instante coincidirán los vectores de tensión secundaria, aun siendo del mismo grupo de conexión, en el instante siguiente los vectores comienzan a desplazarse y aparecen diferencias de potencial entre las fases homólogas. Por ello es necesario que los transformadores tengan diagramas vectoriales que giren en igual sentido.

3.4. Circuito equivalente que presenta el acoplamiento en vacío.

Cuando se acoplan transformadores con distinta relación de transformación, a la salida de ambos existe una diferencia de tensiones que provoca que recircule corriente entre ellos, esta corriente se denomina corriente de recirculación, la cual se va a analizar a partir del circuito eléctrico equivalente que presenta el acoplamiento en vacío.

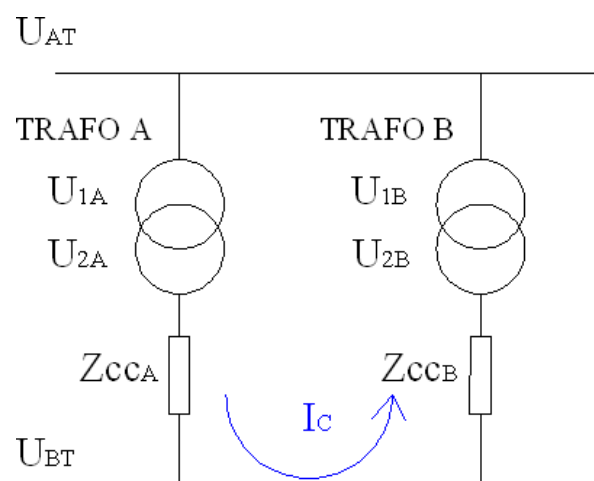


Figura 46: Esquema eléctrico equivalente de funcionamiento en vacío

Donde:

U_{AT} , tensión compuesta aplicada a la barra de mayor tensión U_{BT} , tensión compuesta en la barra de menor tensión

U_{1A} y U_{1B} , tensión en el primario de los transformadores U_{2A} y U_{2B} , tensión en el secundario de los transformadores I_c , intensidad de recirculación

$Z_{cc\ A-B}$, impedancias de cortocircuito de los transformadores.

3.5. Circuito equivalente que presenta el acoplamiento en carga.

En la siguiente figura se muestra el circuito eléctrico equivalente resultante de acoplar dos transformadores en paralelo, cuando estos están alimentando una carga.

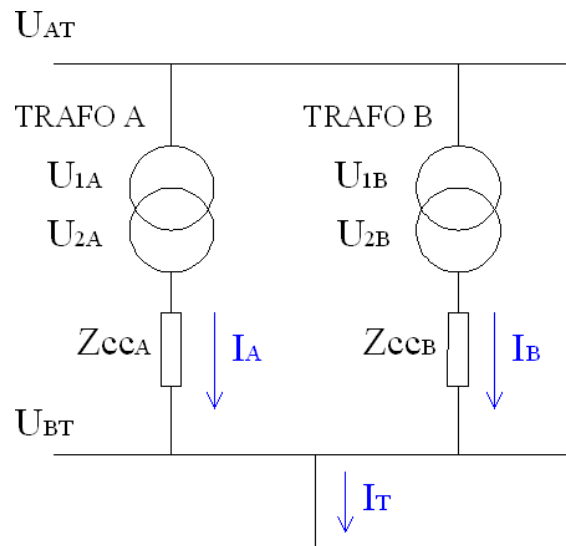


Figura 47: Esquema eléctrico equivalente de funcionamiento en carga.

Donde:

U_{AT} , tensión compuesta aplicada a la barra de mayor tensión U_{BT} , tensión compuesta en la barra de menor tensión

U_{1A} y U_{1B} , tensión en el primario de los transformadores U_{2A} y U_{2B} , tensión en el secundario de los transformadores I_T , intensidad demandada por la carga

I_{A-B} , intensidad en el arrollamiento secundario de los transformadores $Z_{cc A-B}$, impedancias de cortocircuito de los transformadores

Para conocer la corriente que circula por cada transformador, el circuito eléctrico se resolverá mediante un divisor de intensidad:

$$I_A = \frac{Z_{cc_B}}{Z_{cc_A} + Z_{cc_B}} \cdot I_T \quad I_B = \frac{Z_{cc_A}}{Z_{cc_A} + Z_{cc_B}} \cdot I_T$$

La corriente que circula por cada transformador queda en función de la corriente total demandada por la carga y de las impedancias de cortocircuito de los transformadores.

El valor de las impedancias de cortocircuito se considerará puramente reactivo, puesto que según el estudio desarrollado en el Anexo B el error cometido al realizar esta hipótesis es tan pequeño que es totalmente admisible para el estudio del acoplamiento. Cuando se tiene transformadores provistos de tomas de regulación el valor de la tensión de cortocircuito varía, se ha hecho la suposición de tomar dicho valor constante para todas las tomas. El error cometido también se estudia en el Anexo B.

La impedancia de cortocircuito vista desde el secundario se calcula como:

$$Z_{cc(2)} = \frac{\varepsilon_{cc}[\%]}{100} \cdot \frac{Un_{(2)}^2}{Sn} = \varepsilon_{cc}(p.u.) \cdot \frac{Un_{(2)}^2}{Sn}$$

Donde:

ε_{cc} , es la tensión de cortocircuito.

$Un_{(2)}$, es la tensión nominal en el secundario del transformador. Sn , es la potencia nominal del transformador.

El hecho de que existan diferencias entre los valores de las impedancias de cortocircuito de los dos transformadores provocará que exista una desigualdad en el reparto de la carga.

Esto como se verá en el Capítulo 4, donde se estudiará los distintos casos de acoplamiento posibles, supondrá un desaprovechamiento de potencia en el transformador que menos carga asuma.

Para conocer el valor de la corriente de recirculación que aparece en los transformadores, se ha resuelto el circuito equivalente aplicando una malla y refiriendo los valores al secundario. La expresión obtenida es la siguiente:

$$I_c = \frac{\frac{U_{AT}}{\sqrt{3} \cdot r_{tA}} - \frac{U_{AT}}{\sqrt{3} \cdot r_{tB}}}{Z_{ccA} + Z_{ccB}}$$

U_{AT} representa el valor de tensión en la barra de alta tensión.

La relación de transformación de un transformador se define como:

$$rt = \frac{U_{1n}}{U_{20}}$$

U_{1n} , representa la tensión aplicada en el primario del transformador. U_{20} , representa la tensión en el secundario del transformador en vacío.

Por tanto, la corriente de recirculación aparecerá cuando existan diferencias entre las relaciones de transformación de los transformadores, y los parámetros que intervienen en el cálculo de la impedancia de cortocircuito solo determinarán que el valor de dicha corriente sea más grande o más pequeño.

La relación de transformación dependerá de las tensiones nominales de los arrollamientos, tanto primario como secundario, y de las características de los cambiadores de tomas:

- Sentido del cambiador de tomas.
- Ubicación, lado de alta tensión o lado de baja tensión.
- Número de tomas.
- Margen de regulación.

La corriente de recirculación se deberá sumar o restar, dependiendo del signo, a las corrientes de los transformadores destinadas a alimentar la carga. De forma que la máquina que aporta la corriente de recirculación (menor rt) tiende a sobrecargarse y la que recibe la corriente de recirculación (mayor rt) tiende a descargarse.

CAPÍTULO 4

MÉTODOS DE COMPENSACIÓN

4.1. Método de compensación de transformadores de potencia con LTC.

Si se considera la conexión en paralelo de transformadores LTC, se tiene que los transformadores deben ser capaces de seguir regulando la tensión según el controlador que tengan, y que anulen las corrientes circulantes mediante el cambio de sus tap.

Si se usan transformadores similares, se espera que la repartición de la carga sea equitativa en ambos y que cualquier corriente circulante sea minimizada.

Como ya se ha mencionado, al conectarse transformadores en paralelo, pueden tenerse distintas condiciones que influyen en el desempeño de la conexión generando corrientes circulantes y pérdidas apreciables en el sistema. Pueden mencionarse las siguientes condiciones:

- Transformadores con las mismas características eléctricas trabajando en paralelo, ya sea alimentados de la misma fuente o de fuentes distintas. El análisis en este trabajo se enfoca en transformadores que poseen la misma fuente de alimentación.
- Transformadores con características eléctricas distintas funcionando en paralelo.
- Transformadores de respaldo que entran al sistema al haber una falla en el transformador principal o cuando la carga demande más potencia.

Para disminuir los problemas que pudieran ocasionarse en las condiciones del paralelo, existen métodos de compensación que se usan en la práctica, a forma de minimizar lo más posible las corrientes circulantes en los transformadores en paralelo, manteniendo la tensión del bus lo más constante posible.

Generalmente en la conexión siempre se encontrarán reguladores automáticos de tensión, para censar la tensión y tomar acciones de acuerdo a las mediciones

obtenidas. Los sistemas LTC se basan en mantener la tensión de salida estable, de modo que, si esta aumenta o disminuye, el transformador hará un cambio de tap, para mantener la tensión en un rango especificado. Al tener transformadores en paralelo, debe cuidarse que el cambio de tap sea 'sincronizado', es decir que se haga de forma que no se generen corrientes circulantes innecesarias.

Algunas razones que pueden causar problemas en la operación en paralelo en los transformadores podrían ser que los devanados del primario se alimenten de circuitos diferentes, o que haya una diferencia apreciable entre las impedancias de ambos transformadores, así como en sus relaciones de transformación.

Una posición diferente en los tap de los transformadores puede causar corrientes circulantes que no son deseables. En la imagen de la figura 39, puede verse una conexión de dos transformadores en paralelo conectados a distintas cargas y a distintas fuentes. A, B, C y D son interruptores que pueden hacer que el sistema se comporte de manera distinta al cerrarse o abrirse.

Con todos los interruptores cerrados, se tiene la conexión en paralelo normal con ambos transformadores alimentados desde la misma fuente y supliendo la potencia necesaria a las cargas conectadas. Se produce una corriente circulante si los transformadores no están correctamente ajustados y hay diferencias sustanciales en sus relaciones de transformación (deberá ajustarse el tap con el cambiador de tap LTC).

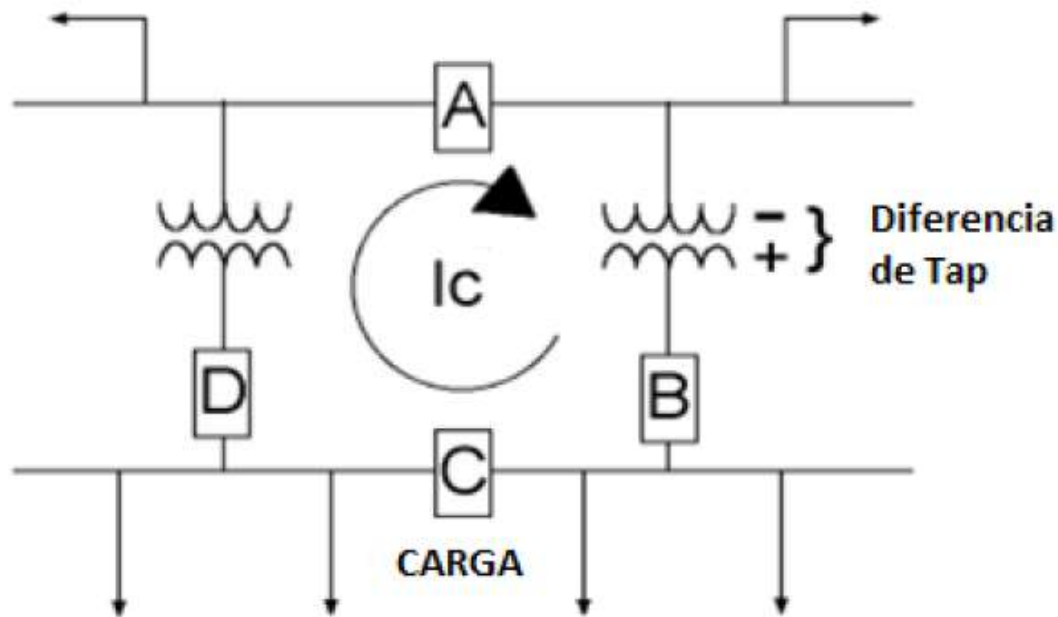


Figura 48: Corriente circulante en transformadores en paralelo.

Si el interruptor C se abriera, la conexión en paralelo ya no existe, puesto que cada transformador alimentaría a su carga de forma independiente.

Si se abriera el interruptor B, o el D, igualmente se tendría operación independiente, solo que un solo transformador manejaría todas las cargas, teniéndose una corriente del doble de la que se tenía anteriormente (suponiendo que a ambos transformadores se reparte la carga por igual). Esto debe estar considerado en el diseño, que es típico de configuraciones confiables que cumplen el criterio n-1.

Si el interruptor A se abriera, se tiene la operación en paralelo, pero con los transformadores alimentados de distintas fuentes, lo cual pudiera traer problemas en el comportamiento de la conexión puesto que la tensión en el primario puede no ser la misma, afectando la tensión del secundario y por tanto generándose tensiones diferentes que provocan la corriente circulante.

Con el objetivo de evitar problemas en la conexión en paralelo de los transformadores, debe minimizarse o eliminarse la corriente circulante, para lo que existen diferentes métodos de compensación que se plantean a continuación.

- Método maestro/seguidor (master/follower).

- Método de la corriente circulante.
- Método de la reactancia negativa.
- Método del factor de potencia.
- Método de balance de los VAR.

Para el control de tensión en transformadores LTC, se tienen transformadores de potencial y de corriente para sensar la tensión y la corriente en la línea y de esa forma tomar decisiones acerca del tap que debe de configurarse (generalmente de forma automática).

Generalmente se programa una tensión a la que se requiere que trabaje el sistema (Set point de tensión) y si un transformador LTC trabaja solo (sin conectarse a otro transformador), éste tratará de mantener el ajuste de la tensión de carga de acuerdo a los parámetros configurados. El ajuste de 'line drop compensation', o compensación de caída de línea, trata de compensar la caída de tensión que se produce en el secundario del transformador. En la imagen se muestra el principio de funcionamiento del line drop compensation o LDC.

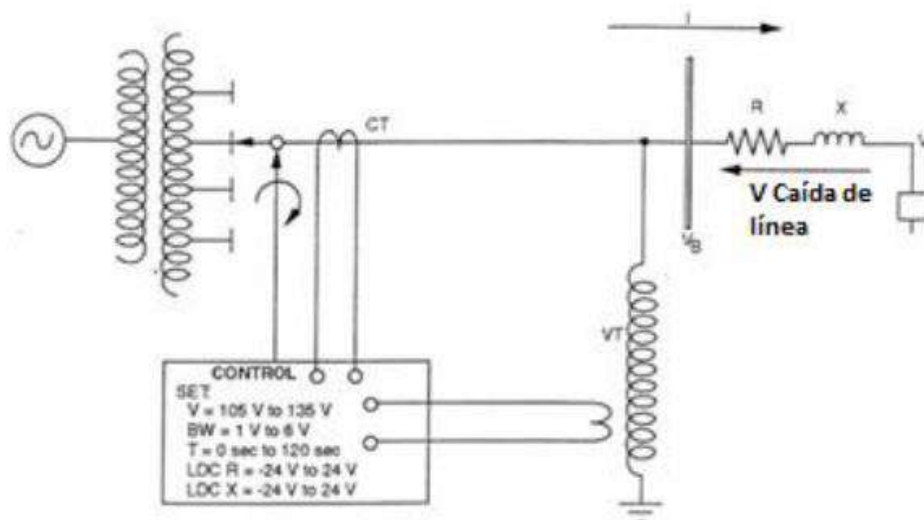


Figura 49: LDC.

La función del LDC es mantener constante la tensión en la carga según los rangos especificados en el ajuste. Calcula la caída de tensión en la línea y conociendo la

tensión del bus, realiza los cambios de tap pertinentes para compensar la caída en la línea, manteniendo así la tensión en la carga constante. Cuando se explique el método de reactancia negativa, se ampliará sobre el ajuste LDC, puesto que dicho método se base en el ajuste LDC de los transformadores.

Cuando dos o más transformadores se conectan en paralelo, lo más apropiado es que sean idénticos, o sea que tengan la misma impedancia para que la carga se reparta equitativamente y la misma relación de transformación para evitar corrientes circulantes, cuando los transformadores LTC tengan conexión al mismo tap. En la imagen se ve la conexión en paralelo de dos transformadores LTC.

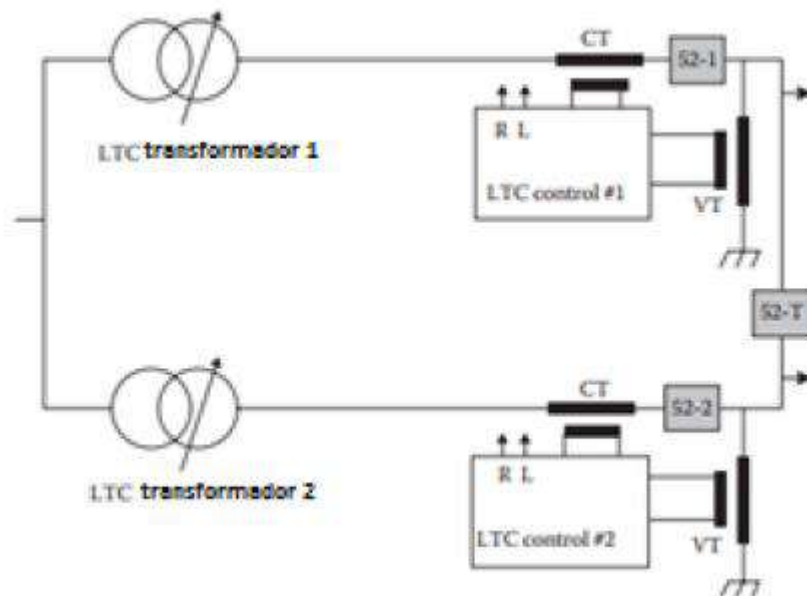


Figura 50: Controlador del LTC.

Cuando se opera con dos LTC en paralelo, lo preferible es que ambos trabajen en el mismo tap, o como mucho que tengan un tap de diferencia, puesto que se generan corrientes circulantes entre los transformadores debido a la diferencia de potencial, y por ello lo más que se permite es un tap de diferencia. Lo anterior en el supuesto que ambos tienen características similares de relación de transformación en los taps. Existen distintos métodos de control de transformadores en paralelo para minimizar las corrientes circulantes entre ellos.

Las corrientes circulantes generadas son de naturaleza reactiva en su mayoría, puesto que las impedancias del transformador son mayormente reactivas (tanto que

la parte resistiva generalmente se desprecia en los análisis de transformadores). Cuando se cambia el tap de un LTC operando en paralelo, cambia el flujo de potencia reactiva kVAR en forma significativa.

Ya que el flujo de potencia real no cambia con la operación de los LTC, el hecho de controlar el valor de la potencia real no tiene mayor relevancia para el control de la conexión en paralelo de los LTC, como lo tiene el flujo de kVAR.

Los diferentes métodos de compensación de la conexión en paralelo encuentran su aplicación dependiendo de las condiciones o requisitos de operación.

4.1.1. Maestro-seguidor (Master-Follower)

A nivel mundial, es el método más utilizado. Cuando se considera necesario que todos los transformadores trabajen en el mismo tap, se hace uso de éste método en el que se establece un transformador como referencia y se hace que todos los controladores sigan al controlador de referencia, manteniendo todos, la misma posición en el tap. Se escoge un equipo como el master, y si este realiza un cambio de tap, los demás que son los seguidores, imitarán el movimiento del master.

Este método funciona cuando los transformadores en paralelo tienen las mismas características, pues al operar en el mismo tap, no hay diferencias de tensión y entonces no existirán corrientes circulantes. Se requiere entonces que los transformadores en paralelo tengan el mismo número de taps, así como en el tamaño del tap (por el voltaje de paso). Si hay diferencias en los bobinados (distinta relación de transformación por cada tap), se tendrá una corriente circulante en todo momento de la operación.

El método necesita de un esquema de realimentación, de forma que el master no pueda cambiar de posición nuevamente hasta que no se confirme que el cambio anterior haya sido completado en los seguidores. El esquema de realimentación tiende a ser bastante complicado y por tanto pudieran tenerse operaciones erróneas.

Si se conectan transformadores de capacidad diferente, debe considerarse que el voltaje sin carga sea el mismo en ambos transformadores. Algo importante en estos casos es que los voltajes de cortocircuito no difieran en más del 10%.

Entonces, básicamente un regulador debe seleccionarse como master y normalmente estará en modo automático, mientras que los demás serán los seguidores, configurados como tales para que solamente sigan los cambios del maestro.

El método puede trabajar con dos modalidades dependiendo de cómo actúen los seguidores. Una es el seguimiento físico del tap; o sea que si el master se mueve un tap hacia arriba, los seguidores harán lo mismo exactamente luego de cierto tiempo o como hayan sido programados. En ese caso el master debe notificar a los seguidores la posición de tap en que se encuentra.

La otra modalidad es el seguimiento de órdenes; el master puede dar órdenes a los seguidores de subir o bajar un tap directamente. Deben estar correctamente sincronizados desde un principio, ya que, si se tienen diferencias de tap entre los transformadores conectados, siempre habrá corriente circulante que afectará la operación.

Si en un principio, las posiciones de tap de los transformadores en paralelo no son las mismas se tendrá una operación inadecuada, puesto que las diferencias de tap se mantendrán durante todo el funcionamiento del sistema, ocasionando corrientes circulantes permanentes. También pudiera suceder que un regulador se desconectara por algún fallo y entonces se 'pierda' de una o más de las órdenes del master y al conectarse de nuevo, tendría ese desfase de órdenes no cumplidas, haciendo que el sistema no trabaje correctamente.

Generalmente para evitar inconvenientes, cada regulador seguidor compara el tap en que se encuentra con el tap del master, y si hay alguna diferencia esta debe encontrarse dentro del rango determinado (normalmente se acepta una diferencia de una posición de tap). Si la diferencia es mayor, tratarán de ajustar los tap de modo que la diferencia se encuentre en el rango determinado.

Se requiere de un sistema de realimentación y control realmente complejo para la implementación de este método, si se desea que funcione correctamente. Debe haber comunicación constante entre el master y sus seguidores. Los seguidores deben saber qué regulador es el master y la posición de tap en que se encuentra, así como también deben notificar que han cumplido la orden que fue dada por el master. Debe tomarse en cuenta:

- Conexión de transformadores a barras y topología de las mismas. Debe conocerse el estado de los interruptores y seccionadores del sistema para saber qué transformador está conectado a qué barra y la barra a que se encuentra conectado el master. Si la información no es consistente (por ejemplo, si el master no está conectado o está conectado a más de una barra), el sistema se bloquea.
- Deben intercambiarse señales de bloqueo. En casos de fallos o inconsistencias, los reguladores deben enviar una señal de bloqueo a los demás, con el objetivo de bloquear el sistema. Generalmente sucede en casos en que el master tiene una posición de tap muy diferente a la de los seguidores (diferencia que sobrepase el rango admitido) o si el master es desconectado del sistema.

En el mercado hay fabricantes que ofrecen equipo específico disponible comercialmente para la implementación de éste método que como se ha visto requiere de un sistema de control bastante complejo y a prueba de errores. Normalmente en la implementación de este y cualquier método se requieren protocolos de comunicación ya sea por cable o inalámbricos para poder tener todo controlado correctamente y evitar así daños u operaciones indeseadas en el sistema [8] [9] [10].

4.1.2. Corriente Circulante.

Es uno de los métodos más utilizados. Lo ideal es que los transformadores a conectar tengan características muy similares de modo que ambos se repartan equitativamente la carga. Cuando uno de los transformadores hace un cambio de tap, se tendrán diferencias de potencial y por tanto una corriente circulante. La

corriente circulante polarizará el control del LTC de forma que los tap en los transformadores se cambien minimizando la corriente circulante (en transformadores de iguales características como debe ser, deben trabajar en el mismo tap).

Se necesita un elemento adicional por cada transformador, éste es el balanceador. El propósito del balanceador es separar la corriente censada en corriente debida a la carga y corriente circulante en el transformador. Ambas señales de corriente se transmiten al controlador. En ambos controladores las corrientes circulantes serán de polaridad distinta, y entonces ambas polarizan al controlador de voltaje de forma distinta haciendo que la corriente en atraso haga que el tap cambie a uno más bajo y la corriente en adelanto cambie el tap a uno más alto y entonces se llega un punto en que ambos se compensan eliminando así la corriente circulante.

Este método funciona bien cuando las características de la corriente circulante son reactivas y el flujo de potencia es de kVAR, pues la corriente circulante haría que los controladores realicen el cambio de tap de forma de anular el flujo de kVAR. Si hubiera también flujo de kW, este no puede ser corregido cambiando los tap del transformador.

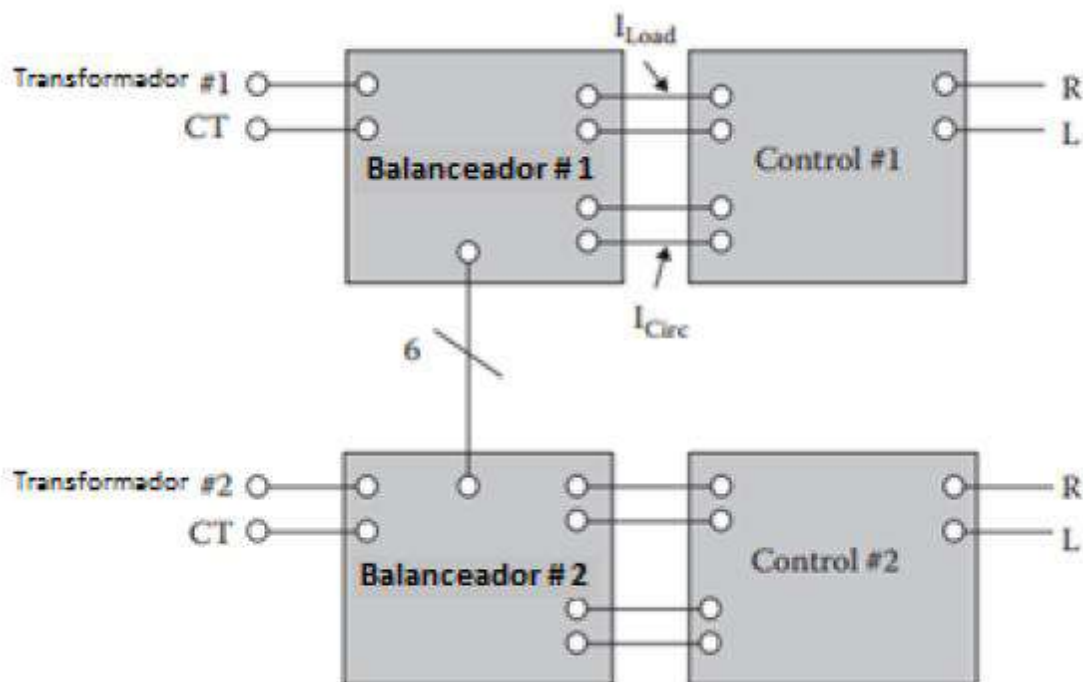


Figura 51: Ejemplo de controlador y balanceador en método de corriente circulante.

Para entender mejor este método, es necesario revisar de nuevo la operación en paralelo de los transformadores, primero más fácilmente considerando dos transformadores exactamente iguales conectados en paralelo. Normalmente solo se toma en cuenta la reactancia X del transformador puesto que la relación X/R es muy grande implicando que la resistencia R es despreciable. La corriente circulante siempre estará en atraso 90° respecto a la fase de la diferencia de tensiones del secundario y por tanto es una corriente reactiva.

Si los transformadores se encuentran en un tap distinto, entonces tendrán una tensión diferente en el secundario, lo que provocará una corriente circulante entre ellos.

$$I_{circulante} = \frac{U_{1s} - U_{2s}}{Z_{T1} + Z_{T2}}$$

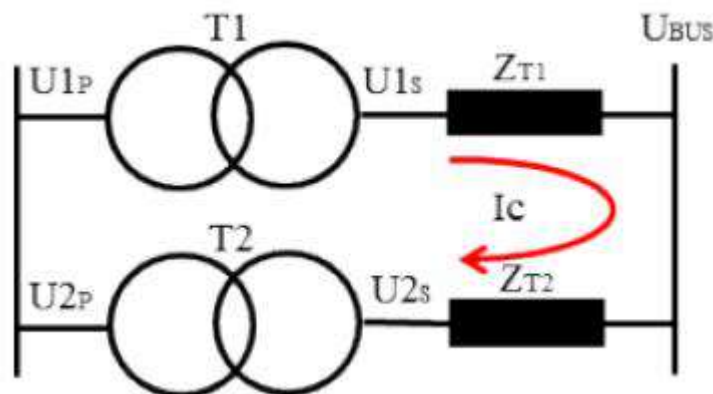


Figura 52: Corriente circulante.

U1p y U2p representan las tensiones en el primario de los transformadores T1 y T2. U1a y U2s representan las tensiones en el secundario de los mismos. ZT1 y ZT2 son sus impedancias nominales, Ic la corriente circulante y Ubus la tensión de la barra que debe ser constante. Si el tap de T1 es mayor que el de T2, así también la tensión en T1 será mayor y la corriente circulante irá de T1 a T2. El método se basa en medir las corrientes circulantes en los transformadores, y en este caso en T1 la corriente circulante será positiva y el controlador del método hará que se mueva el tap a una posición más baja; y para T2, la corriente circulante será negativa lo que hará que se incremente el tap en el mismo.

Que un tap sea mayor quiere decir que provoca una tensión mayor en su secundario. Entonces cuando se dice que un tap se mueva a una posición más alta significa que su relación de transformación será más pequeña.

Si la relación de transformación de los equipos es distinta, aunque estuvieran en el mismo tap, siempre se tendrán corrientes circulantes debido a sus diferencias en los parámetros. El método de la corriente circulante, ajustará los tap en los equipos, de modo que se reduzca la corriente circulante entre los transformadores, teniendo una mejor distribución de la potencia reactiva.

Algunas situaciones a tener en cuenta si se quiere implementar este método son los siguientes:

- La conexión de los transformadores a las barras y la topología de las mismas. Esto es importante porque permite al regulador automático operar en el método de corriente circulante para saber qué transformadores están en paralelo.
- Si un regulador deja de funcionar o se bloquea, todos los reguladores del sistema en paralelo deben bloquearse.
- Si un regulador trabaja de modo manual, los demás (en automático) deben adaptarse al funcionamiento del que se encuentra en modo manual.

Para evitar que el tap se cambie de forma simultánea en varios transformadores, debe seleccionarse un transformador como 'tap-first' (que haga el cambio de tap primero). El regulador debe enviar una señal a los demás para informar que está haciendo el cambio, y los demás no deben tomar ninguna acción hasta que no se complete el cambio en el primero. Si hay más de dos transformadores, los demás cambiarán el tap en un orden determinado y no simultáneamente.

El método implementado se basa en algunos equipos y principios específicos, entre los que se pueden mencionar:

- Circuito balanceador. Este dispositivo sirve para obtener la componente reactiva de la corriente, es decir la corriente circulante entre los

transformadores. Es necesario tener uno en cada transformador conectado en paralelo.

- Sobre los transformadores de corriente. Se basa en un principio de funcionamiento de los transformadores de corriente, y es que al tener los secundarios de dos transformadores de corriente en serie (misma corriente en el secundario), la corriente en el primario también será la misma, siempre que tengan la misma relación de transformación.

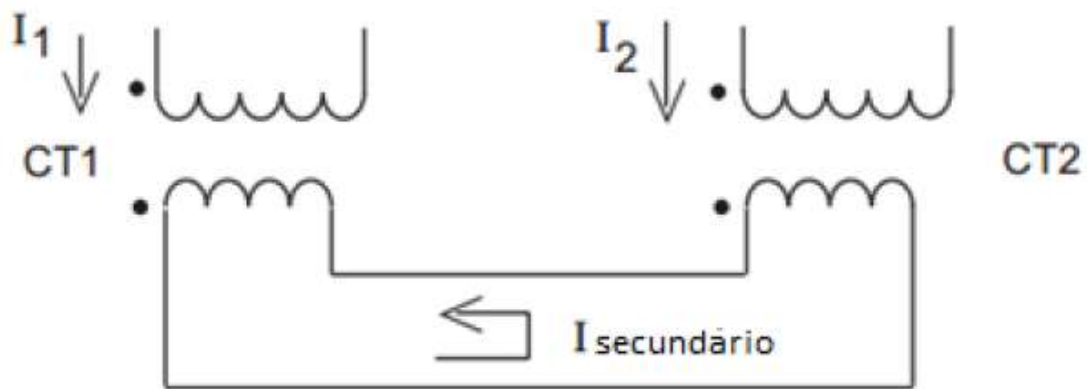


Figura 53: Secundarios de TCs en serie.

Una primera aproximación de forma bastante básica sobre la implementación del método de corriente circulante para dos transformadores puede verse a continuación:

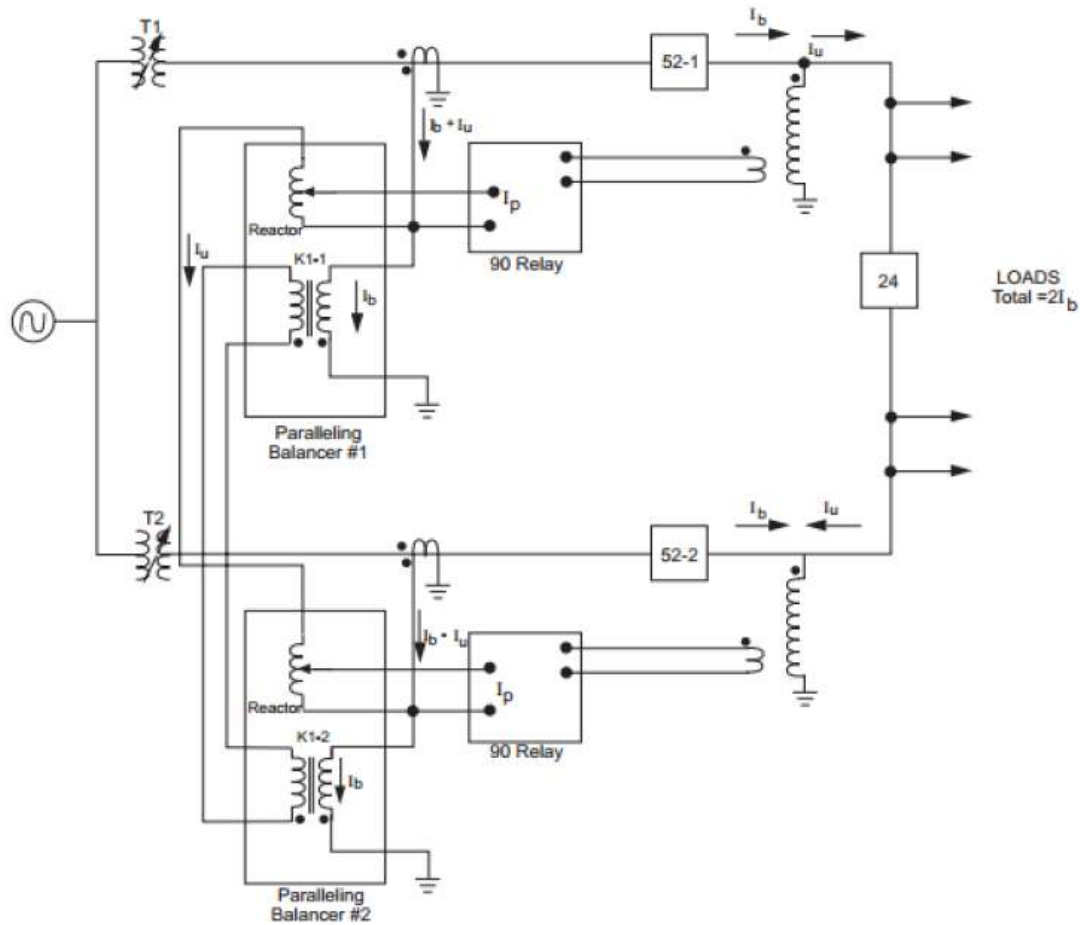
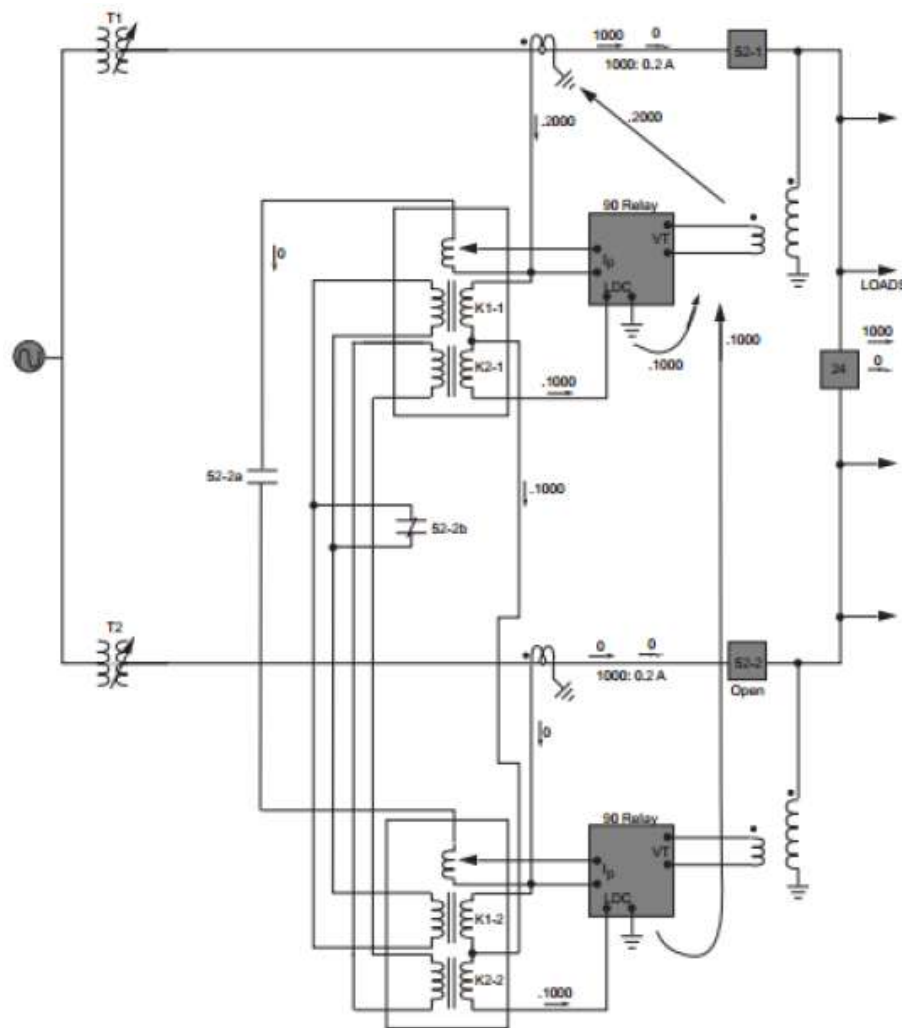


Figura 54: Ejemplo simplificado de método de corriente circulante.

El circuito completo es muy complejo, incluyendo el control de caída de tensión LDC para mantener siempre una tensión adecuada en el sistema, así como protecciones adecuadas por si un transformador saliera de servicio. Para implementarlo se requiere de equipo específico que se encuentra disponible comercialmente.

La inclusión del control de LDC es importante pues debe tenerse control sobre el nivel de tensión que se manejará en los secundarios dependiendo de la demanda que se tenga en la carga. Para ello el circuito balanceador requiere de otra conexión de transformadores de corriente con el secundario en serie, esto con el objetivo de tener valores adecuados en caso que un transformador saliera de servicio, pues la corriente para LDC interpretaría mal los resultados causando resultados erróneos en la tensión del secundario.



Si se desea conectar más transformadores, la cantidad de equipo a utilizar debe incrementarse pues se requiere de un dispositivo por cada transformador conectado en paralelo, sin mencionar transformadores de corriente y relés auxiliares que sirven por motivos de protección del sistema en caso de situaciones específicas.

Es común que se tengan transformadores de distinto fabricante o distinto año de fabricación que tengan valores nominales de placa significativamente diferentes entre sí, más que todo respecto a potencia nominal e impedancia. Es posible que se decida conectar en paralelo transformadores de ese tipo para evitar gastos en un nuevo transformador que sea idéntico a uno de los que se tiene.

En este caso los transformadores no deberán cargarse con la misma potencia cada uno, sino que debe procurarse que se carguen de manera proporcional a su propia potencia. Esto se da cuando las impedancias son numéricamente iguales expresándolas en la base de la potencia que cada uno proporcionará.

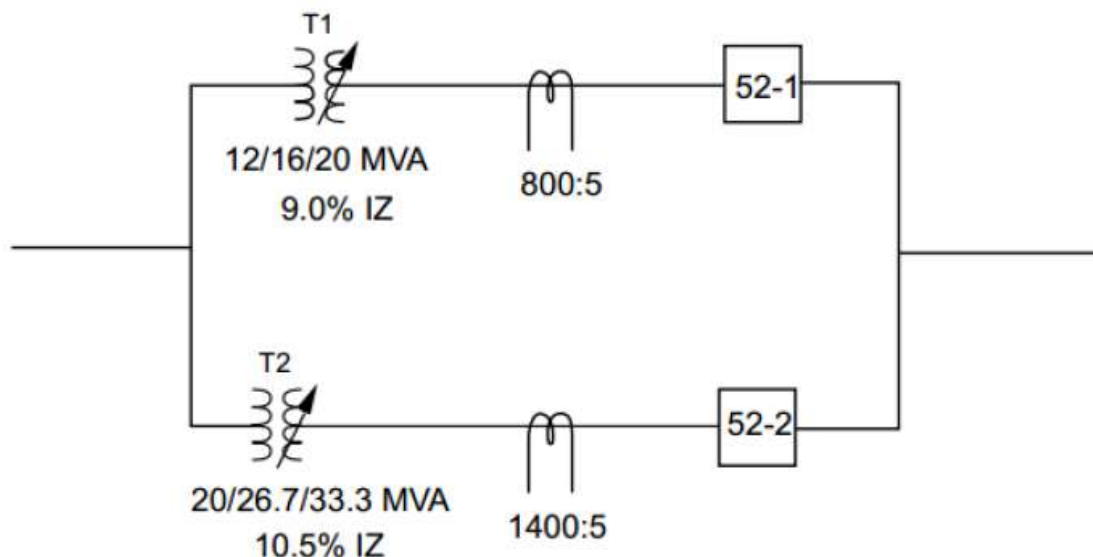


Figura 56: Conexión en paralelo con distinta potencia nominal e impedancia, mostrando los transformadores de corriente.

Las impedancias de los transformadores siempre se expresan a la base de la potencia que entregan con enfriamiento natural (para el caso de la figura, en T1 la impedancia está a la base de 12MVA y en T2, la base es 20MVA) [11].

4.1.3. Reactancia reactiva.

Era el método más utilizado hace 50 años. Hace uso de los ajustes de LDC del transformador, haciendo que el valor de la reactancia X (un ajuste de LDC) sea negativo. El ajuste de dicho valor, junto al valor de R de la configuración de LDC se hacía en base a prueba y error. El método se basa en el principio de que la corriente circulante en transformadores en paralelo, debido a diferente conexión de tap es mayormente reactiva. Como el método hace uso del LDC, cabe mencionar que hay dos formas de usar el ajuste LDC, una es LDC-Z (compensación general) con la cual se compensa la magnitud de la corriente. Está también LDC-R&X que se usa para compensar magnitud y fase. Con el método se aprovecha la capacidad de usar un valor negativo en el setpoint de reactancia en el LDC.

Es recomendable que el factor de potencia en la subestación sea cercano a uno, puesto que de lo contrario pueden tenerse caídas de tensión en el secundario del paralelo debido al ajuste realizado de X negativa en la configuración de LDC.

La mayor ventaja de este método es que no requiere de intercomunicación entre los controladores, si no que cada uno es completamente independiente de los demás. Todos los controladores de LTC fabricados bajo el estándar IEEE C57.15 están en la capacidad de usar este método pues están provistos de lo necesario para el ajuste de la reactancia negativa en el LDC usándolo en la conexión en paralelo de transformadores.

El método de la reactancia negativa hace uso del ajuste LDC-R&X tomando en cuenta sólo la caída en la reactancia. Normalmente lo que se hace es colocar un valor negativo en el ajuste X y hacer que el ajuste de R sea cero.

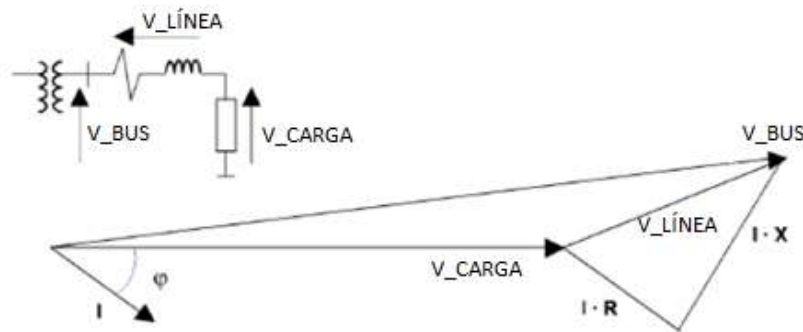


Figura 57: Método de reactancia negativa.

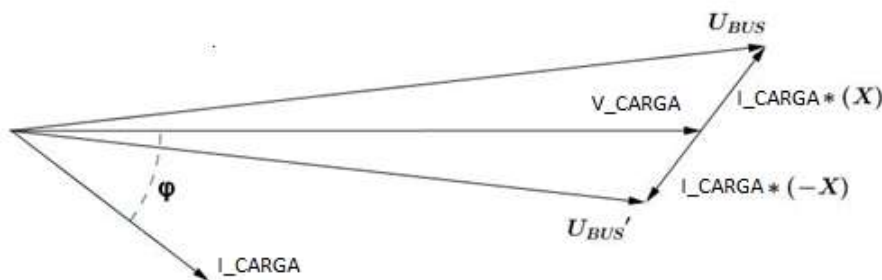


Figura 58: Efectos de reactancia negativa en tensión del bus.

Con una reactancia positiva, la magnitud del voltaje del bus deberá ser mayor, mientras que con una reactancia negativa la tensión requerida en el bus será menor a la tensión de la carga.

Al existir una corriente circulante en los transformadores en paralelo, fluyendo por ejemplo de T1 a T2 se provoca que la corriente I_1 sea mayor que I_2 así como un desfase entre ellas. Si se considera la caída de tensión debida a la reactancia negativa, entonces puede verse que la tensión del bus para T1, resulta ser menor que para T2. Debido a la diferencia existente en la tensión de bus, hará que en el siguiente cambio de tap se disminuya la corriente circulante queriendo igualar las tensiones de bus de ambos transformadores [9].

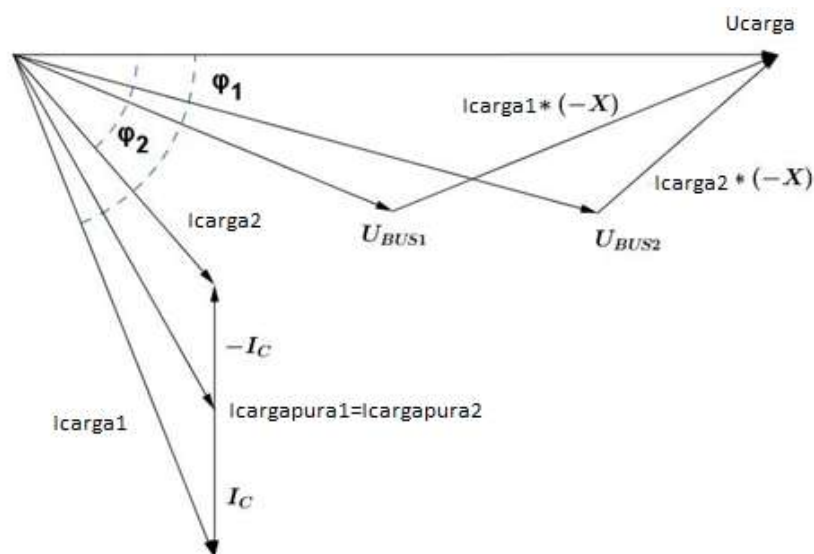


Figura 59: Diferencia en tensiones que llevará a un cambio de tap disminuyendo la corriente circulante.

4.1.4. Factor de Potencia.

Según el método del factor de potencia, se tendrá una mejor operación en los transformadores en paralelo, si todos mantienen el mismo factor de potencia. Se basa en que puede conocerse la presencia de una corriente circulante, si se tiene el factor de potencia de la corriente en cada transformador.

Con cargas altamente reactivas el factor de potencia será más en atraso, mientras que, con cargas con menos reactivos, el factor de potencia será menos atrasado. El método trata de mantener el mismo factor de potencia en todos los transformadores. Es un método aplicable cuando se conectan en paralelo transformadores de distinta capacidad. Una ventaja es que no es necesario medir la corriente, pues el factor de potencia es independiente de la magnitud de la corriente.

El controlador trata de mantener los ángulos iguales independientemente de la cantidad de carga que tome cada transformador.

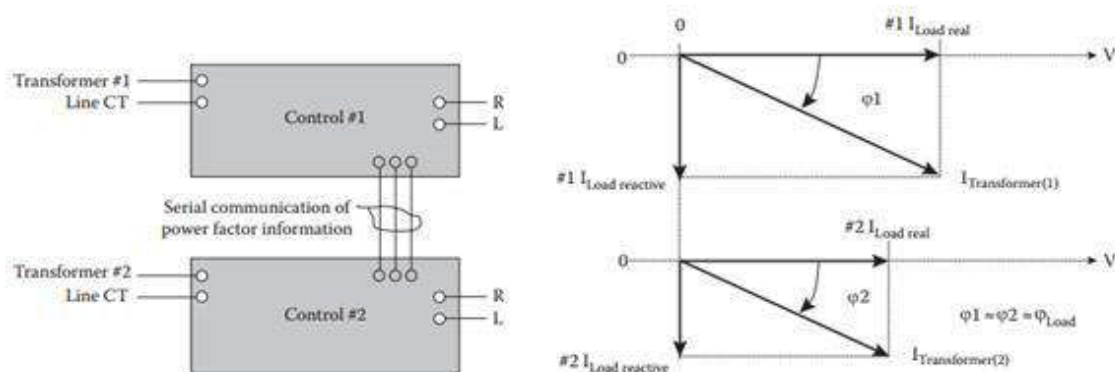


Figura 60: Método del factor de potencia.

Al controlador de este método le importan los ángulos ϕ_1 y ϕ_2 . Cuando el controlador identifica que es necesario disminuir el nivel de tensión, lo hará disminuyendo una posición de tap (incrementando su relación de transformación) en el transformador con un factor de potencia más en atraso y viceversa.

Con este método, no se necesita hacer que el controlador opere, si no que impide que un controlador trabaje en la dirección equivocada de acuerdo al factor de potencia. Si se tienen más de dos transformadores en paralelo, aplicar el método resulta un poco complicado pues los controladores deben estar conectados en un arreglo tipo 'daisy chain'. Al conectar transformadores de distinta capacidad, con este método el transformador con la menor impedancia tendrá una mayor carga de kW y por tanto mayor carga de VAR.

En resumen, el método de factor de potencia mide el ángulo del factor de potencia de los transformadores conectados para saber cuál está más atrasado, o adelantado respecto a los demás. Si se requiere cambiar un tap debido a que es necesario subir o disminuir el nivel de tensión del bus, entonces aumenta un tap al transformador con factor de potencia más adelantado, o disminuye un tap al transformador con factor de potencia más atrasado dependiendo del requerimiento de tensión. De esa forma, en algún punto las corrientes circulantes se verán minimizadas manteniendo el mismo factor de potencia en todos los transformadores del arreglo [12] [13].

4.1.5. Balance de VAR.

Este método es útil cuando los transformadores en paralelo se alimentan de fuentes distintas. Bajo dicha condición los métodos anteriores no se comportarían de forma adecuada. Se hace mención del método porque es importante conocerlo, pero el presente estudio se basa en casos en que los transformadores estén conectados a la misma fuente de alimentación.

Se basa en el principio que los transformadores en paralelo deben compartir los mismos kVAR de carga, así como los kW de carga. Con el cambio de taps, no se afecta el flujo de kW si no que solamente el de kVAR, por ello el método considera que debe mantenerse el mismo flujo de kVAR en los transformadores, sin prestar atención al flujo de kW. Es un método útil en el caso que los transformadores en paralelo tengan una alimentación proveniente de circuitos diferentes.

Cabe destacar que los transformadores de corriente utilizados, deben guardar relación con la potencia de los transformadores. Si los transformadores son de la misma capacidad no se requiere ningún ajuste, pero si por ejemplo un transformador es del doble de capacidad que el otro (si solo hay dos transformadores en paralelo), los transformadores de corriente deben tener una relación de transformación diferente en un factor de 2. Con ello se compensarían los VAR medidos en los transformadores.

Este método opera de forma similar al de reactancia negativa, pero no tiene el problema de caída de voltaje de dicho método en la operación normal del LDC [14].

4.2. Resumen de Método.

Como métodos relevantes de la investigación se tienen el método de corriente circulante, el de maestro-seguidor, y el método de la reactancia negativa. Se tiene a modo de resumen un cuadro en que se exponen sus ventajas o desventajas y algunas necesidades específicas de cada método.

Método.	Información requerida.	Desventajas.	Funcionamiento.
Corriente Circulante	-Conexión a barras y topología de las mismas. - Señales de bloqueo de controladores. -Medida de la corriente circulante. -Información de secuencia de funcionamiento.	-Necesita equipo adicional como un balanceador. - Se necesita un dispositivo de control por cada transformador en paralelo.	-Más utilizado a nivel mundial. -Ajusta los taps de acuerdo a la corriente circulante con el fin de minimizarla.
Master-Follower.	-Conexión a barras y topología de las mismas. -Conexión y tap del master. -Señales de bloqueo de controladores. - Comandos para aumentar o disminuir tap.	-Requiere un sistema de realimentación complicado. -Si el sistema de control falla, el sistema deja de funcionar. - Los transformadores deben ser casi idénticos. - Las posiciones de tap en un inicio deben ser las mismas o estar sincronizadas.	-Los seguidores siguen los movimientos del master o las órdenes del master minimizando la corriente circulante.
Reactancia Negativa.	-Disponibilidad de usar LDC. - No requiere conocimiento adicional.	-Normalmente se usa como solución de emergencia. -La tensión de la línea se ve disminuida por la acción de la reactancia negativa.	-Era el método preferido hace más de 50 años. -No requiere un método de comunicación. -Todo LTC fabricado bajo estándar IEEE C57.15 puede hacer uso de éste método.

Tabla 3:Pequeño cuadro resumen de los métodos de compensación más importantes.

4.3. Introducción al software de análisis de flujo de carga ANAREDE.

El programa informático ANAREDE (Análisis de redes eléctricas) es el más utilizado en Brasil y Paraguay para el análisis de sistemas de energía en estado estacionario o régimen permanente. Reúne el flujo de energía, el equivalente de red, el análisis de contingencia, el análisis de voltaje y sensibilidad de flujo, y los programas de análisis de seguridad de voltaje.

Su potente interfaz gráfica, combinada con los programas FormCepel (que combinan datos de entrada y resultados que se pueden filtrar para seleccionar extractos de interés) y EditCepel (editor de texto personalizado), lo hacen simple y rápido de usar. La versión integrada de SAGE (Open Power Management System) se utiliza para la operación en tiempo real.

Los archivos de datos de red para usar en ANAREDE están disponibles para su descarga en la Web en los sitios web de algunas entidades de la industria.

Entre los principales usuarios de ANAREDE se encuentran: entidades sectoriales, como el Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS) y la Compañía de Investigación Energética (EPE); Ministerio de Minas y Energía (MME); Empresas de Eletrobras; Empresas paraguaya encargada de la generación en parte, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica ANDE; principales consumidores industriales; productores independientes; universidades (versiones académicas) [16].

4.4. Introducción al software de análisis de fallas y 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". [17]

5. RESUMEN EJECUTIVO

CAPITULO 5

5.1. Descripción del trabajo

En el presente trabajo de final de grado se realizó el estudio y análisis técnico de la operación en paralelo de los transformadores de potencia de 220/23 kV 41,67 MVA de la Estación San Estanislao de la ANDE, a través de softwares de simulación proveídas por esa institución, buscando con ello evitar la ocurrencia de daños permanentes en dichos equipos, por sobrecarga o eventos de corto circuito.

5.1.1. Métodos y Técnicas Utilizadas

Los Métodos y técnicas empleadas en este proyecto para el cumplimiento y desarrollo de los objetivos planteados se llevaron a cabo mediante las siguientes fases:

Fase I: Relevamiento y recolección de datos.

Se procedió a la adquisición de datos sobre las condiciones actuales de paralelismo, los eventos, fallas y fuera de servicio (FS) de los transformadores de potencia de la Estación San Estanislao, para ese fin se realizó una visita técnica a dicho local, abarcando tanto el patio de maniobras como la sala de mando del mismo, estas informaciones fueron enriquecidas por el personal operador encargado de monitorear y registrar en el libro de actas de la institución ANDE como así también con Técnicos e Ingenieros encargados del área correspondiente de la institución.

Fase II: Estudio de métodos y técnicas de paralelismo.

En este capítulo se anunció todas las condiciones necesarias que fueron expuestas en el marco teórico, en este caso particular, la conexión fue satisfactoria. Seguidamente se analizaron específicamente las condiciones actuales de conexión, se procedió al cálculo matemático sobre distribución de carga según los datos de placas.

Fase III: Análisis de comportamiento de demanda límite y corto circuito.

En esta fase se realizó la revisión de los datos de placas de cada transformador, obtenidos en fases anteriores, y se realizaron los cálculos teóricos de operación en paralelo de los transformadores. Además de eso, se utilizaron los softwares llamados ANAREDE [16] y ANAFAS [17] para simular y modelar la operación paralela con demanda límite de potencia, así como el corto circuito en las barras de los transformadores, considerando varios parámetros que a su vez fueron modificados en cuanto a la barra de 220 kV, bancos capacitores, demanda, etc. Al final de las pruebas se obtuvo un campo de datos que luego fueron estudiados en la fase siguiente.

Fase IV: Elaboración de hoja de cálculo de demanda de transformadores.

En esta fase se elaboró una herramienta de cálculo para determinar las cargas de cada transformador, con el fin de poder anticipar la demanda. Todos estos análisis fueron elaborados en la hoja de cálculo del software Excel, el mismo es de fácil acceso, ya que se contó con una PC personal que contiene esta herramienta. La misma queda a disposición de la empresa ANDE y de la facultad para su uso.

Fase V: Evaluación de mejores condiciones operativas.

En esta fase se evaluó la mejor condición de operación para los transformadores, de entre las tres alternativas de soluciones que fueron expuestas mediante un cuadro de comparación. En esta fase también se costearon cada una de las soluciones posibles.

Fase VI: Elaboración del presupuesto de la alternativa seleccionada

Esta última fase consistió en una elaboración de presupuesto de la mejor condición de operación seleccionada, teniendo en cuenta todos los detalles que involucran a esta alternativa

5.1. Justificación

La razón por la que operan los transformadores en paralelo es por el crecimiento de la carga; cuando ésta supera la potencia del transformador instalado se suele optar por disponer otra unidad en paralelo con la existente para evitar gastos en un nuevo

transformador de mayor potencia. Es común que se tengan transformadores de distintos fabricantes o distintos años de fabricación que tenga valores nominales de placa significativamente diferentes entre sí, más que todo respecto a la impedancia de cortocircuito.

Es por eso la importancia de realizar este estudio ante el incremento de la tasa de crecimiento de la demanda de la Estación Eléctrica de San Estanislao ES-SES, considerando que uno de los transformadores puede estar sometido a una sobrecarga y expuesto a corrientes mayores debido a la diferencia de impedancia de cortocircuito entre los equipos.

Con la realización de este proyecto de fin de grado se pudo obtener una solución que permitirá mejorar las condiciones operativas y prevenir fallas y/o sobrecargas e inconvenientes de los transformadores de potencia para así garantizar el óptimo funcionamiento de los mismos y la eficiencia del servicio en la localidad.

5.2. Finalidad del proyecto

Con este proyecto se busca evaluar la operación actual en paralelo de los transformadores de potencia mediante simulaciones en software y proponer una alternativa que pueda mejorar las condiciones operativas de los transformadores de potencia de la estación eléctrica San Estanislao.

5.3. Metas

La meta del presente trabajo de fin de grado es analizar todas las condiciones operativas del acople en paralelo de los transformadores 220/23 kV de la Estación SES, tanto de condiciones de sobrecarga como de corto circuito utilizando software para el efecto, empleando tres alternativas de solución realizando un cuadro comparativo de tal modo a determinar la mejor alternativa de condiciones operativas que se adapte a la realidad y a su viabilidad técnico-económico.

5.4. Objetivos

5.4.1. Objetivos generales

Analizar condiciones operativas en paralelo de los transformadores de potencia de 220/23 Kv 41,67MVA y proponer mejoras para la Estación Eléctrica San Estanislao Dpto. San Pedro. ES-SES.

5.4.2. Objetivos específicos

- Relevar datos del estado actual, eventos y fallas de los transformadores de potencias.
- Estudiar los métodos y técnicas operáticas de paralelismo de transformadores de potencia.
- Analizar los comportamientos ante demanda y evento de corto circuito operando en paralelo a través de cálculos y simulaciones en software.
- Elaborar una herramienta de cálculo para la determinación de cargas porcentuales de demanda por cada transformador.
- Evaluar aspectos técnicos y económicos de las mejores condiciones operativas de los transformadores.

5.5. Beneficiarios

Uno de los principales beneficiarios serán los usuarios, ya que mediante este estudio se podrá determinar la efectividad del servicio para prevenir cortes indeseados. El otro beneficiario también es la ANDE, debido a que se podrá evidenciar el análisis de la operación de los transformadores de potencia ante sobrecarga y evento de corto circuito para prevenir pérdidas y mejorar la continuidad y calidad en el servicio de la estación eléctrica San Estanislao, de tal modo de poder servir como ejemplo a otras Estaciones en donde se ejecuten las mismas prácticas de paralelismo de transformadores de potencia.

5.6. Producto

El producto del presente proyecto de fin de grado es el resultado de los análisis y simulaciones de demanda límite de potencia y evento de corto circuito de los

Jhonny Rodrigo Aguilar Barrios

transformadores de potencia y la evaluación de las mejores condiciones operativas para ES-SES de la ANDE.

5.7. Localización física y cobertura espacial

La Estación San Estanislao de la ANDE (ES-SES) está ubicada en el departamento de San Pedro, compañía Tacuara de la ciudad de San Estanislao; de donde proviene su nombre, distante a 151 km de la capital del país. En las siguientes imágenes pueden apreciarse su ubicación física [4].

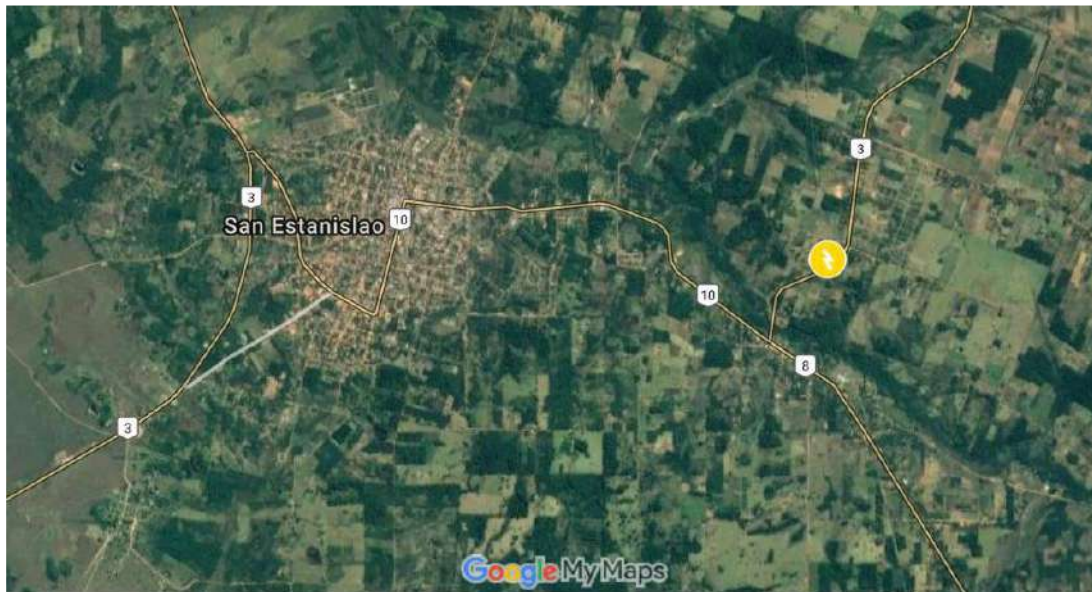


Figura 61: Vista satelital de la ES-SES



Figura 62: Vista ampliada de la ES-SES

Las mismas se encuentran actualmente con dos transformadores de potencia en servicio mediante un interruptor de acople 52-80 en forma paralela abasteciendo a 6 alimentadores que alimentan entre otros a las ciudades de Santaní, Calle 6000, Guayaibi, Yryvykua, 25 de diciembre, Takuara y Ñatí u guasu.

5.8. Especificaciones de actividades y tareas realizadas

Para la realización del PFG se realizando 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.
- Simulación de sobrecarga nominal de los transformadores y variando el tap.
- Simulación de sobrecarga nominal de variando los bancos de capacitores.
- 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.
- Costeo de mejora de propuesta.

5.9. Recursos necesarios.

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

5.9.1. Recursos humanos

Este proyecto final de grado fue elaborado por el alumno proyectista de la Facultad de Ciencias y Tecnologías – UNCA carrera de Ingeniería en Electricidad, con el apoyo del Asistente de proyecto final de grado, Ingeniero tutor Sebastián Espínola, Ingeniero co tutor Elisandro Rodríguez y personales técnicos correspondientes al Departamento de Estudios Eléctricos de la ANDE.

5.9.2. Recursos materiales

Computadora avanzada (notebook).	(Propia)
Calculadora hp 50g.	(Propia)
Software para la simulación.	(ANDE)
Software para elaboración de cálculos (Excel).	(Propia)
Agenda.	(Propia)
Medio de transporte	(Oviedo – Asunción)

5.10. Factibilidad técnica

Realizando los estudios y análisis se encontró que la mejor alternativa es la implementación de un intercambio de transformadores de potencia entre la ES-SES y otra aledaña, la ES-COV, en donde existe un transformador compatible para el paralelismo con uno de los transformadores de aquella. De esta forma se pudo lograr un aumento de la potencia absorbida en paralelo, conjuntamente con la mejora de distribución de la carga como también de la corriente de cortocircuito, dando la confiabilidad a la Estación SES a fin de un mejor aprovechamiento de la potencia instalada.

La factibilidad técnica se logra al utilizar la misma infraestructura existente, tales como los equipos de transformación, protección del patio de maniobras en 220 kV, así como por la disponibilidad de profesionales técnicos capacitados para la realización de los trabajos.

5.11. Factibilidad económica.

Para la factibilidad económica se tuvieron en cuenta el costo total de desmontaje y traslado de los equipos, costo de instalación y montaje, del mismo modo el costo de la configuración y su puesta en marcha.

5.11.1. Costos de intercambio de transformador entre las Estaciones SES y COV.

Para la elaboración del presupuesto se tuvo en cuenta el costo del desmontaje, traslado, tratamiento, montaje y su puesta en marcha los transformadores entre las Estaciones SES y COV. Esta maniobra se plantea realizar durante los periodos de

baja demanda, por lo general suelen ser los meses de junio, julio y agosto, ya que la temperatura desciende drásticamente y técnicamente cumplen con cada aspecto de acoplamiento en paralelo de los transformadores por lo que es viable.

Estos costos pertenecen a la planilla de costeo del Departamento de Mantenimiento de Potencia y Departamento de Proyecto. En base a estos números podemos definir que la maniobra de cambio de transformadores de potencia es también viable económicamente, los datos son detallados en el apéndice B.

En la siguiente tabla 4 se muestra el costeo del intercambio de transformadores entre las Estaciones SES y COV. Los detalles de los cálculos para el costeo se muestran en los apéndices B.1, B.2, B.3, B.4 y B.5.

Concepto	Unidad	Costo Unitario en Gs.	Costo Total en Gs.
Desmontaje de equipo	2	32.133.000	64.266.000
Transporte de Transformadores de Potencia 220/23 kV 41,67 MVA.	192 km Oviedo – Santani (Ida y vuelta)	130.770 p/ Km	50.215.680
Tratamiento de aceite	2	43.029.000	86.058.000
Montaje del equipo	2	51.903.000	103.806.000
Calibración y puesta en marcha	2	15.543.000	31.086.000
Sub-Total en Gs.			335.431.680
Imprevisto 10%			33.543.168
Total en Gs.			368.974.848

Tabla 4: Presupuesto del proyecto

Vemos así que el costo total de los trabajos para el intercambio de equipos asciende a la suma de Gs 368.974.848.

5.11.2. Costos ganancia de energía operando en paralelo con el intercambio de transformadores entre la ES SES y COV.

Para poder estimar el costo de la ganancia de energía se recurrió a los resultados de las simulaciones desarrollados en el Capítulo 6 del presente trabajo, los cuales arrojaron un aumento de potencia combinada de 10 MW. Solo se tuvieron en cuenta el costo de la categoría residencial ya que ocupa un mayor porcentaje de consumo en la zona.

En la siguiente tabla 5 se puede observar el costo de la energía ganada operando al límite según los datos obtenidos en los análisis y simulaciones del diseño de ingeniería. Se tuvieron en cuenta como promedio anual 10 picos de una duración de 5 horas que son reflejados en temporada alta en verano.

COSTO DE GANANCIA DE ENERGIA.					
Categoría	Pico anual	Tiempo de pico (hs)	Potencia ganada (kW)	Guaraníes por (kW/h)	Total en guaraníes
Residencial	15	4	10.000	435	261.000.000
TOTAL GANANCIA					261.000.000

Tabla 5: Costo de ganancia por año.

Comparando las tablas 4 y 5 se puede constatar que existe una pérdida más de 100 millones de guaraníes para el primer año, no obstante, para el siguiente año se verá la ganancia con la implementación de la alternativa propuesta, lo cual confirma la viabilidad económica de la misma.

6. INGENIERÍA DE DISEÑO

CAPÍTULO VI

6.1. Relevamiento y recolección de datos.

Para iniciar, sin dudas la clave para el desarrollo del presente proyecto es la adquisición de datos sobre las condiciones actuales de paralelismo, así recabar también los eventos, falla y fuera de servicio (FS) específicamente de los transformadores de potencia de la Estación San Estanislao, para ese fin se realizó una visita técnica a dicho local, abarcando tanto el patio de maniobras como la sala de mando del mismo, estas informaciones serán enriquecidas por el personal operador que es encargado de monitorear y registrar en el libro de acta de la institución como así también con Técnicos e Ingenieros encargada de área correspondiente de la institución ANDE.

6.1.1. Verificación de equipos y transformadores existentes en el patio de la Estación.

Al realizar el recorrido del patio de maniobras se determinó las condiciones de conexión de esta manera durante el desarrollo del trabajo se pudo visualizar los datos de placas de los transformadores de potencias. En la siguiente figura 63 se observa el patio de maniobras de 220kV y el lugar geográfico que ocupa los equipos transformadores de potencia.

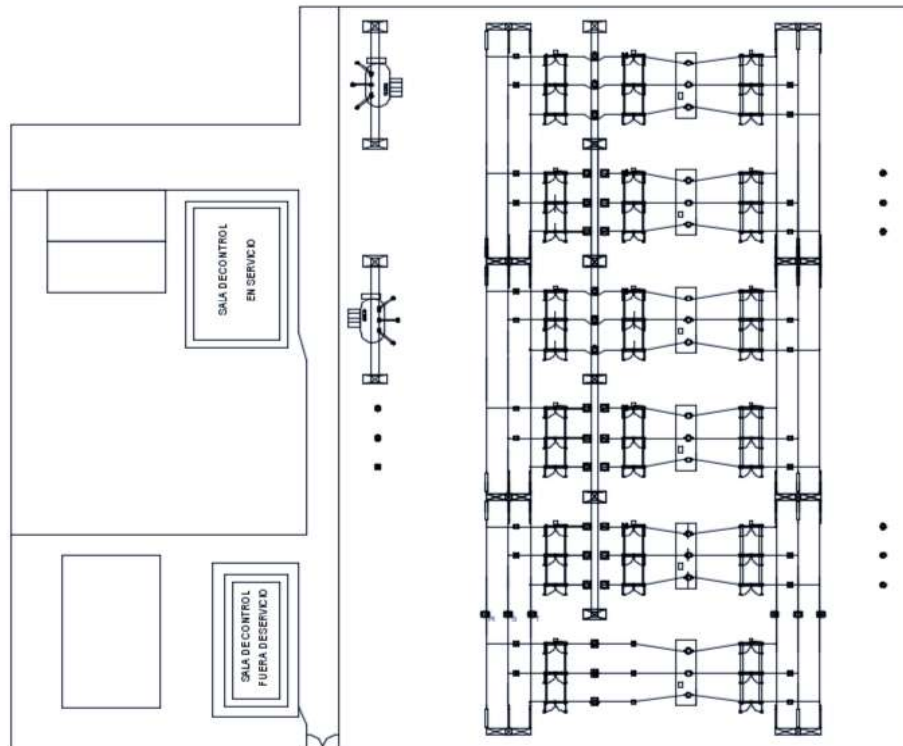


Figura 63: Patio de 220 kV. ES-SES

En las siguientes tablas se presentan las principales características técnicas de equipos tales como: interruptores, seccionadores y transformadores de potencias [4].

Equipo	Interruptor en Gas SF6 para 220 kV
Marca	ALSTOM
Cantidad	3 polos
Tensión nominal	245 kV
Corriente nominal	2000 A
Capacidad de interrupción simétrico	40 kA
Tensión al impulso tipo rayo BIL	1050 kV
Frecuencia	50 Hz
Norma	IEC 62271-100

Tabla 6: Características técnicas del equipo de maniobra.

Equipo	Interruptor en Gas SF6 para 220 kV
Marca	ALSTOM
Cantidad	12 polos
Tensión nominal	245 kV

Corriente nominal	1250 A
Capacidad de interrupción simétrico	40 kA
Tensión al impulso tipo rayo BIL	1050 kV
Frecuencia	50 Hz
Norma	IEC 62271-100

Tabla 7: Características técnicas de equipo.

Equipo	Interruptor en Gas SF6 para 220 kV
Marca	Nuova Magrini Galileo
Cantidad	3 polos
Tensión nominal	245 kV
Corriente nominal	2000 A
Capacidad de interrupción simétrico	31.5 kA
Tensión al impulso tipo rayo BIL	1050 kV
Frecuencia	50 Hz
Norma	IEC 56

Tabla 8: Características técnicas de equipo maniobra.

Equipo	Seccionador tripolar para 220 kV
Marca	ALSTOM
Tipo	A dos columnas con apertura central
Cantidad	3 polos
Tensión nominal	245 kV
Corriente nominal	1250 A
Capacidad de interrupción simétrico	31.5 kA
Tensión al impulso de tipo rayo BIL	1050 kV.
Frecuencia	50 Hz
Norma	IEC 62271-102

Tabla 9: Características técnicas de equipo maniobra.

Equipo	Transformador de potencia 220/23 kV
Marca	MITSUBISHI ELECTRIC CORP.
Potencia Nominal ONAF2	41.67 MVA
Cantidad de fases	3

Tensión nominal en alta tensión	220 kV
Corriente nominal en alta tensión	109 A
Tensión nominal en baja tensión	23 kV
Corriente nominal en baja tensión	1046 A
Tensión al impulso tipo rayo BIL	900 kV
Frecuencia	50 Hz
Impedancia de c.c. base (25 MVA)	8,35 %

Tabla 10: Características técnicas de TR-01

Equipo	Transformador de potencia 220/23 kV
Marca	WEG
Potencia Nominal ONAF2	41.67 MVA
Cantidad de fases	3
Tensión nominal en alta tensión	220 kV
Corriente nominal en alta tensión	109 A
Tensión nominal en baja tensión	23 kV
Corriente nominal en baja tensión	1046 A
Tensión al impulso tipo rayo BIL	900 kV
Frecuencia	50 Hz
Impedancia de c.c. base (41.67 MVA)	9.94 %

Tabla 11: Características técnicas de TR-02

6.1.2. Relevación de condición actual.

La Estación Eléctrica de San Estanislao (ES-SES) se encuentra sobre la Ruta 3 Gral. Elizardo Aquino a 1,3km. del cruce Takuara de la Ciudad de Santaní, disponiendo de 6 alimentadores, que proveen de energía eléctrica a las ciudades de Santaní, Calle 6000, Guayaibi, Yryvykua, 25 de diciembre, Takuara y Ñatiúguas, entre otras.

La Estación cuenta una configuración de barra principal y con transferencia como de muestra en la figura 64, así también se detallan las posiciones del patio de 220 kV, una línea de transmisión proveniente de la Estación de Carayao (ES-CYO) y dos líneas de salida del mismo nivel de tensión; una a Estación Itacurubi del Rosario (ES-IRO) y otra a la Estación de Horqueta (ES-HOR) respectivamente, dos posiciones para los transformadores de potencia de 41,6 MVA cada uno.

A continuación, se observa el diagrama mímico del patio de 220 kV de la ES-SES [4].

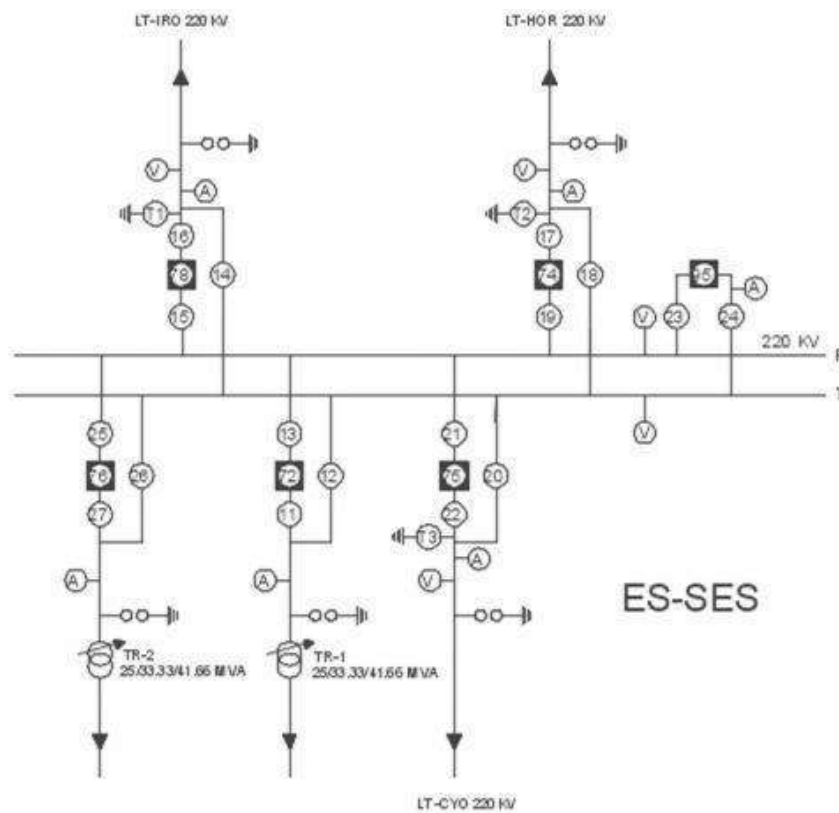


Figura 64: Diagrama mímico del patio de 220 kV de la ES-SES

Los transformadores de las siguientes características que se observa en la tabla 9 y 10 más arriba, operan de forma paralela desde septiembre del año 2016 ya que en años anteriores la potencia demandada adsorbía casi el 90% de la nominal de un equipo, por lo que la empresa encargada del suministro eléctrico se vio obligado

a aumentar la potencia instalada.



Figura 65: Esquema unifilar de la ES-SES, sala de control.

6.1.2.1. Relevamiento de cargas, eventos, fuera de servicios.

Para el relevamiento de datos se realizaron visitas al local, recabando datos del libro de actas (con correspondiente el permiso del personal encargado de turno).

Fueron recabados datos correspondientes a los periodos estivales (noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo), ya que, son los meses que presentan mayor exigencia al local. En la tabla 12 se observan dichos detalles (Despacho Regional Centro DRC).

Año 2016/17	Potencia consumida en MW		
	TR-01	TR-02	Total
Noviembre	11	15,2	26,2
Diciembre	11,9	16,4	38,3
Enero	17,5	21,5	39
Febrero	18,4	23	41,4
Marzo	12,9	16,6	28,5
Año 2017/18	TR-01	TR-02	Total
Noviembre	12,3	14,2	26,5

Diciembre	11,5	17,2	28,7
Enero	12,4	17,3	29,7
Febrero	14	19,4	33,4
Marzo	13	17,6	30,6

Año 2018/19	TR-01	TR-02	Total
Noviembre	12,8	17,5	30,3
Diciembre	13	18	31
Enero	17	19	35
Febrero	18	21,6	39,6
Marzo	13	18	31
Año 2019/20	TR-01	TR-02	Total
Noviembre	15	20	35
Diciembre	17,3	20,3	37,6
Enero	19,5	23,7	42,2
Febrero	20,5	24,3	44,8
Marzo	18	21,7	39,7

Tabla 12: Demanda en MW operando en paralelo 2016 – 2020.

Según registros, en condiciones de operación en paralelo de los transformadores, existe diferencias en la potencia absorbida por cada equipo, esto es, consecuencia de la diferencia de impedancias, el TR-02 absorbe mayor potencia con respecto al TR-01.

Se observa que el crecimiento de la demanda aumenta al pasar los años, esto va en consonancia con el aumento de 8% en el consumo de la energía eléctrica durante los últimos años, según informe emitido por el Departamento de Despacho de Carga (ANDE).

Asumiendo que la carga de los transformadores se incrementa a la esa tasa anual de crecimiento, se observará (figura 66) que uno de los transformadores operará a valores en el orden de su potencia nominal a partir del año 2026.

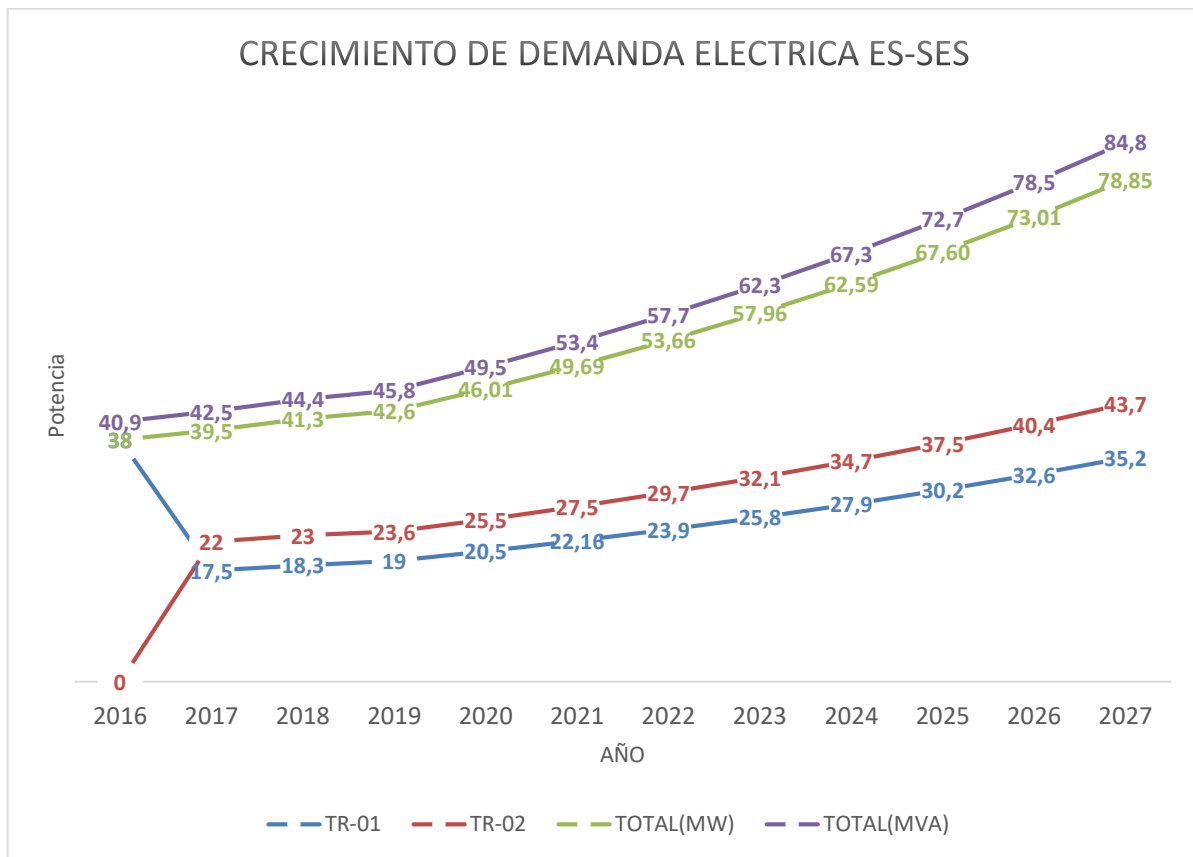


Figura 66: Crecimiento vegetativo de la demanda anual.

6.2. Estudio de métodos y técnicas de paralelismo de transformadores.

En las Estaciones Eléctricas, con frecuencia es necesario conectar bancos de transformadores en paralelo. Sin embargo, es conocido que para que ninguno de los componentes del nuevo banco se sobrecargue con su correspondiente calentamiento y envejecimiento prematuro, es conveniente seguir ciertos lineamientos con respecto de las características de cada transformador. 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 conexión, cálculos matemáticos sobre distribución de carga según los datos de placas.

6.2.1. Tipos de conexión de los transformadores de la ES-SES.

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 sí 0° . Por su parte, el terciario con la principal de mitigar amortiguar los efectos de armónicos, no alimenta carga.

6.3. Análisis de comportamiento ante demanda y evento de corto circuito.

Para la realización de los análisis y simulaciones se utilizaron los softwares llamados ANAREDE [16] y ANAFAS [17] para simular y modelar la operación paralela como también corto circuito en las barras de los transformadores, cuyas funcionalidades están expuestas en Capítulo 4 del marco teórico

Al final de estas pruebas con los simuladores se obtendrán un campo de datos que luego serán estudiados en la fase siguiente.

6.3.1. Datos de placas de los transformadores de Potencia de ES-SES.

La Estación cuenta con dos transformadores de distintas marcas que fueron detalladas en la tabla 10 y 11.

En la figura 67 y figura 68 se muestra los datos de placa de los transformadores de potencia.



Figura 67: Placa de datos del TR-01 Mitsubishi.

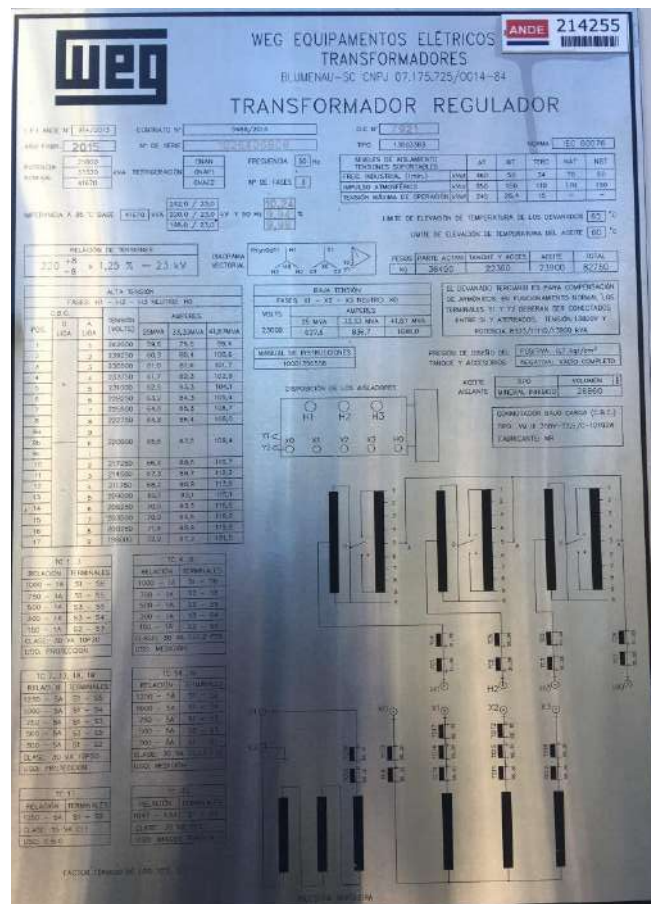


Figura 68: Placa de datos del TR-02 WEG.

6.3.2. Cálculo de impedancia de corto circuito base.

El primer transformador denominado TR-01 se encuentra en servicio desde su puesta en marcha de la ES-SES, sus datos están descriptos en la tabla 10;

Datos TR-01

- Tensiones primaria, secundaria y terciaria: 220/23/3,7 kV.
- Tipo de conexión: Yy0 - d11.
- Impedancia de corto: 8,35% con base 25 MVA

Aplicando la fórmula de impedancia de base,

$$Z_{AB(100MVA)}: 8,35 \times \frac{100 \text{ MVA}}{25 \text{ MVA}}$$

$$Z_{AB(100MVA)}: 33,4\%$$

El segundo transformador denominado TR-02 su puesta en marcha se llevó a cabo en septiembre del 2016, sus datos están descriptos en la tabla 11;

Datos TR-02

- Tensiones primaria, secundaria y terciaria: 220/23/3,7 kV.
- Tipo de conexión: Yy0 - d11.
- Impedancia de corto: 9,94% con base 41,67 MVA

Aplicando la fórmula de impedancia de base,

$$Z_{AB(100MVA)}: 9,94 \times \frac{100 \text{ MVA}}{41,67 \text{ MVA}}$$

$$Z_{AB(100MVA)}: 23,85\%$$

Obteniendo este resultado ya se puede observar la variación de impedancias, motivo por el cual los transformadores de la ES-SES conducen diferentes potencias (cuando operan en paralelo).

Estos resultados también serán tomados en cuenta para otros cálculos más adelante.

6.3.3. Incorporación de parámetros para la simulación.

Las simulaciones se concentraron básicamente en las barras de la ES-SES, 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 (Vθ), **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**,

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

En la siguiente figura 69 se observa la carga de datos para los modelados de análisis que abarca el proyecto.

```

16 ICMV .5 APAS 90. CPAR 70.
17 99999
18 (
19 (
20 ASIGNACION DE UN TITULO AL CASO
21 (
22 TITU
23 TR PARALE
24 DCMT
25 (----- Comentarios -----)
26 27 de julio de 1979
27 99999
28 (
29 DBAR
30 (Num)OETGb( nome )G1( V) ( A) ( Pg) ( Qg) ( Qn) ( Qm) (Bc ) ( P1) ( Q1) ( Sh)Are(Vf)M(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10)
31 (42001 L2 KPTE B1 220 K1010 1021095
32 42001 L2 KESQ AT 220 K1000 1021095
33 42007 L0 KSES AT 220 K1000-21. 1021065
34 42407 L0 HSES BT 23 H1000-21. 70.0 25.40 24 1021091
35 99999
36 DLIN
37 (De )d O d(Pa )NoEP ( R% ) ( X% ) (Mvar) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bc ) (Cn) (Ce)Ns (Cq) (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10)
38 42001 42007 1 .061 .43 1.896 590 590 590
39 (
40 (De )d O d(Pa )NoEP ( R% ) ( X% ) (Mvar) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bc ) (Cn) (Ce)Ns (Cq) (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10)
41 42007 42407 1 33.48 0.9750.9750.975 41.6 42 42
42 42007 42407 2 23.89 0.9620.9620.962 41.6 42 42
43 99999
44 DGLT
45 (G (Vmn) (Vmx) (Vme) (Vmx)
46 ( E .9 1.1 .9 1.1
47 ( F .9 1.1 .9 1.1
48 R .95 1.06 .95 1.06
49 ( I .95 1.045 .95 1.045
50 H 1. 1.05 1. 1.05
51 99999
52 DARE

```

Figura 69: Carga de datos en EditCepel.

Una vez cargado los datos en modelado en ANAREDE, el análisis queda de la siguiente forma como se observa en la figura 70.

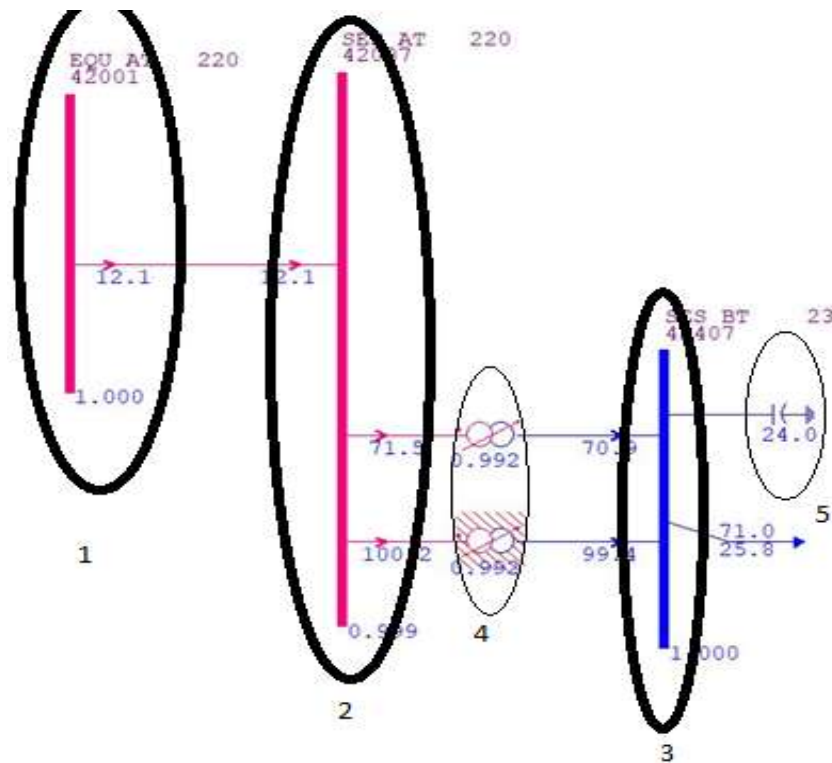


Figura 70: Modelado en ANAREDE ES-SES.

El círculo 1 indica la equivalencia del SIN en un valor de 1 PU, esto incluye generación, transmisión y la distancia de la barra anterior, el círculo 2 indica la barra principal de 220kV de la ES-SES, el círculo 3 indica la barra en el lado de 23Kv, en el círculo 4 nos muestra los transformadores conectados de forma paralela y por último el círculo 5 los bancos de capacitores.

Todos estos datos luego serán modificando de acuerdo a la necesidad que se requiera los análisis en el desarrollo de esta fase.

6.3.4. Modelado con carga variando banco de capacitores.

Para todos los análisis y modelados se tomará la carga máxima que pueden entregar los transformadores de potencia en MVA de la ES-SES, así también, se asumirá el 18% como carga reactiva MVAR.

En el apéndice A se muestra con detalles la captura de pantalla de ANAREDE para cada caso.

6.3.4.1. Tensión de fuente con valor de 1 pu.

Primeramente, para este caso se tendrá en cuenta que la tensión de fuente estará en el valor de 1pu es decir a 220kV, por otro lado, los bancos de capacitores serán colocados en los valores de 0Mvar,12Mvar y 24Mvar, así como muestra en la figura 71 que las cargas máximas varían.

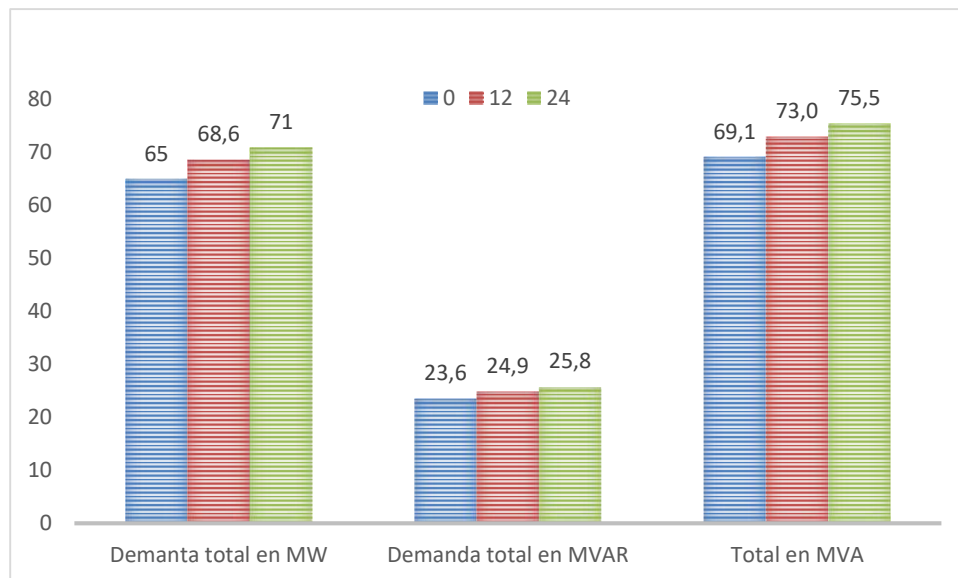


Figura 71: Valor de fuente en 1pu.

Para el mejor de los casos se puede observar que la potencia mutua solo llegaría a 75,5 Mva de los 83,34 Mva de la potencia instalada en la estación para este caso. Esto representa tan solo un 90,6% de energía aprovechable.

En la tabla 13 se detallan la capacidad por cada transformador para este caso.

Prueba de casos de sobrecarga de trafos						
Tensión (pu)	Banco de cap. (Mvar)	Demanda total en MW	Demanda total en Mvar	Total en MVA	TR 01 %	TR 02 %
1.00	0	65	23,6	69,1	71,80%	100%
	12	68,6	24,9	73,0	71,40%	100%
	24	71	25,8	75,5	71,40%	100%

Tabla 13: Valor de fuente 1pu

6.3.4.2. Tensión de fuente con valor de 0,95pu.

Para este caso se tendrá en cuenta que la tensión de fuente estará en el valor de 0,95pu es decir a 209 kV, por otro lado, los bancos de capacitores serán colocados en los valores de 0Mvar, 12Mvar y 24Mvar, así como muestra en la figura 72 que las cargas máximas varían.

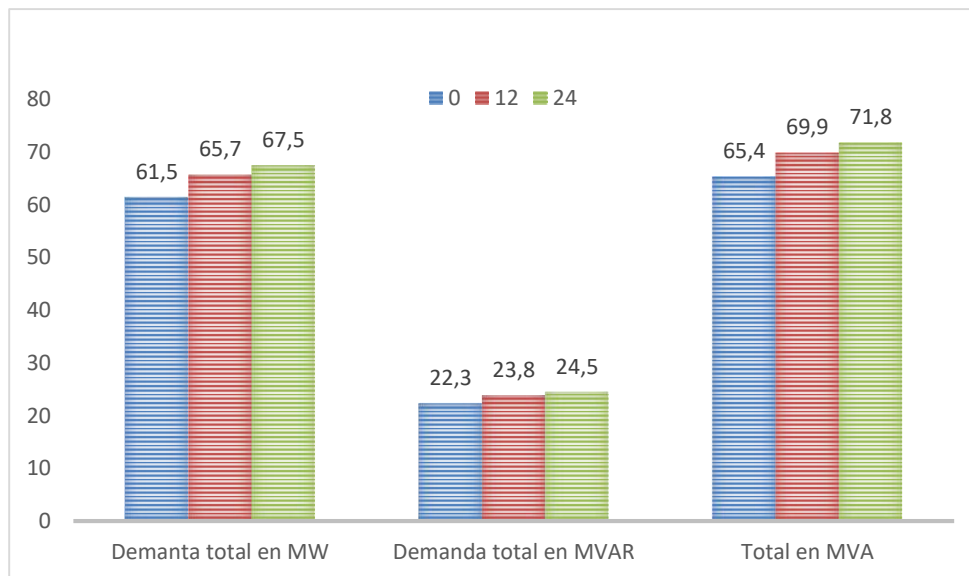


Figura 72: Valor en fuente de 0.95pu

Para el mejor de los casos se puede observar que la potencia mutua solo llegaría a 71,8 MVA de los 83,34 MVA de la potencia instalada en la estación para este caso. Esto representa tan solo un 86,1% de energía aprovechable.

En tabla 14 se detallan la capacidad por cada transformador para este caso.

Prueba de casos de sobrecarga de trafos						
Tensión (pu)	Banco de cap. (Mvar)	Demanda total en MW	Demanda total en Mvar	Total en MVA	TR 01 %	TR 02 %
0.95	0	61,5	22,3	65,4	71,30%	100%
	12	65,7	23,8	69,9	71,50%	100%
	24	67,5	24,5	71,8	71,40%	100%

Tabla 14: Valor en fuente 0,95pu.

6.3.4.3. Tensión de fuente con valor de 1,05pu.

Por último, para este caso se tendrá en cuenta que la tensión de fuente estará en el valor de 1,05pu es decir a 231 kV, por otro lado, los bancos de capacitores serán colocados en los valores de 0 MVAR, 12 MVAR y 24 MVAR, así como muestra en la figura 73 que las cargas máximas varían.

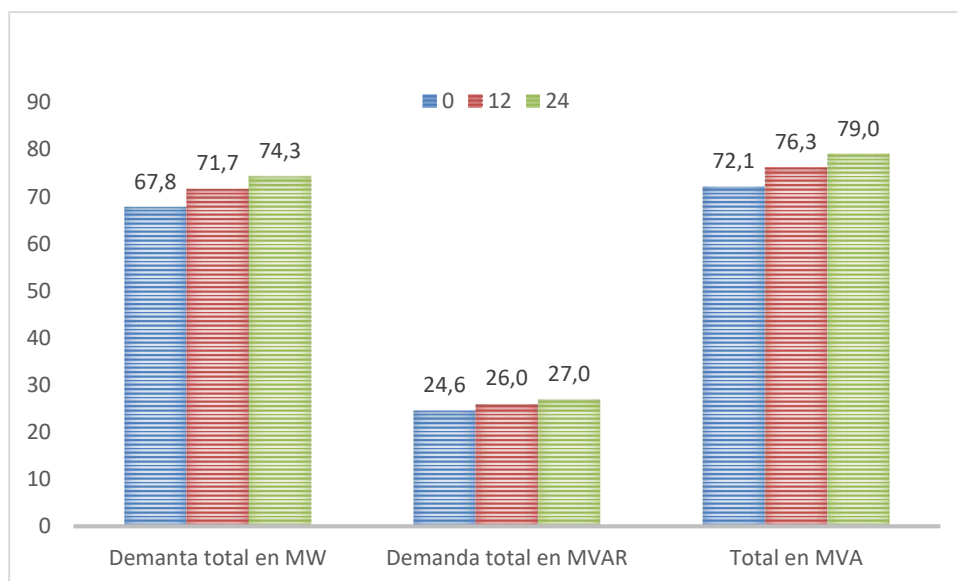


Figura 73: Valor en fuente de 1.05Pu.

Para el mejor de los casos se puede observar que la potencia mutua solo llegaría a 79,0 MVA de los 83,34 MVA de la potencia instalada en la estación para este caso. Esto representa tan solo un 94,8% de energía aprovechable.

En tabla 15 la se detallan la capacidad por cada transformador para este caso.

Prueba de casos de sobrecarga de trafos						
Tensión (pu)	Banco de cap. (Mvar)	Demanda total en MW	Demanda total en Mvar	Total en MVA	TR 01 %	TR 02 %
1.05	0	67,8	24,6	72,1	71,40%	100%
	12	71,7	26,0	76,3	71,50%	100%
	24	74,3	27,0	79,0	71,50%	100%

Tabla 15: Valor en fuente de 1,05pu.

Se observa en la mayoría de las simulaciones los porcentajes de consumo de potencia de cada transformados se mantiene, esto nos da la idea que a máxima potencia del TR-02, el TR-01 se concentra en el 71% (tabla 12, 13 y 14).

Actualmente la estación cuenta con dos bancos de capacitores de 12 Mvar conectada a cada barra de 23kV de los transformadores, las mismas se encuentran en servicio, lo cual, solo se tendrá en cuenta las simulaciones con esos valores.

6.3.5. Prueba de variación de posiciones TAP.

Los transformadores de potencia en general utilizados en la zona poseen 17 posiciones en el lado de alta 220kV que son distribuidas equitativamente en valores entre 1,1pu y 0,9pu.

La siguiente simulación se procede a hallar los valores de impedancia de cada transformador para cada posición de TAP, mediante la placa característica de cada uno, para hallar las demás posiciones se asumen una recta decreciente y luego creciente por lo que se procede al cálculo de pendiente que fue estudiado durante el periodo académico.

$$m = \frac{Y_1 - Y_0}{X_1 - X_0}$$

6.3.5.1. Valores para cada posición TR-02.

Empezamos con el TR-02 de la marca WEG ya que, por cuestiones del fabricante, el mismo ya contiene por la placa los valores de impedancia para los valores máximo y mínimo tensión que soporta la máquina, que se observa en la siguiente tabla 16:

TR-02 WEG		
P.U	Z%	X%
1,1	10,24	24,57
1	9,94	23,85
0,9	9,98	23,95

Tabla 16: Valores de impedancia TR-02.

Luego de obtener el valor máximo y mínimo, se aplica la ecuación de la recta y en la siguiente figura se muestra los valores para cada posición.

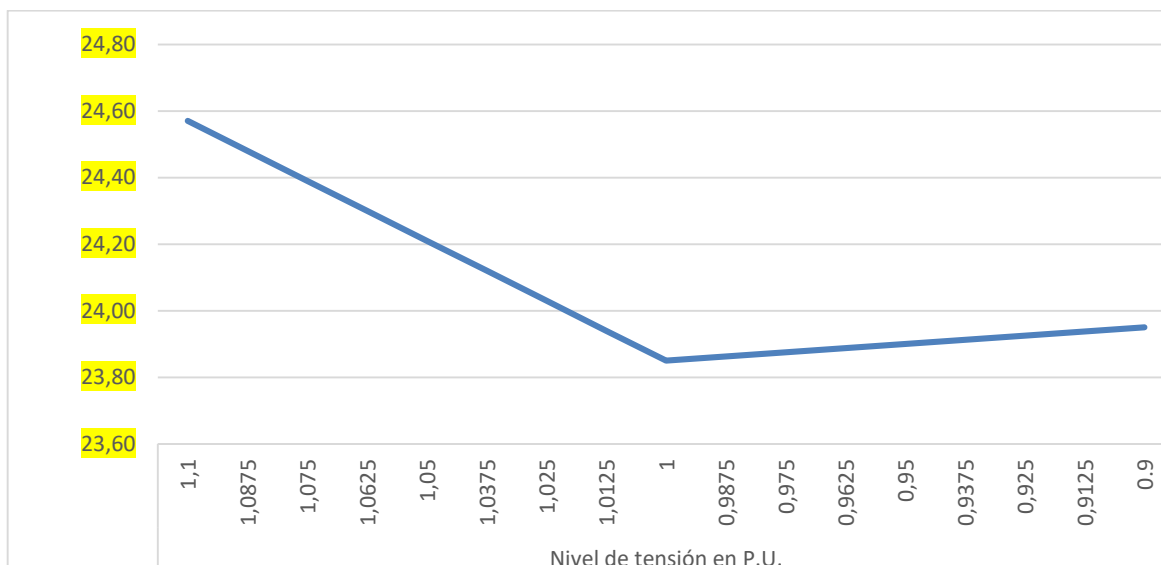


Figura 74: Valores de X% del TR-01 para cada nivel de tensión en Pu

6.3.5.2. Valores para cada posición TR-01.

De acuerdo a la placa del fabricante solo posee un valor para la impedancia de corto con base de 1pu por lo que no se tiene los otros valores para hallar los datos de pendiente, es por eso que se optará por otra alternativa para poder hallar los demás valores de cada posición.

Para el cálculo de la pendiente del TR-01, de acuerdo con la impedancia de corto con 1,1pu y 0,9pu; se asumió un promedio de datos de datos similares ya que la maquina no cuenta con lo mencionado dato en la placa.

Teniendo en cuenta un transformador de la marca TOSHIBA TR-00 (se le adopta esta nomenclatura solo para este estudio) de potencia base 41,67 MVA se observa en la tabla 17 que:

TR-00 TOSHIBA		
pu	Z%	X%
1,1	10,33	24,79
1	9,92	23,8
0,9	10,14	24,34

Tabla 17: Datos característicos TR-00

Se deja en claro que este dato solo será utilizado para este cálculo.

Luego de obtener el valor máximo y mínimo, se aplica la ecuación de la recta y en la siguiente figura se muestra los valores para cada posición de los transformadores

TR-02, TR-00 y un valor promedio de los dos que nos servirá para la resolución del TR-01.

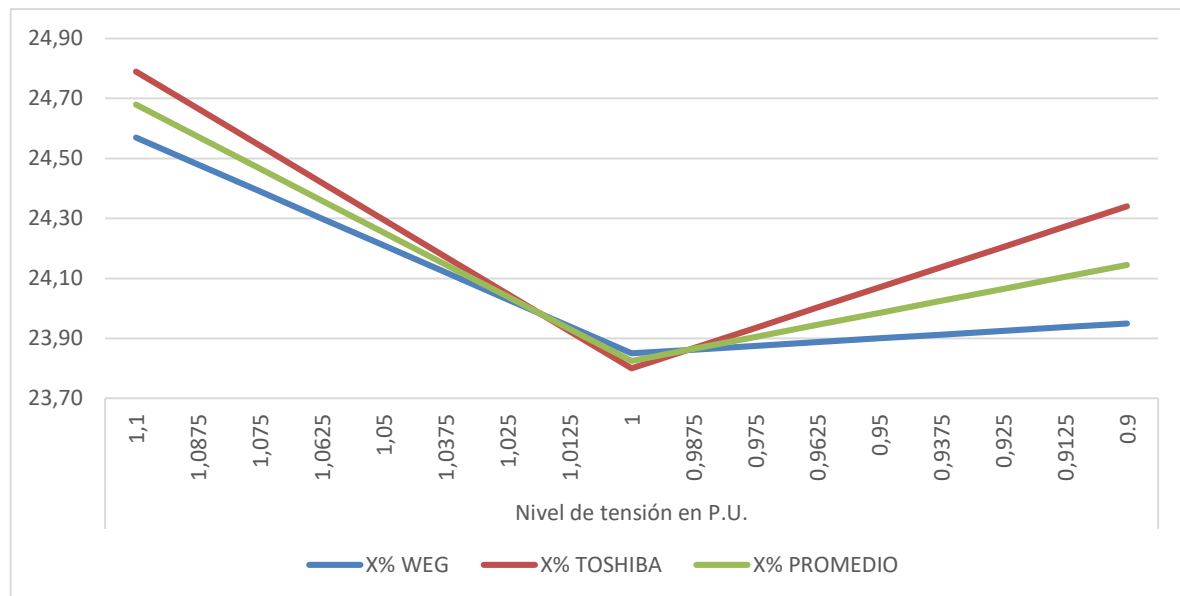


Figura 75: Valores de X% TR-01, TR-00 y valor medio.

Según la tabla 18 se adoptó los datos de la pendiente promedio de color verde, en el cuál utilizaron para obtener los siguientes resultados para el TR-02 que se observa en la figura 76.

TRAFO 01 MITSUBICHI		
P.U	Z%	X%
1,1	8,57	34,26
1	8,35	33,40
0,9	8,43	33,73

Tabla 18: Valores de impedancia TR-01

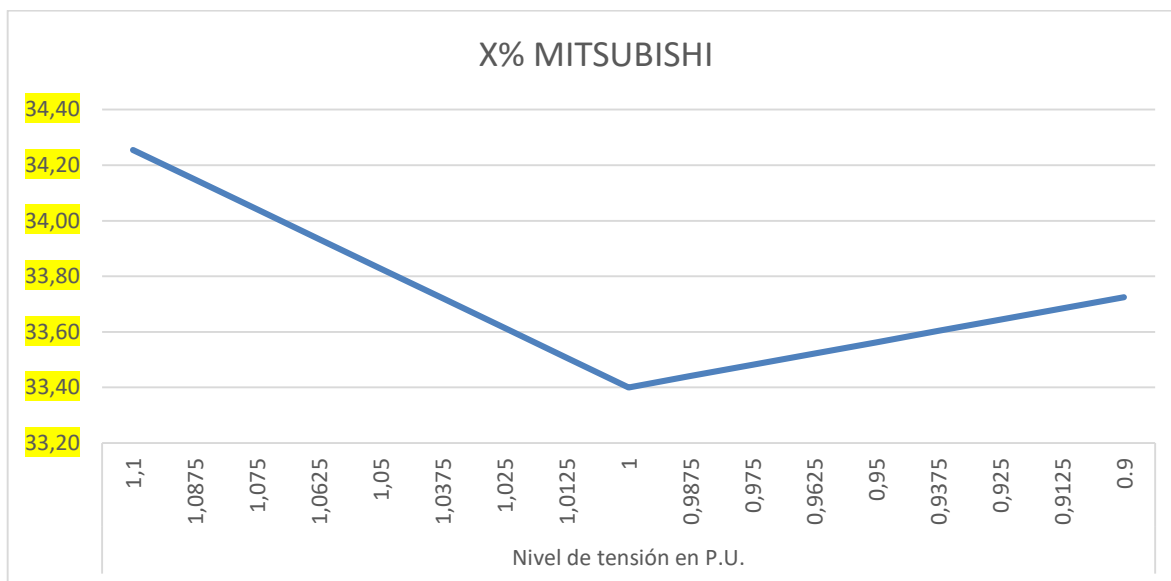


Figura 76: Valores de X% del TR-02 para cada nivel de tensión en Pu.

Obteniendo de esta manera los datos para cada posición de TAP del TR-01 que van a ser utilizados como datos para sus cálculos.

6.3.6. Simulación de TAP Fijo y TAP variado.

Una vez obtenidos todos estos datos, se procede a la simulación del TAP fijo, este modelado se trata de que, un transformador mantenga una posición fija de TAP (1pu) y el otro transformador se modifica de acuerdo a lo que se necesita.

Cabe mencionar que para todas las simulaciones los transformadores estarán al 100% de la carga de demanda.

6.3.6.1. Prueba del TAP fijo de TR-01 a 1pu con B.C. de 24 Mvar.

Para esta simulación se tuvo en cuenta los valores de cada uno de los TAP en pu, además en lado de 23kV queda conectada a un Banco de Capacitores fijo de 24 Mvar.

Se tendrá en cuenta el criterio ANDE en la barra de 23kV, debe mantener los valores de 1 a 1,05pu, es decir, entre 23000 y 24150 Voltios.³

³ Dpto. Estudios Eléctricos ANDE.

En la tabla 18 muestra los datos de carga máxima de cada transformador, además, en porcentajes. Esta simulación no se tuvo en cuenta la diferencia de tensión en el lado de alta.

Prueba de TAG del TR-01 fijo a 1 P.U. con BC 24Mvar								
Posición TR-02 Lado 220	Nivel de tensión Voltios TR-02	Valor P.U. de TR-02	X%	P.U. Lado 23	Demanda en MW en paralelo	Demanda en Mvar en paralelo	TR-01	TR-02
1	242000	1,1	24,57	0,93	74,8	27,14	97,50%	100%
2	239250	1,0875	24,48	0,937	74,3	26,96	93,40%	100%
3	236500	1,075	24,39	0,944	74	26,85	89,80%	100%
4	233750	1,0625	24,3	0,952	73,5	26,67	86,10%	100%
5	231000	1,05	24,21	0,959	73,2	26,56	83,70%	100%
6	228250	1,0375	24,12	0,967	73,8	26,78	79,80%	100%
7	225500	1,025	24,03	0,975	72,2	26,20	76,80%	100%
8	222750	1,0125	23,94	0,983	71,5	25,95	73,90%	100%
9	220000	1	23,85	0,991	71	25,77	71,50%	100%
10	217250	0,9875	23,86	1	70	25,40	69,70%	100%
11	214500	0,975	23,88	1,009	69,2	25,11	68,30%	100%
12	211750	0,9625	23,89	1,019	67,8	24,60	67,30%	100%
13	209000	0,95	23,90	1,025	66,2	24,02	66,30%	100%
14	206250	0,9375	23,91	1,038	65,1	23,62	67,70%	100%
15	203500	0,925	23,93	1,048	63,5	23,04	68,90%	100%
16	200750	0,9125	23,94	1,059	61,6	22,35	71,10%	100%
17	198000	0,9	23,95	1,069	59,7	21,67	73,80%	100%

Tabla 19: Tr-01 fijo a 1pu y TR-02 móvil.

Se puede observar en la tabla 18 una serie de combinaciones, los datos pintados en color celeste son los que cumplen con el criterio de tensión del lado de baja 23kV; apenas alcanza el 70% para el TR-01 mientras el TR-02 ya llega a la máxima carga.

Todas estas simulaciones están en el apéndice A.2.

6.3.6.2. Prueba de TAP fijo de TR-02 fijo a 1pu con B.C. 24 Mvar.

Para esta prueba se tienen en cuenta los mismos criterios que la prueba del caso 4, con el cambio de que el TR-02 queda fijo a 1 Pu y el TR-01 varia.

En la tabla 20 muestra los datos de carga máxima de cada transformador, además, en porcentajes. Esta simulación no se tuvo en cuenta la diferencia de tensión en el lado de alta.

Prueba de TAG del TR-02 fijo a 1 P.U. con BC 24MVAR								
Posición TR-01 Lado 220	Nivel de tensión Voltios TR-01	Valor pu de TR-01	X%	Valor pu Lado 23	Demanda en MW en paralelo	Demanda en Mvar en paralelo	TR-01	TR-02
1	242000	1,1	34,26	0,958	60,5	21,96	63,40%	100%
2	239250	1,0875	34,15	0,962	62	22,50	63,40%	100%
3	236500	1,075	34,04	0,965	63,5	23,04	63,70%	100%
4	233750	1,0625	33,93	0,969	64,8	23,52	64,10%	100%
5	231000	1,05	33,83	0,973	66	23,95	64,80%	100%
6	228250	1,0375	33,72	0,978	67,4	24,46	66,10%	100%
7	225500	1,025	33,61	0,982	68,6	24,89	67,50%	100%
8	222750	1,0125	33,51	0,987	69,8	25,33	69,40%	100%
9	220000	1	33,4	0,991	70,7	25,66	71,40%	100%
10	217250	0,9875	33,44	0,997	72	26,13	73,70%	100%
11	214500	0,975	33,48	1,002	72	26,13	75,90%	100%
12	211750	0,9625	33,52	1,008	72,4	26,27	78,50%	100%
13	209000	0,95	33,56	1,014	72,4	26,27	81,20%	100%
14	206250	0,9375	33,60	1,021	72	26,13	83,90%	100%
15	203500	0,925	33,64	1,027	71,5	25,95	86,50%	100%
16	200750	0,9125	33,68	1,035	70	25,40	89,30%	100%
17	198000	0,9	33,73	1,043	68,1	24,71	91,50%	100%

Tabla 20: Tr-02 fijo a 1pu y TR-01 móvil.

Se puede observar en la tabla 19 la serie de combinaciones, los datos pintados en color celeste son los que cumplen con el criterio de tensión del lado de baja 23kV; apenas alcanza el 72,4% para el TR-01 mientras el TR-02 ya llega a la máxima carga.

6.3.7. Simulación de TAP fijo y Variable diferente a 1 Pu con carga y en vacío.

En la siguiente simulación se tendrá en cuenta otros valores de TAP's diferente a 1pu con carga y en vacío, de tal manera a encontrar la mejor combinación de operación en paralelo, primeramente, se procedió a la puesta fija del TAP del TR-

01 y luego una serie de combinaciones del TAP del TR-02, así sucesivamente hasta completar. De la misma manera se realiza la otra prueba con el otro transformador, pero de forma invertida.

En las tablas 21 y 22 se observan los valores de TAP's fijos y móvil de cada transformador, también la serie de combinaciones que cumplen con el criterio de tensión del lado de baja sombreado en celeste.

TR 01 fijo - TR 02 variable											
TR 01			TR 02			Tensión lado 23kV		Demanda		% de distribución	
TAP	Posición lado 220kV en pu	X%	TAP	Posición lado 220kV en pu	X%	Vacío	Plena Carga	MW	Mvar	TR-01	TR-02
6	1,0375	33,72	6	1,0375	24,12	0,964	0,952	70,3	25,52	71,60%	100%
			7	1,025	24,03	0,971	0,96	69,5	25,23	70,30%	100%
			8	1,0125	23,94	0,978	0,968	67,2	24,39	67,50%	100%
			10	0,9875	23,86	0,993	0,987	66	23,95	66,40%	100%
			11	0,975	23,88	1	0,993	64,6	23,45	64,60%	100%
			12	0,9625	23,89	1,008	1,005	63,6	23,08	66,00%	100%
7	1,025	33,61	6	1,0375	24,12	0,969	0,957	71,30	25,88	74,00%	100%
			7	1,025	24,03	0,976	0,965	70,50	25,59	71,50%	100%
			8	1,0125	23,94	0,983	0,974	69,40	25,19	69,00%	100%
			10	0,9875	23,86	0,998	0,991	67,4	24,46	66,40%	100%
			11	0,975	23,88	1,005	0,999	66,6	24,17	67,00%	100%
			12	0,9625	23,89	1,013	1,01	65	23,59	65,95%	100%
8	1,0125	33,51	6	1,0375	24,12	0,974	0,962	71,80	26,06	76,00%	100%
			7	1,025	24,03	0,976	0,965	70,7	25,66	74,70%	100%
			8	1,0125	23,94	0,983	0,973	69,8	25,33	70,00%	100%
			10	0,9875	23,86	0,998	0,992	67,7	24,57	67,00%	100%
			11	0,975	23,88	1,005	1	66,6	24,17	66,30%	100%
			12	0,9625	23,89	1,013	1,009	65,2	23,66	63,80%	100%
10	0,9875	33,44	6	1,0375	24,12	0,985	0,973	73,2	26,57	82,00%	100%
			7	1,025	24,03	0,991	0,98	73	26,50	79,30%	100%
			8	1,0125	23,94	0,999	0,988	72,4	26,28	75,70%	100%
			10	0,9875	23,86	1,013	1,006	71	25,77	71,40%	100%
			11	0,975	23,88	1,02	1,014	70	25,41	69,70%	100%
			12	0,9625	23,89	1,029	1,021	68,6	24,90	67,90%	100%

11	0,975	33,48	6	1,0375	24,12	0,99	0,978	73,6	26,71	85,80%	100%
			7	1,025	24,03	0,997	0,986	72,6	26,35	80,00%	100%
			8	1,0125	23,94	1,004	0,995	71,7	26,02	76,00%	100%
			10	0,9875	23,86	1,018	1,011	71	25,77	72,80%	100%
			11	0,975	23,88	1,026	1,019	70,7	25,66	71,20%	100%
			12	0,9625	23,89	1,034	1,029	70	25,41	69,60%	100%
12	0,9625	33,52	6	1,0375	24,12	0,996	0,985	73,1	26,53	88,60%	100%
			7	1,025	24,03	1,002	0,992	73	26,50	85,30%	100%
			8	1,0125	23,94	1,01	1	72,7	26,39	81,70%	100%
			10	0,9875	23,86	1,024	1,017	72,1	26,17	75,90%	100%
			11	0,975	23,88	1,031	1,025	71,6	25,99	72,80%	100%
			12	0,9625	23,89	1,04	1,034	71	25,77	71,40%	100%

Tabla 21: Tap fijo TR-01 y Tap móvil TR-02, con carga y en vacío.

TR 02 fijo - TR 01 variable											
TR 02			TR 01			Tensión lado 23kV		Demanda		% de distribución	
TAP	Posición lado 220kV en pu	X%	TAP	Posición lado 220kV en pu	X%	Vacío	Plena Carga	MW	Mvar	TR-01	TR-02
6	1,0375	24,12	6	1,0375	33,72	0,964	0,952	70,30	25,52	71,50%	100%
			7	1,025	33,61	0,969	0,957	71,30	25,88	73,30%	100%
			8	1,0125	33,51	0,974	0,962	72,20	26,20	76,60%	100%
			10	0,9875	33,44	0,985	0,973	73,00	26,50	82,50%	100%
			11	0,975	33,48	0,99	0,978	73,20	26,57	85,30%	100%
			12	0,9625	33,52	0,996	0,985	73,10	26,53	88,60%	100%
7	1,025	24,03	6	1,0375	33,72	0,971	0,96	69,50	25,23	73,30%	100%
			7	1,025	33,61	0,976	0,965	70,50	25,59	71,50%	100%
			8	1,0125	33,51	0,981	0,97	71,40	25,91	74,10%	100%
			10	0,9875	33,44	0,991	0,98	72,6	26,35	79,40%	100%
			11	0,975	33,48	0,997	0,986	73	26,50	82,30%	100%
			12	0,9625	33,52	1,002	0,992	73,1	26,53	85,50%	100%
8	1,0125	23,94	6	1,0375	33,72	0,978	0,969	68,50	24,86	67,50%	100%
			7	1,025	33,61	0,983	0,973	69,6	25,26	69,40%	100%
			8	1,0125	33,51	0,988	0,978	70,6	25,62	71,50%	100%
			10	0,9875	33,44	0,999	0,989	72	26,13	76,20%	100%
			11	0,975	33,48	1,004	0,994	72,7	26,39	79,00%	100%
			12	0,9625	33,52	1,01	1	72,8	26,42	81,80%	100%
10	0,9875	23,86	6	1,0375	33,72	0,993	0,983	66,2	24,03	82,00%	100%

			7	1,025	33,61	0,998	0,991	67,5	24,50	65,30%	100%
			8	1,0125	33,51	1,003	0,996	68,8	24,97	67,90%	100%
			10	0,9875	33,44	1,013	1,006	70,7	25,66	71,30%	100%
			11	0,975	33,48	1,018	1,011	71,3	25,88	73,20%	100%
			12	0,9625	33,52	1,024	1,025	72	26,13	75,80%	100%
11	0,975	23,88	6	1,0375	33,72	1	0,996	65	23,59	85,80%	100%
			7	1,025	33,61	1,005	1	66,4	24,10	66,00%	100%
			8	1,0125	33,51	1,01	1,004	67,9	24,64	67,40%	100%
			10	0,9875	33,44	1,02	1,014	70	25,41	69,70%	100%
			11	0,975	33,48	1,026	1,019	70,8	25,70	71,30%	100%
			12	0,9625	33,52	1,031	1,025	71,5	25,95	73,40%	100%
12	0,9625	23,89	6	1,0375	33,72	1,008	1,006	63,5	23,05	65,90%	100%
			7	1,025	33,61	1,013	1,01	65	23,59	66,10%	100%
			8	1,0125	33,51	1,018	1,014	66,5	24,14	66,60%	100%
			10	0,9875	33,44	1,029	1,023	69	25,04	68,30%	100%
			11	0,975	33,48	1,034	1,029	70	25,41	69,60%	100%
			12	0,9625	33,52	1,04	1.034	70,9	25,73	71,30%	100%

Tabla 22: Tap fijo TR-01 y Tap móvil TR-02, con carga y en vacío.

Todas estas simulaciones serán detalladas en apéndice A.2, con los screen de pantalla de ANAREDE.

6.3.8. Simulación de TAP ajustable de forma automática según ANAREDE.

En la siguiente simulación se tendrá en cuenta otros valores de TAP's diferente a 1pu, de tal manera a encontrar la mejor combinación de operación en paralelo.

En el apéndice A.2 se observan los valores de TAP's fijos y móvil de cada transformador, también la serie de combinaciones que no cumplen con el criterio de tensión del lado de baja sombreado en celeste.

6.3.9. Simulación de Evento de Corto Circuito en Barra 23 kV.

Los análisis de corto circuito fueron hechos mediante en el software llamado ANAFAS que ya fue mencionado en el capítulo 4, primeramente, se simuló falla entre fase y tierra, seguidamente entre fase fase, luego entre fase fase y tierra y por últimos falla trifásica.

6.3.9.1. Prueba de evento de corto circuito Fase – Tierra.

Primeramente, se procedió a la simulación de falla de fase a tierra en las barras de 23kV de la ES-SES. En la figura 77 nos muestra el esquema de dicha estación.

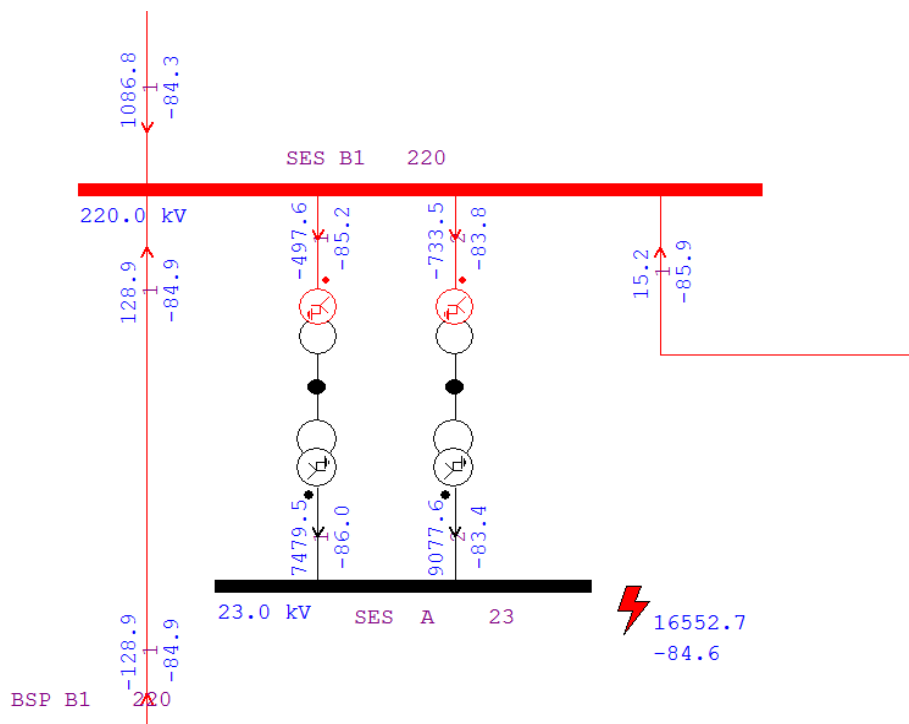


Figura 77: Simulación de corto fase - tierra en ANAFAS.

Los valores de corriente de corto circuito se pueden observar en la parte inferior de cada transformador, por lo que se nota una diferencia de absorción de corriente de falla, lo cual nos lleva a la conclusión de que el TR-02 absorbe un 55% de la totalidad de la falla, en total se observa 16.552,7 A de corriente eléctrica en la barra de 23 Kv. El TR-01 queda con 7.479,5 A. y el TR-02 con 9.077,6 A.

6.3.9.2. Prueba de evento de corto circuito Fase – Fase.

Seguidamente se procedió a la simulación de falla de fase fase en las barras de 23kV de la ES-SES. En la figura 78 nos muestra el esquema de dicha estación.

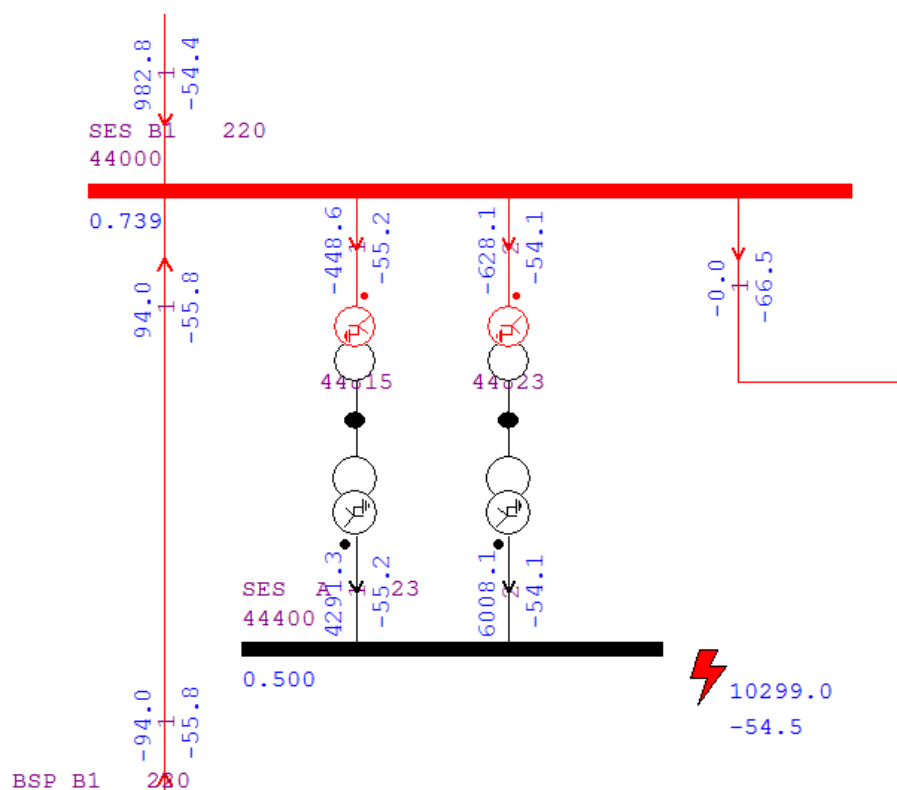


Figura 78: Simulación de corto fase - fase en ANAFAS.

Los valores de corriente de corto circuito se pueden observar en la parte inferior de cada transformador, por lo que se nota una diferencia de absorción de corriente de falla, lo cual nos lleva a la conclusión de que el TR-02 absorbe un 58.4% de la totalidad de la falla, en total se observa 10.299 A de corriente eléctrica en la barra de 23 Kv. El TR-01 queda con 4.291,3 A. y el TR-02 con 6.008,1 A.

6.3.9.3. Prueba de evento de corto circuito Fase – Fase – Tierra.

Seguidamente se procedió a la simulación de falla de fase, fase y tierra en las barras de 23kV de la ES-SES. En la figura 79 nos muestra el esquema de dicha estación.

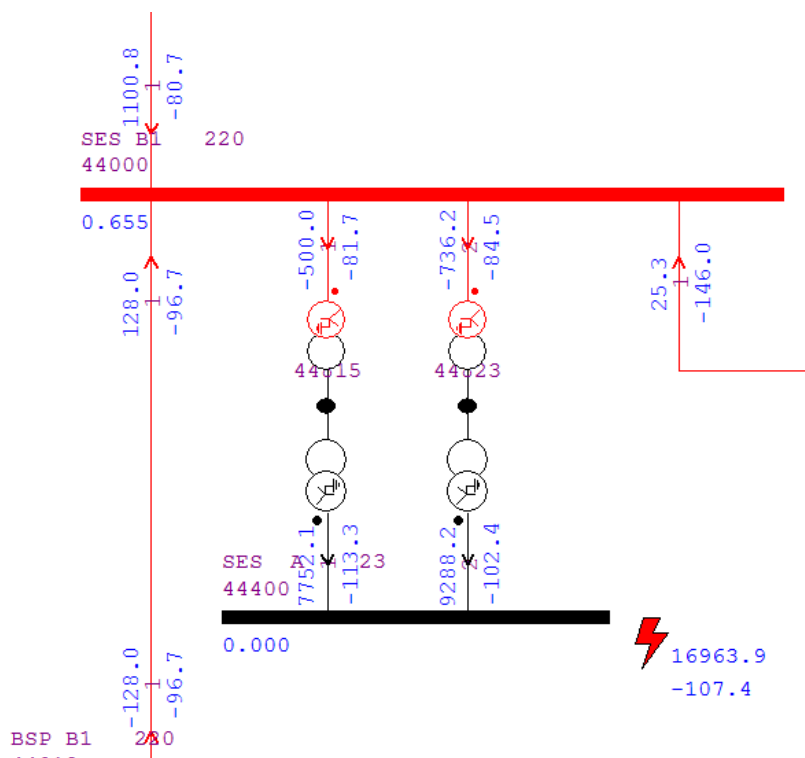


Figura 79: Simulación de corto fase-fase-tierra en ANAFAS.

Los valores de corriente de corto circuito se pueden observar en la parte inferior de cada transformador, por lo que se nota una diferencia de absorción de corriente de falla, lo cual nos lleva a la conclusión de que el TR-02 absorbe un 55% de la totalidad de la falla, en total se observa 16.963,9 A de corriente eléctrica en la barra de 23 Kv. El TR-01 queda con 7.752,1 A. y el TR-02 con 9.288,2 A.

6.3.9.4. Prueba de evento de corto circuito Trifásico.

Por último, se procedió a la simulación de falla de trifásica, lo cual es similar a la falla trifásica a tierra por que lanza los mismos magnitud resultados en el programa en las barras de 23kV de la ES-SES. En la figura 80 nos muestra el esquema de dicha estación.

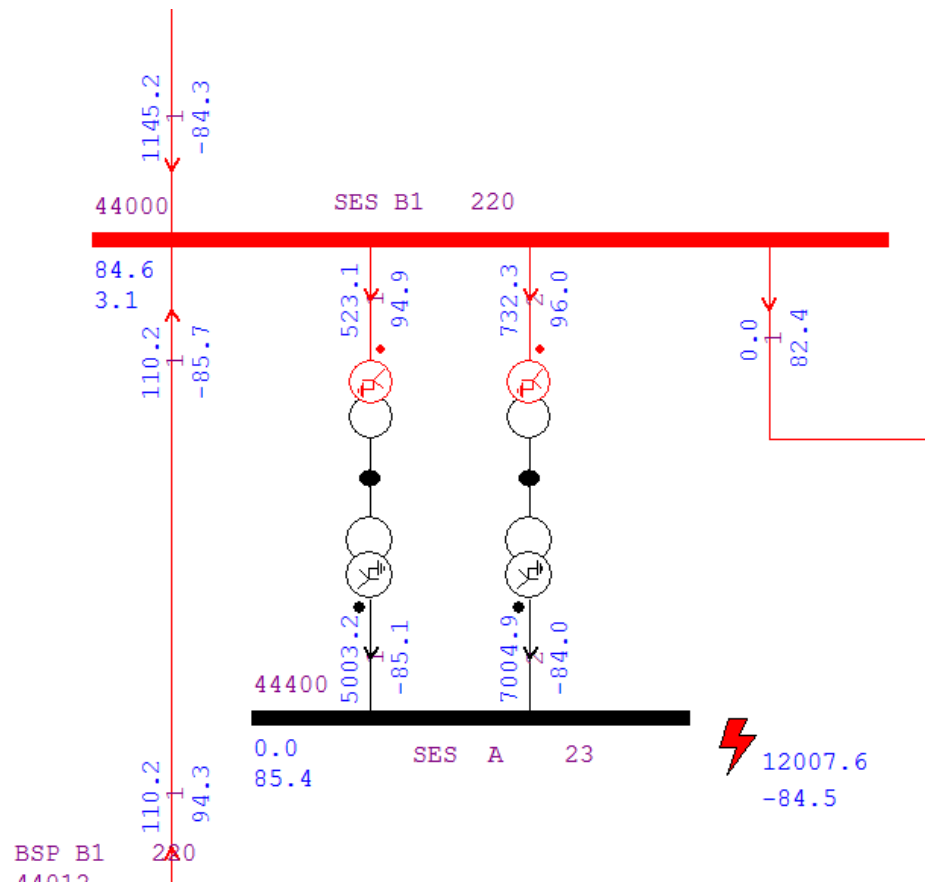


Figura 80: Simulación de corto trifásico en ANAFAS.

Los valores de corriente de corto circuito se pueden observar en la parte inferior de cada transformador, por lo que se nota una diferencia de absorción de corriente de falla, lo cual nos lleva a la conclusión de que el TR-02 absorbe un 53% de la totalidad de la falla, en total se observa 12.004,9 A de corriente eléctrica en la barra de 23 Kv. El TR-01 queda con 5.003,2 A. y el TR-02 con 7.004,9 A.

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

En esta fase se elaboró una herramienta de cálculo para determinar las cargas de cada transformador, con el fin de poder anticipar la demanda. Todos estos análisis fueron elaborados en la hoja de cálculo del software Excel, el mismo es de fácil

acceso, ya que se contó con una PC personal que contiene esta herramienta. La misma queda a disposición de la empresa ANDE y de la facultad para su uso.

6.4.1. Analizador de demanda de transformadores de potencia.

Primeramente, se procedió a la carga de datos técnico de los transformadores de potencia, en tabla 23 se observa y destaca varios datos 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	1982	MITSUBICHI	Yy0.d11	41,67	220/23	8,35	25	33,40	0,71419
TR-02	2015	WEG	YNyn0.d11	41,67	220/23	9,94	41,67	23,85	

Tabla 23: Datos técnicos de campo de la ES-SES.

La impedancia con base 100 MVA ya fueron hallados en fases anteriores, por otra parte, la relación entre la impedancia base del TR-02 con la impedancia base del TR-01 es lo que se observa en el último cuadro de la derecha Ztr02/Ztr01.

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 0,92, la misma es dada por un promedio de acuerdo a los registros de la ES-SES. En la tabla 24 se observa los datos ya explicados.

CÁLCULOS DE DEMANDA COMBINADA							
Potencia Combinada en MW:	73	Potencia Reactiva en MVAR:	31,10	Potencia Aparente en MVA:	79,35	Factor de Potencia:	0,92

Tabla 24: 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;

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

Con estados 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.

DATOS TÉCNICOS DE CAMPO									
Número	Año Fab.	Marca	Conexión	MVA	U1/U2 Kv	Z%	MVA Base	X% Base 100MVA	ZTR02/ZTR01
TR-01	1982	MITSUBICHI	Yy0.d11	41,7	220/23	8,35	25	33,40	0,71419
TR-02	2015	WEG	YNyn0.d11	41,7	220/23	9,94	41,67	23,85	

CÁLCULOS DE DEMANDA COMBINADA			
Potencia Convina a en MW:	65,32	Potencia Reactiva en MVAR:	27,83
Potencia Aparente en MVA:	71,00	Factor de Potencia:	0,92

Figura 81: Simulador de demanda de transformadores de la ES-SES.

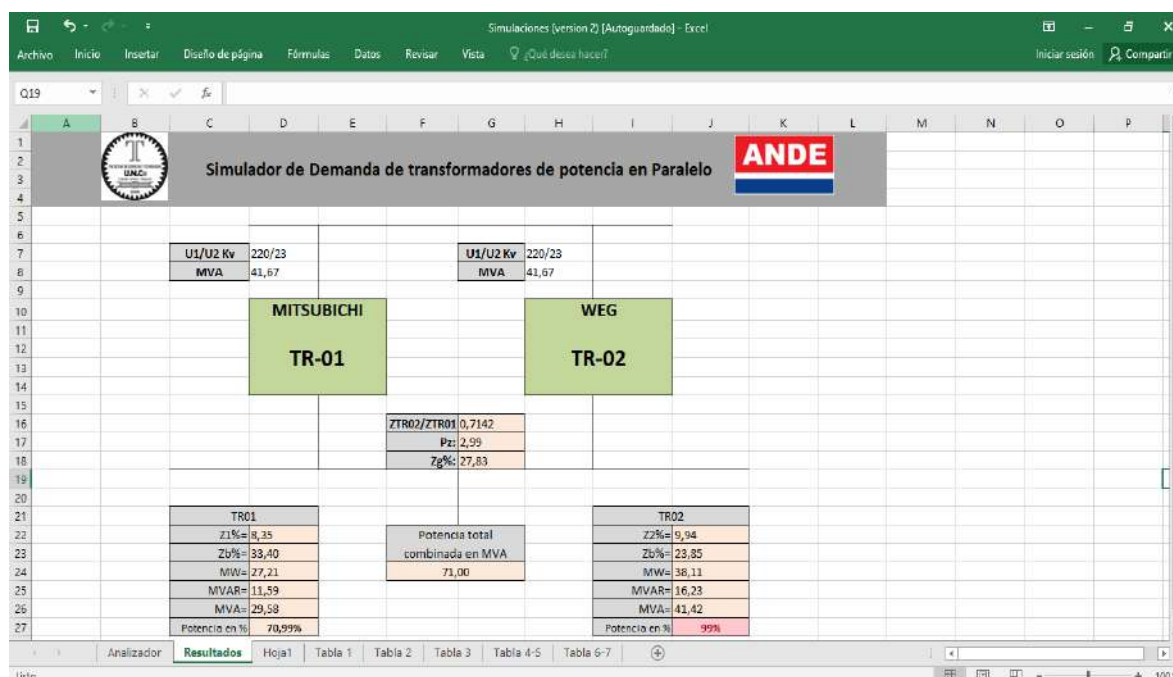


Figura 82: Simulador de demanda de transformadores de la ES-SES.

En la figura 79 se puede observar todos los datos más relevantes de cada transformador de potencia, como la Potencia en MVA, MVAR y MW. Además, se observa el porcentaje de potencia que absorbe cada una; a modo de ejemplo se analizó una potencia combinada de 71 MVA, lo que arrojó un resultado de que, el TR-01 con la potencia simulada queda en un 71% mientras el TR-02 queda con el 100% de absorción.

Según el criterio de ANDE, para estos casos no se admiten de ninguna manera sobrecarga para los transformadores de potencia.

6.5. Evaluación de mejores condiciones operativas.

En esta fase se evaluó las mejores condiciones de operaciones de los transformadores como también las alternativas de soluciones ante cada situación expuesto en el análisis que desarrolló en fases anteriores.

6.5.1. Evaluación de los análisis de demanda y corto circuito.

De todo lo expuesto en las simulaciones se puede demostrar que, dos transformadores operando en paralelo con diferencia de impedancia de corto circuito de base, la absorción en cuanto a la demanda se obtiene apenas un

aprovechamiento del 85% de la potencia instalada según las condiciones actuales de los datos de placas y característica de cada uno; para el caso de falla de corto circuito también se reparte de forma diferente, asumiendo aproximadamente un $\pm 10\%$ en cuando a la distribución de descarga por cada transformador.

El no aprovechamiento máximo de la potencia genera pérdidas por la energía que no se podrá suministrar, lo que conlleva a tener energía no facturada.

6.5.1.1. Demanda límite de transformadores.

Según análisis y simulaciones se puede llegar a una conclusión que la absorción de potencia combinada limita al TR-01 a que pueda llegar a la máxima potencia, teniendo en cuenta la prueba con los bancos de capacitores se pudo mejorar hasta un pequeño porcentaje, además, según los análisis de cambio de TAP tampoco se pudo llegar a un mayor aprovechamiento, estando en falta con uno de los parámetros fundamentales para realizar el paralelismo de transformadores.

Realizando un promedio de todos los análisis operando de forma paralela se pudo asumir que, para una situación límite de demanda de potencia el TR-01 llega a un 71% de capacidad nominal, en cambio, el TR-02 llega al 100% de su nominal, esto puede generar un mayor desgaste para el transformador con mayor absorción.

Este caso aún no se observa en el escenario de la ES-SES, ya que actualmente solo cuenta con una capacidad de demanda de la zona de un 64% de la potencia instalada.

6.5.1.2. Evaluación de falla contra corto circuito.

Para el caso de corto circuito en la barra de 23kV, tanto para una falla fase-tierra, fase-fase, fase-fase-tierra y trifásica, del mismo modo, afecta a los transformadores con diferentes impedancias de base, esto nos lleva a quedar expuesto y a condicionar al transformador de menos impedancia a una corriente de corto circuito mayor que al transformador con mayor impedancia de base, dependiendo de los equipos y del valor de dicha corriente. Hasta inclusive podría superar los valores de sus capacidades térmicas/magnéticas desembocando en el peor de los casos en fallas permanente a los transformadores ya sea de potencia, de potencial, de corriente, interruptores, seccionadores, etc.

El resumen de las simulaciones de corto se obtiene en el siguiente cuadro que:

Cortocircuito	TR-01 (A)	TR-02 (A)	Total (A)
Fase-tierra	7.480	9.078	16.558
Fase-fase	4.292	6.008	10.300
Fase-fase-tierra	7.752	9.288	17.040
Trifásico	5.003	7.005	12.008

Tabla 25: Resumen de Falla de Corto Circuito.

Se puede observar que la falla con mayor amperaje es de la fase-fase-tierra, seguidamente con la falla de fase-tierra, en las fallas trifásica y trifásicas-tierra poseen el mismo efecto y el software lanzan los mismos valores.

6.5.2. Propuesta de mejora y viabilidad técnica.

Ya obtenido todo estos resultados y las evaluaciones que abarca este estudio de elaboración del proyecto, se propuso las siguientes tres mejoras propuestas a ser aplicadas en la ES-SES que luego se optó por una mejor solución para su mayor uso para el beneficio de la entidad y los usuarios.

6.5.2.1. Cambio y equilibrio de alimentadores operando desacoplado la barra de 23kV de los transformadores.

Para la primera propuesta de solución ante esta problemática, se planteó que, para que cuando la demanda llegue al límite esta pueda ser desacoplada el interruptor 52-80 de las celdas del lado 23kV que une a la barra A del TR-01 y barra B del TR-02, para que pueda ser aprovechadas en su máxima potencia instalada. Además, de acuerdo a la carga de cada alimentador, que en total son seis (6) con las nomenclaturas de SES1, SES2, SES3, SES4, SES5 y SES6 se tratara de equilibrar 3 alimentadores por cada barra.

Actualmente la ES-SES cuenta con catorce (14) alimentadores en las celdas, siete (7) para la barra A y siete (7) para la barra B, pero solo seis (6) son la que están en servicio como se observa en la figura 83.

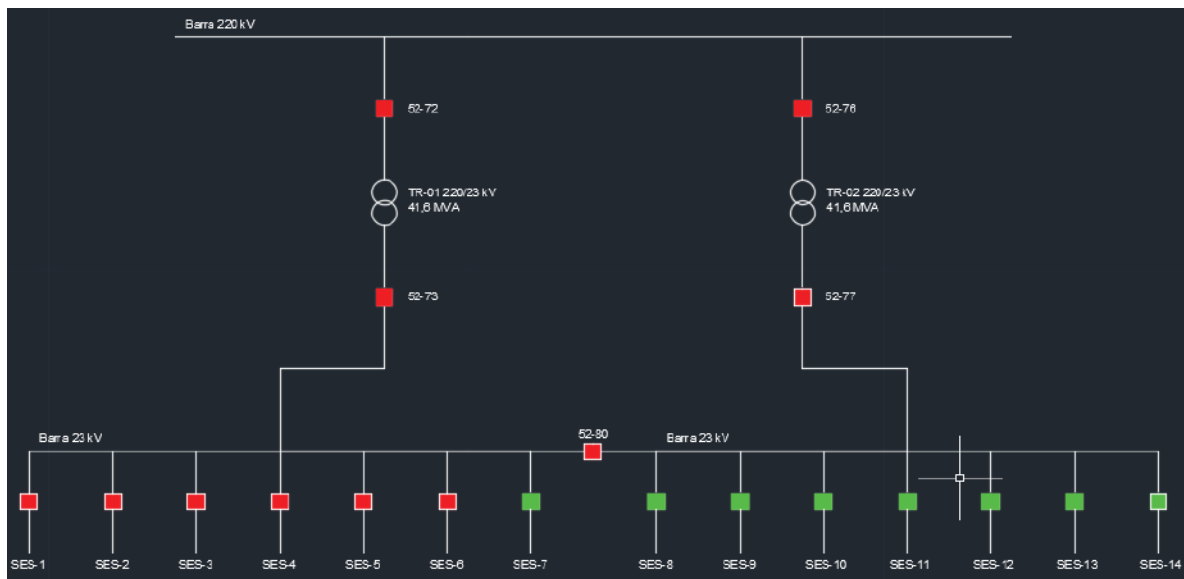


Figura 83: Esquema unifilar ES-SES.

Se planteó del cambio de alimentadores SES-4, SES5 y SES-6 de la Barra A a la Barra B para una distribución equitativa. Quedando de la siguiente manera como se observa en la figura 84.

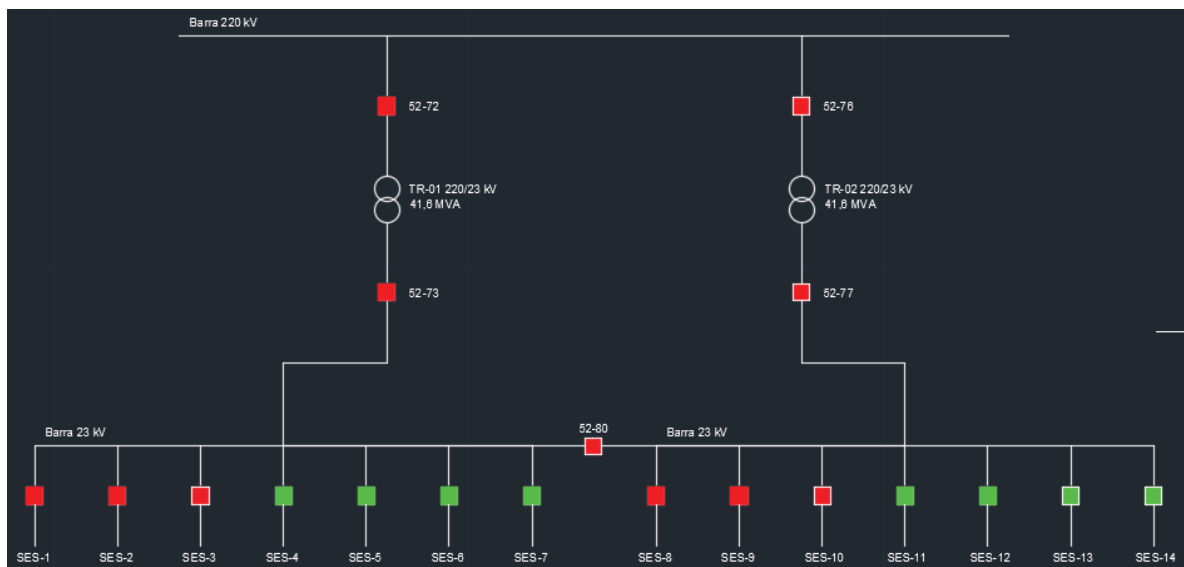


Figura 84: Esquema unifilar planteado.

Una vez que instalado los alimentadores en su nueva posición las nomenclaturas de las estaciones estarían cambiando, por otra parte, en cuanto a la demanda de la misma cuando esta llegue a un 86% de carga conminada operando en paralelo el TR-01 estará al 100%, para esta circunstancia el interruptor acoplador 52-80 se abrirá, para que cada transformador absorba su carga y pueda funcionar a tope, como se puede observar en la figura 85.

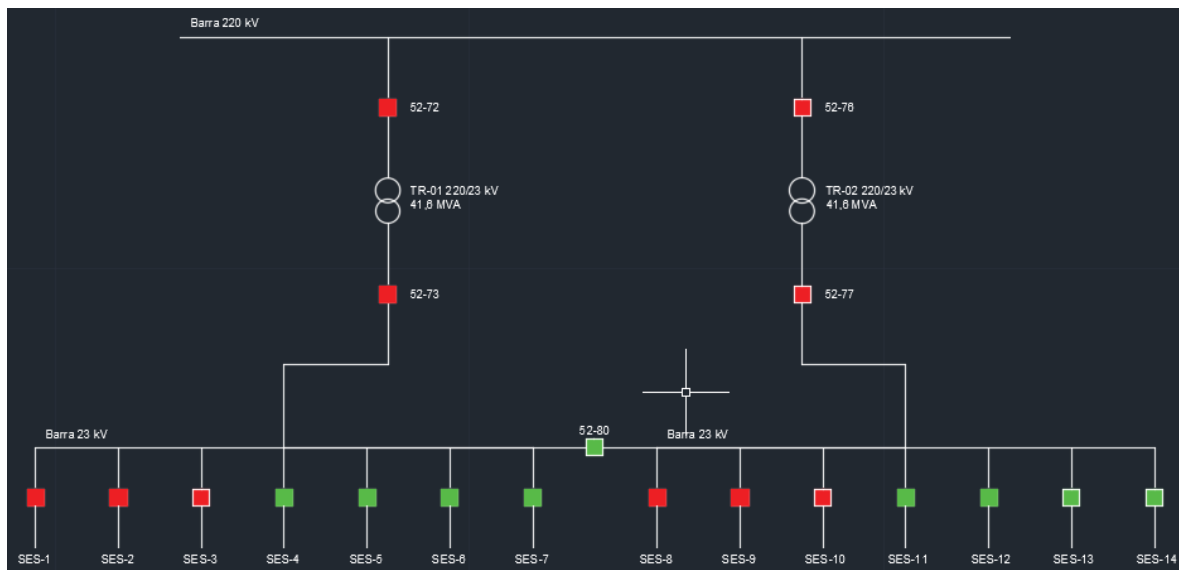


Figura 85: Esquema Unifilar ES-SES desacoplado

Cabe destacar que esta maniobra le quita la confiabilidad al sistema de dicha estación ya que, en este escenario para el caso de una falla de uno de los dos transformadores, podría exponer a una sobrecarga y/o daño si es que lo demande. El costo de esta maniobra rondaría en mil dólares por cada alimentador, resultando de esta manera un costo total de tres mil dólares 3000 USD, sumándole a esto 3 horas de fuera de servicio que esto equivale a una pérdida de 4500 USD, arrojado un resultado de aproximadamente 7500 USD

6.5.2.2. Cambio de transformador nuevo con igual impedancia de base.

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

El costo del mismo como también costo del desmontaje, traslado e instalación, montaje, cableado y las configuraciones de las protecciones se detalla en la siguiente tabla 26:

Concepto	Unidad	Costo Unitario en USD.	Costo Total en USD.
Compra de TR de 41,67 MVA nuevo	1	800.000	800.000
Transporte de Transformadores de Potencia 220/23 kV 41,67 MVA.	232 km San Lorenzo – Santani (Ida y vuelta)	10 p/km	2.320
Ensayo de Equipo	1	10.000	10.000
Montaje del equipo	1	40.000	40.000
Calibración y puesta en marcha	1	10.000	10.000
Sub-Total en USD.			862.320
Imprevisto 10%			86.232
Total en USD.			948.552

Tabla 26: Viabilidad económica

Es notorio el alto presupuesto de la compra de un nuevo transformador, esto no incluye los equipos de protecciones y seccionadores que fácilmente podría llegar a una suma total de 1,2 millones de dólares.

6.5.2.3. Intercambio de transformador de similar característica existente en otra Estación de la zona.

Finalmente, esta propuesta radica en buscar un transformador de potencia con las características técnicas similares instaladas en la zona y que tenga la misma situación de la ES-SES, es decir que también cuente con transformadores de características disímiles para el paralelismo. Esta búsqueda se realizó con ayuda del Departamento de Mantenimiento de Equipo de Potencia, y se encontró que, en la Estación Eléctrica de Coronel Oviedo ES-COV, se cuenta con transformadores de potencia de las siguientes características

Datos TR-01

- Marca: Toshiba

- Tensiones primaria, secundaria y terciaria: 220/23/3,7 kV.
- Tipo de conexión: Yy0 - d11.
- Impedancia de corto: 8,45% con base 25 MVA

Aplicando la fórmula de impedancia de base,

$$Z_{AB(100MVA)}: 8,45 \times \frac{100 \text{ MVA}}{25 \text{ MVA}}$$

$$Z_{AB(100MVA)}: 33,8\%$$

En la figura 86 se observa los datos de la placa de TR-01 de la ES-COV

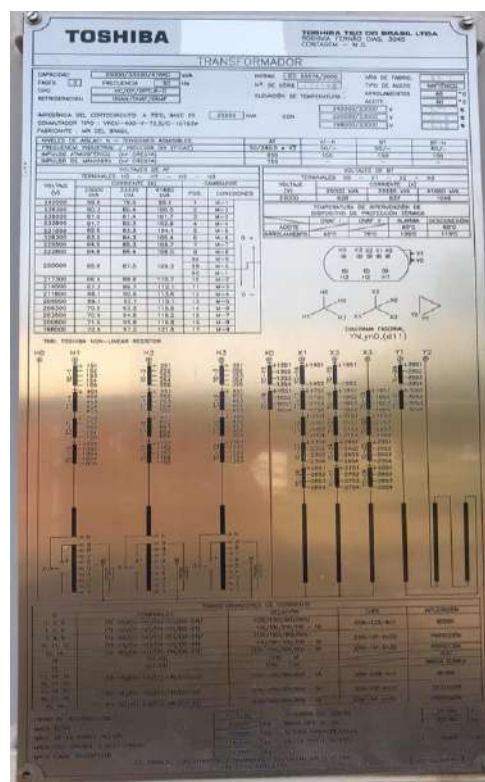


Figura 86: Placa característica de TR-01 de la ES-COV

Datos TR-02

- Marca: Nari
- Tensiones primaria, secundaria y terciaria: 220/23/3,7 kV.
- Tipo de conexión: Yy0 - d11.
- Impedancia de corto: 10,35% con base 41,67 MVA

Aplicando la fórmula de impedancia de base,

$$Z_{AB(100MVA)}: 10,35 \times \frac{100 MVA}{41,67 MVA}$$

$$Z_{AB(100MVA)}: 24,84\%$$

En la figura 87 se observa los datos de la placa de TR-02 de la ES-COV.

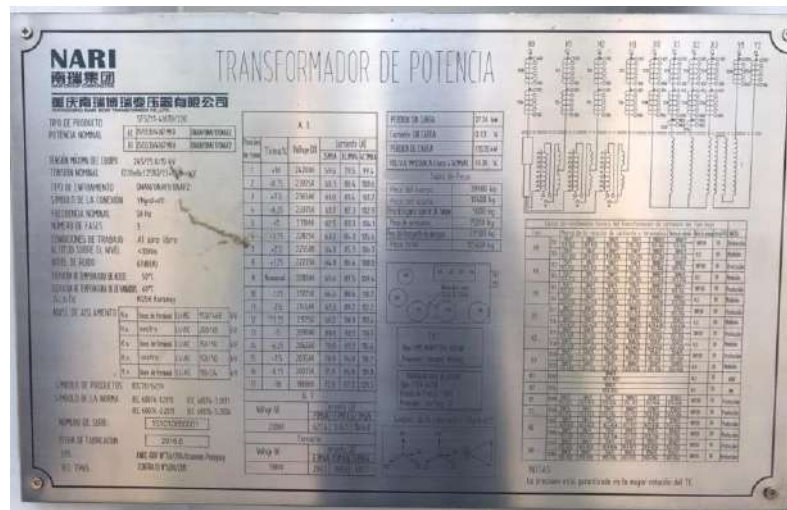


Figura 87: Placa característica de TR-02 de la ES-COV

Obteniendo estos datos se observa una diferencia de impedancia entre los transformadores, lo cual resulta ser similar característica para la operación en paralelo, a la que hemos visto en la ES SES que nos ocupa.

En la siguiente tabla 27 se resume la característica de impedancia de los transformadores:

	Impedancia Base 100MVA	
	ES-SES	ES-COV
TR-01	33,40%	33,80%
TR-02	23,85%	24,84%

Tabla 27: Impedancia base Actual. ES-SES y ES-COV

Vemos que las dos Estaciones cuentan con una similitud en cuanto a las características de impedancia base de los transformadores de potencia, por lo cual podemos proponer el intercambio del TR-01 de la ES-SES por el TR-02 de la ES-COV, quedando de la siguiente manera:

	Impedancia Base 100MVA	
	ES-SES	ES-COV
TR-01	24,84%	33,80%
TR-02	23,85%	33,40%

Tabla 28: Impedancia base propuesta. ES-SES y ES-COV

6.5.2.4. Cálculo de demanda con ANAREDE y el analizador de demanda creado por Excel.

En esta sección se realizó los cálculos de demanda con los nuevos datos de los transformadores propuesto para la mejora, estos cálculos serán cargados en el software de ANAREDE y Excel.

Ahora bien, asumiendo que el transformador TR-01 de la marca MITSUBISHI de 220/23 kV, 41,67 MVA con X% (impedancia de base 100 MVA) de 33,4% situado en la ES-SES se traslada y pasa a ser ahora el TR-02 en la ES-COV; y el TR-02 de la marca NARI de 220/23 kV, 41,67 MVA con X% de 24,84% queda a ser el TR-01 de la ES-SES, como ya se definió en la tabla 27 de la sección anterior.

Para la simulación y análisis en el software de ANAREDE se procede a los mismos datos de carga ya realizados en las fases anteriores, arrojando los siguientes resultados que se observa en la figura 88.

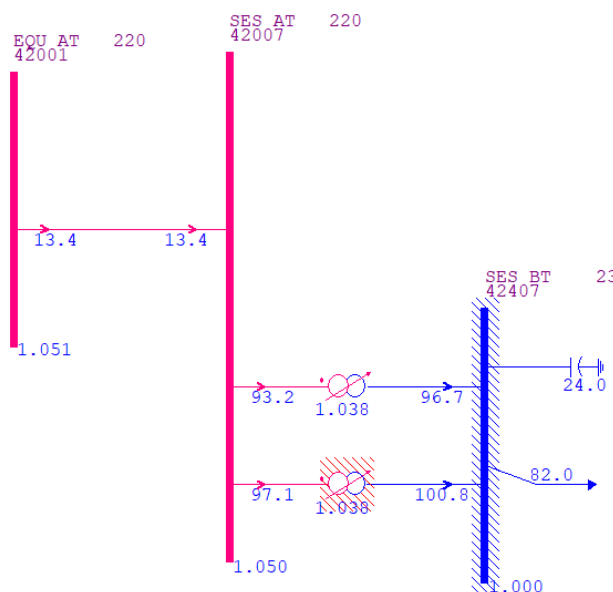
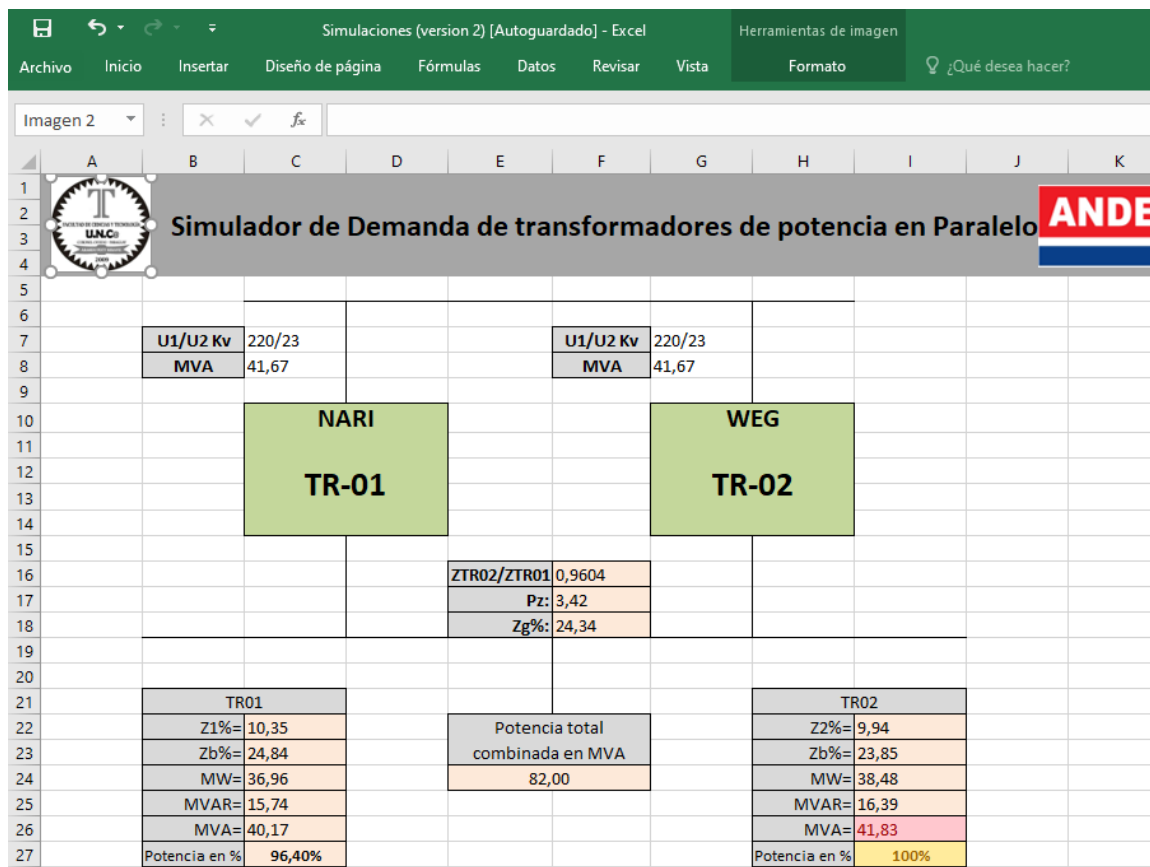


Figura 88: Análisis de propuesta actual en ANAREDE.

Se observa en la figura que operando en paralelo se obtiene una demanda de 82 MVA lo que representa un 98,4% de la potencia instalada por los dos transformadores, este resultado nos da casi un 27% más de aprovechamiento en comparación a las condiciones actuales con los transformadores de potencia, lo que representa un 10 MVA más para el aprovechamiento de la empresa ANDE y para sus usuarios.

Por otra, parte el analizador creado durante la pasantía en el software Excel lanza los siguientes resultados en la figura 86.



Simulaciones (version 2) [Autoguardado] - Excel									
Herramientas de imagen						¿Qué desea hacer?			
Archivo	Inicio	Insertar	Diseño de página	Fórmulas	Datos	Revisar	Vista	Formato	
Imagen 2									
Simulador de Demanda de transformadores de potencia en Paralelo									
 									
U1/U2 Kv		220/23		U1/U2 Kv		220/23			
MVA		41,67		MVA		41,67			
NARI				WEG					
TR-01				TR-02					
				ZTR02/ZTR01				0,9604	
				Pz:				3,42	
				Zg%:				24,34	
TR01				Potencia total combinada en MVA				TR02	
Z1%= 10,35				82,00				Z2%= 9,94	
Zb%= 24,84								Zb%= 23,85	
MW= 36,96								MW= 38,48	
MVAR= 15,74								MVAR= 16,39	
MVA= 40,17								MVA= 41,83	
Potencia en % 96,40%								Potencia en % 100%	

Figura 89: Simulación con propuesta actual ES-SES

Los resultados lanzan un total de 82 MVA de demanda, en cual se obtuvo el 100 % para el TR-02 y un 96,4% para el TR-01 que es similar al mismo análisis que se realizó con el software ANAREDE.

No se tuvieron en cuenta los cálculos para la ES-COV ya que este proyecto solo abarca los estudios y análisis para la ES-SES. No obstante, se puede deducir que

tendría el mismo beneficio para la zona. Lo cual lleva a la resolución de problema de dicha estación.

6.5.2.5. Elaboración del presupuesto de intercambio de transformadores de potencia entre estaciones.

Para la elaboración del presupuesto se tuvo en cuenta el costo del traslado e intercambio de los transformadores de potencia, y su puesta en marcha para las estaciones propuestas. Esta maniobra se plantea realizar durante los periodos de baja demanda, por lo general suelen ser los meses de junio, julio y agosto, ya que la temperatura desciende drásticamente. Técnicamente cumplen con cada aspecto de acoplamiento en paralelo de los transformadores por lo es viable.

Los costos pertenecen a la planilla de costeo del Departamento de Mantenimiento de Potencia y Departamento de Proyecto. En base a estos números podemos definir que la maniobra de cambio de transformadores de potencia es también viable económicamente, los datos son detallados en el apéndice B.

6.5.3. Resumen y comparación técnica de alternativas de propuesta.

Desde el punto de vista técnico es importante comparar el nivel de cumplimiento de los objetivos planteado para mejorar la operación en paralelo de los transformadores de la Estación SES, el nivel de confiabilidad, reacción contra fallas y/o eventos, disponibilidad para mantenimiento y mejora de la operación en paralelo.

	Cambio de Alimentadores	Cambio de transformador	Intercambio de transformadores entre Estaciones
Soluciona el problema?	NO	SI	SI
Adaptación a la infraestructura?	SI	SI	SI
Mejora Confiabilidad en el sistema?	NO	SI	SI
Necesidad de Mudanza de Equipo?	NO	SI	SI
Necesidad de interrupción al sistema?	SI	NO	NO
Necesidad de equipos extras?	NO	SI	NO
¿Viabilidad técnica?	NO	SI	SI
Viabilidad Económica?	SI	NO	SI

Tabla 29: Resumen de alternativas de solución

Según esta tabla comparativa se puede observar que las alternativas de cambio de transformador y de intercambio de transformadores entre Estaciones son las opciones que más se ajustan a las condiciones actuales que demanda este proyecto. La propuesta del cambio de alimentadores de la barra A a la barra B, es una solución técnica viable pero no soluciona la confiabilidad del sistema, ya que el sistema se ve más rígido y robusto funcionando en paralelo, además, se tendrá que realizar cortes lo que lleva a horas de servicio no facturada.

Por otro lado, la adquisición de un equipo nuevo es una alternativa de propuesta viable, pero su proceso lleva su tiempo para disponer del equipo, además, el costo del mismo es elevado según se vio en 6.5.2.2 y el retorno de la inversión será en un tiempo mayor. Por este motivo se descarta la propuesta del cambio de transformador por uno nuevo.

Finalmente, por todo lo expuesto la propuesta favorable es el intercambio de los transformadores de potencia que se encuentran en la ES-SES y ES-COV, ya que es la más viable en términos técnicos y económicos.

7. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

De los análisis realizados que se simularon mediante demanda a tope en condiciones actuales de la ES-SES, variando la tensión de fuente en valores de 0,95pu, 1pu, 1,05pu, variando los bancos de capacitores de 0, 12 y 24 Mvar y variando los TAP del TR-01 y TR-02. 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 apenas un aprovechamiento del 86% de potencia instalada. Con todo esto se llegó a la evaluación de que los transformadores con diferencia en impedancia de base poseen una absorción desigual cuanto a la demanda de potencia como también en la corriente de corto circuito, por lo cual se propuso 3 alternativas de mejoramiento. La primera consistió en el cambio y equilibrio de carga en los alimentados distribuyendo para cada barra, la segunda radicó en la adquisición de un nuevo transformador de potencia con características similares a las existentes y el ultimo consistió en la búsqueda de una Estación con transformadores de iguales características que la estudiada para el intercambio de transformadores entre las Estaciones. De la comparación técnica, de acuerdo a los criterios establecidos, resultó como alternativa más favorable y beneficiosa el intercambio de uno de los transformadores de la ES-COV que es similar al de la ES SES. Se intercambió el TR-01 de la ES-SES por el TR-02 de la ES-COV quedando los transformadores de la marca NARI y WEG para la ES-SES.

Finalmente, se realizó la simulación de demanda al límite y evento de corto circuito de los transformadores de potencia ya intercambiados dando como resultado el cumplimiento de las exigencias planteadas, hubo un aumento del aprovechamiento de potencia instalada y la igualdad en el reparto de carga, así también un reparto de corriente de corto circuito más equitativo para ambos equipos de potencia proporcionando de esta manera una mayor capacidad, confiabilidad y continuidad a la Estación SES.

8. CONCLUSIONES

Según los resultados obtenidos se constató la importancia de la igualdad o similitud de la impedancia base del corto circuito a la hora de acoplar transformadores uno con otro, ya que, de no ser así, se puede obtener un desaprovechamiento de potencia por desigualdad en el reparto de las cargas así también en la descarga por corto circuito generando una falla permanente, fuera de servicio, energía no facturada entre otros.

Con la realización de este trabajo final de grado se tiene como resultado la operación en paralelo de la Estación San Estanislao de la ANDE de forma favorable, con un análisis previo de simulaciones de demanda y eventos de corto circuito. Con la selección final de la propuesta de intercambio de lugar uno de los transformadores de la Estación de Coronel Oviedo con el de la estación San Estanislao se pudo obtener resultados favorables para las dos Estaciones, aumentando hasta un 12% de aprovechamiento de la potencia instalada, favoreciendo a la ANDE que es la encargada de facturar esta energía.

Finalmente, se ha logrado desarrollar además una herramienta informática con el software Excel con el cual se podrá estudiar el acoplamiento de transformadores de potencia y calcular la potencia de reparto consumida por cada equipo, permitiendo con ello obtener características de operación que posibilite prever con antelación la ocurrencia de la problemática estudiada. Esta herramienta queda a disposición de la ANDE como también a los alumnos de la facultad de FCyT.

9. RECOMENDACIONES

En base a los resultados obtenidos en este proyecto se plantea las siguientes recomendaciones:

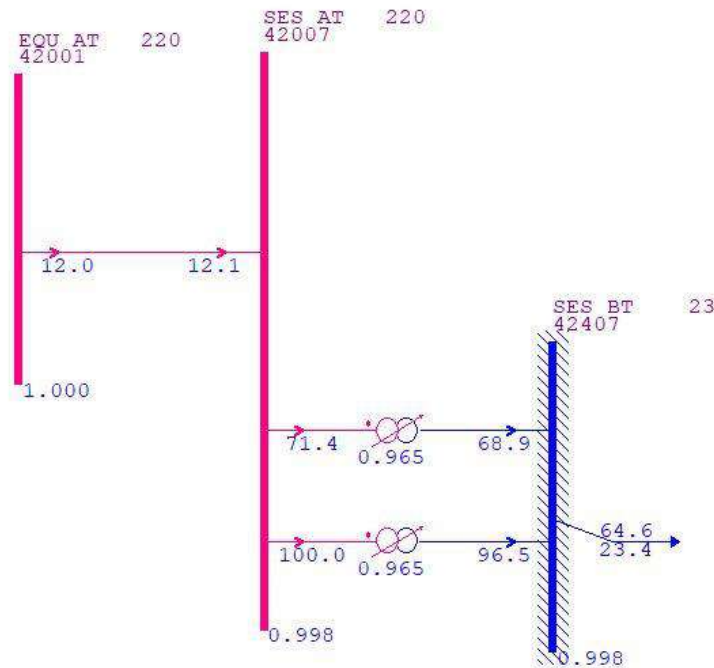
- Realizar los debidos mantenimientos de ambos TR, principalmente en los dispositivos de refrigeración del TR que asumirá mayor demanda.
- Elaborar una hoja de cálculo para el computo por cada transformador ante eventos de corto circuito, ya que el mismo proyecto solo abarca para demanda de potencia.
- Monitorear las demandas actuales de la ES-SES (sobre todo en periodos estivales), a fin de no sobrecargar uno de los TR, como herramienta coadyuvante de este análisis podrá ser usada la rutina desarrollada en Excel.
- Analizar con el suficiente detalle las previsiones de demandas del local, considerando crecimientos vegetativos, instalación de nuevas industrias, etc., que podrían acelerar la saturación en la transformación del local.
- En caso de necesidad recurrir a acciones mitigadoras como:
 - * Poner en servicio las compensaciones reactivas de 23kV, brindando así una relativa holgura a los transformadores.
 - * Separar barras en 23kV, para lo deberá ser ecualizadas las cargas en cada barra.
- Realizar el mismo estudio y análisis de operación de los transformadores de potencia ya intercambiados de la ES-COV y luego una evaluación económica de su rentabilidad con la ANDE.
- Organización de sistemas de protecciones del local con los cambios hechos por los que se recomienda un protocolo de automatización nuevo.
- Cambiar uno de los TR por otro de características similares al que queda.
- Finalmente, se recomienda a los futuros estudiantes profundizar sobre el tema y la posibilidad de aplicación de la misma metodología de análisis a otras estaciones similares a la estudiada.

10. APÉNDICE

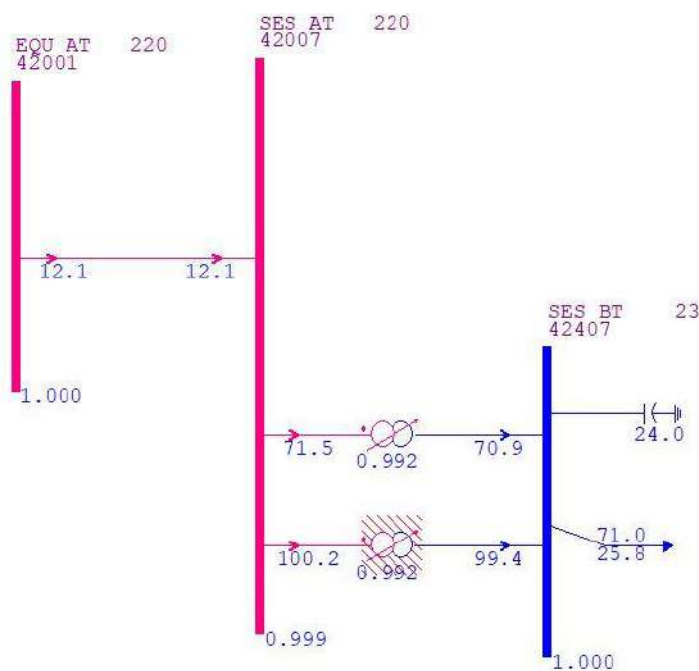
Apéndice A: Ingeniería de Diseño

Apéndice A.1: Modelado de carga máxima variando banco de capacitores.

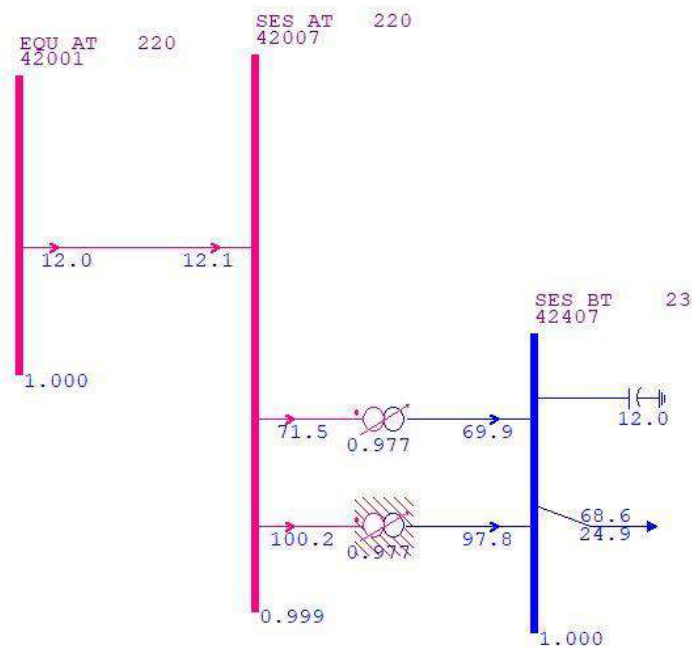
A.1.1. Caso 1: Tensión de Fuente 1pu Banco de Capacitores 0 Mvar



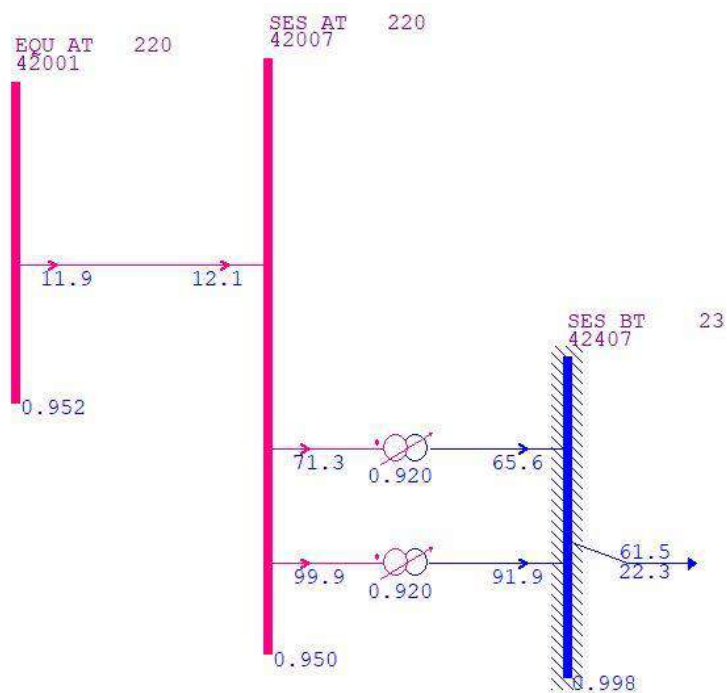
A.1.2. Caso 2: Tensión de Fuente 1pu Banco de Capacitores 12 Mvar



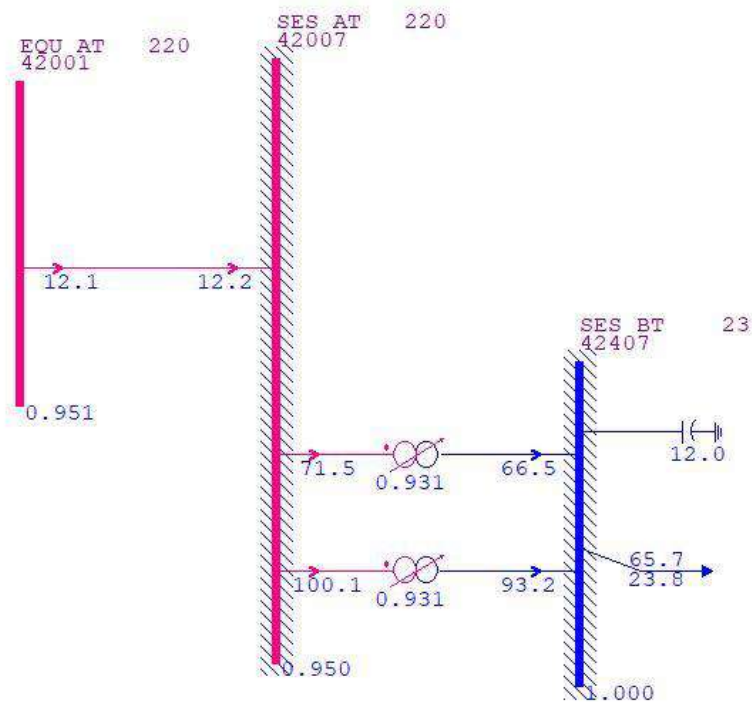
A.1.3. Caso 3: Tensión de Fuente 1pu Banco de Capacitores 24 Mvar



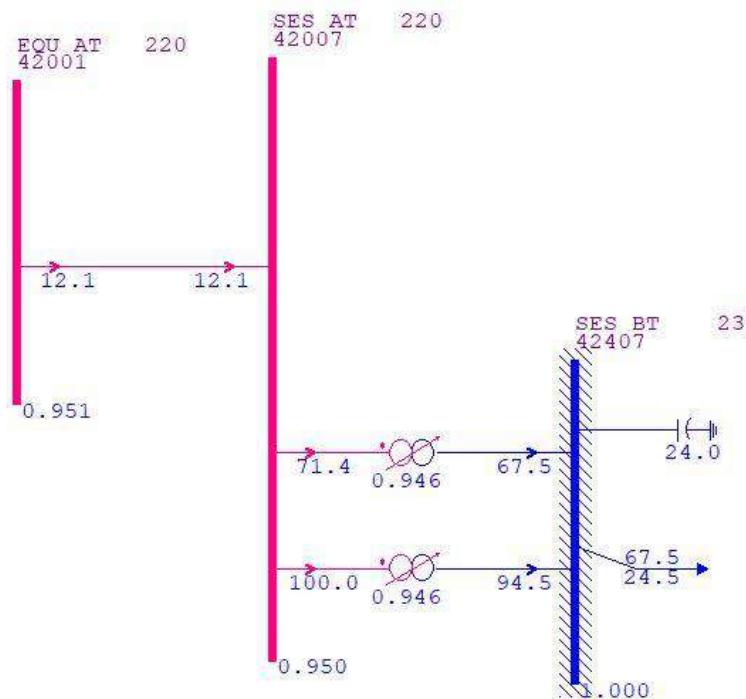
A.1.4. Caso 1: Tensión de Fuente 0,95pu Banco de Capacitores 0 Mvar



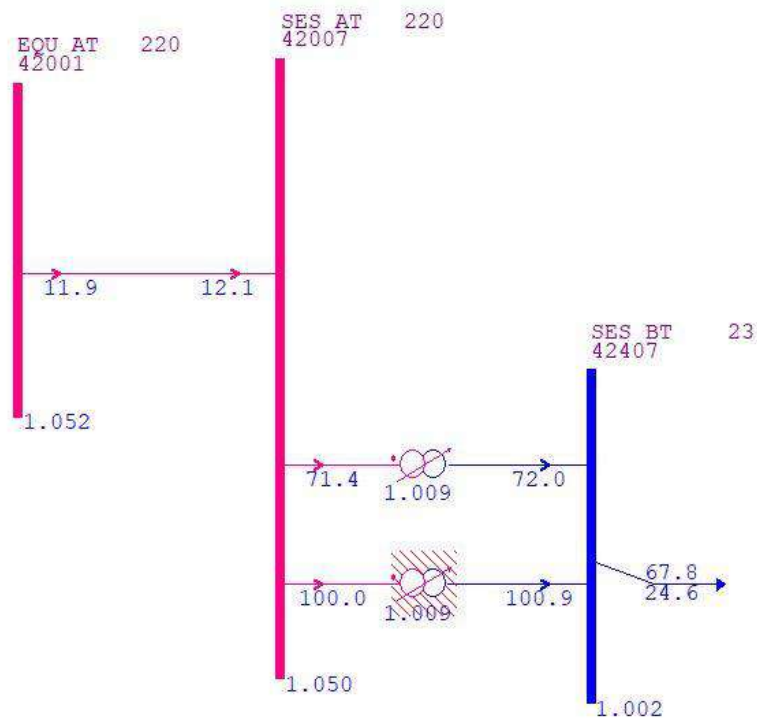
A.1.5. Caso 2: Tensión de Fuente 0,95pu Banco de Capacitores 12 Mvar



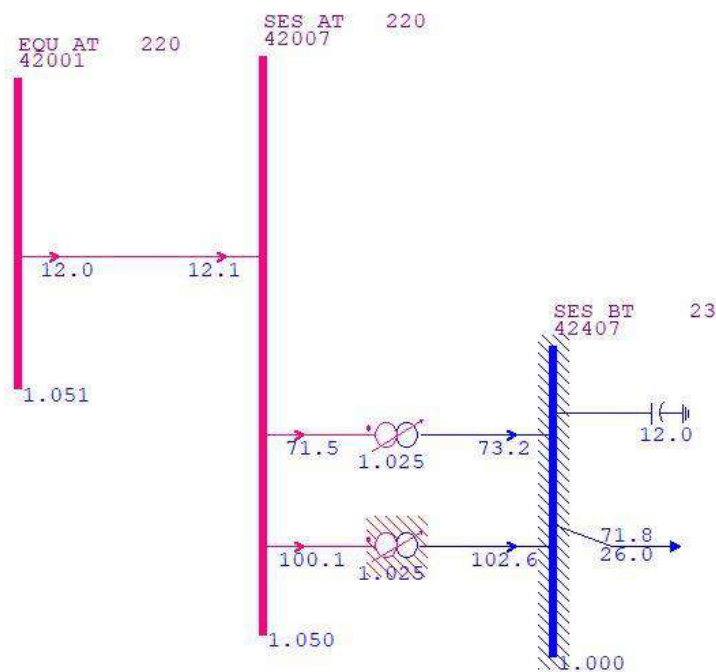
A.1.6. Caso 3: Tensión de Fuente 0,95pu Banco de Capacitores 24 Mvar



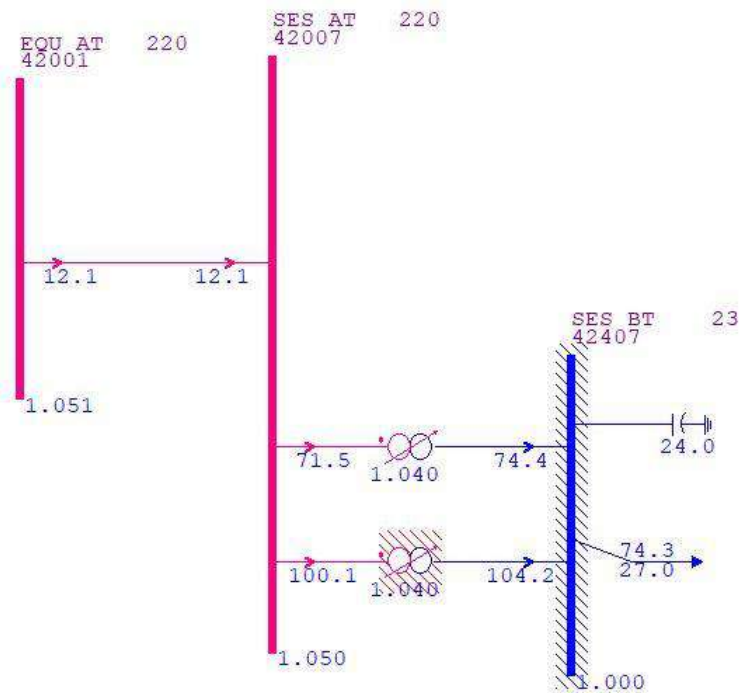
A.1.7. Caso 1: Tensión de Fuente 1,05pu Banco de Capacitores 0 Mvar



A.1.8. Caso 2: Tensión de Fuente 1,05pu Banco de Capacitores 12 Mvar

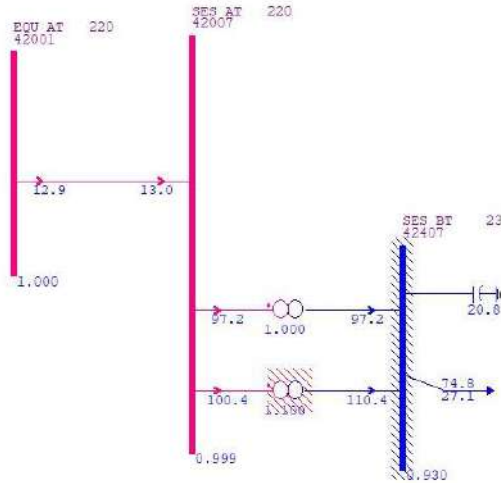


A.1.9. Caso 3: Tensión de Fuente 1,05pu Banco de Capacitores 24 Mvar

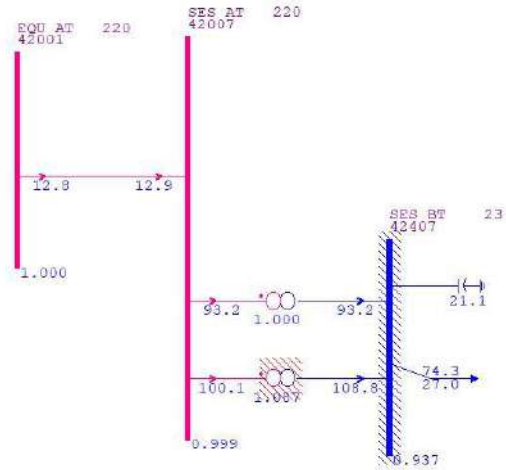


Apéndice A.2: Modelado de carga máxima TAP fijo y variando TAP, de (0,9 a 1,1pu) asumiendo demanda al límite.

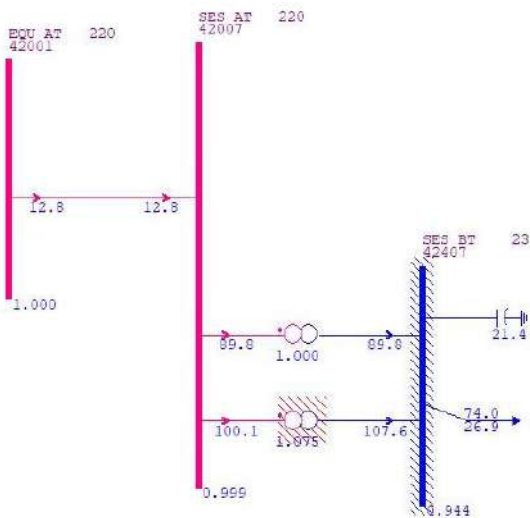
A.2.1. TR-01 fijo a TAP 9, combinada con TR-02 TAP:



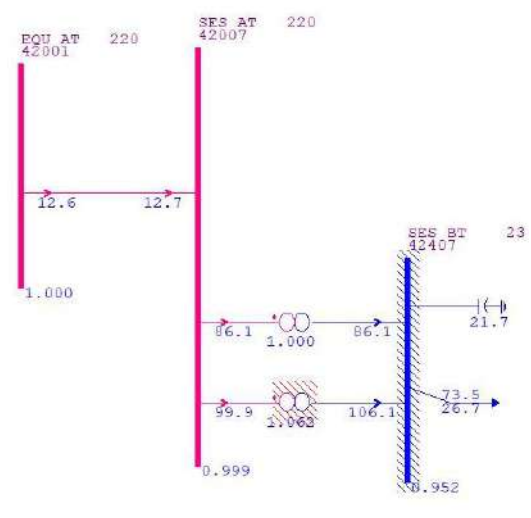
TAP 1



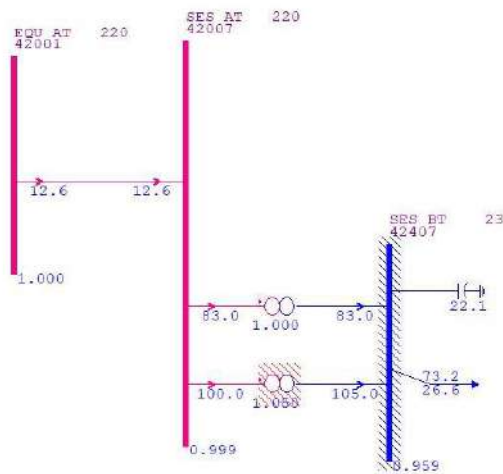
TAP 2



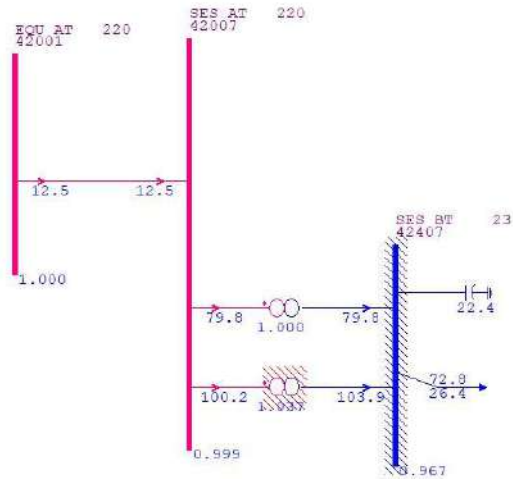
TAP 3



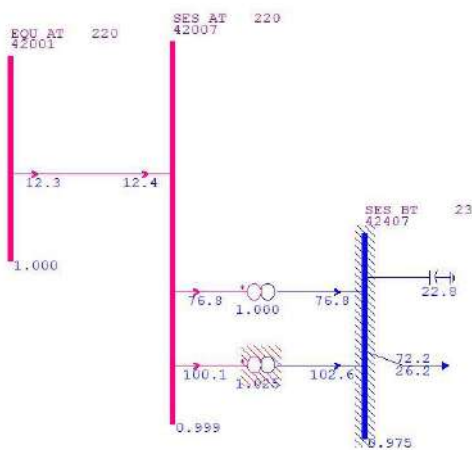
TAP 4



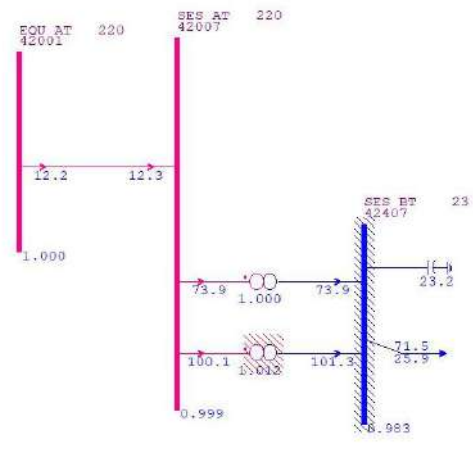
TAP 5



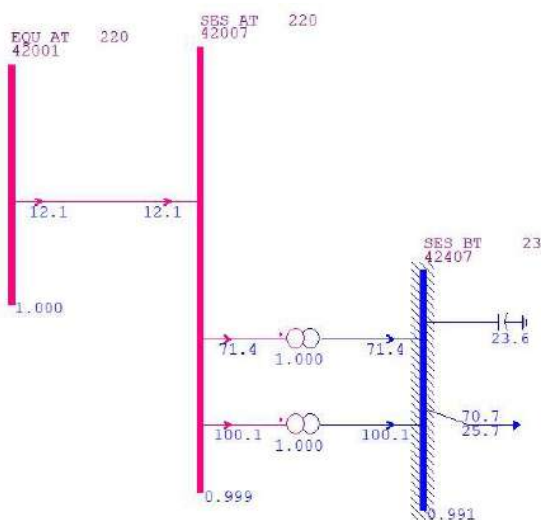
TAP 6



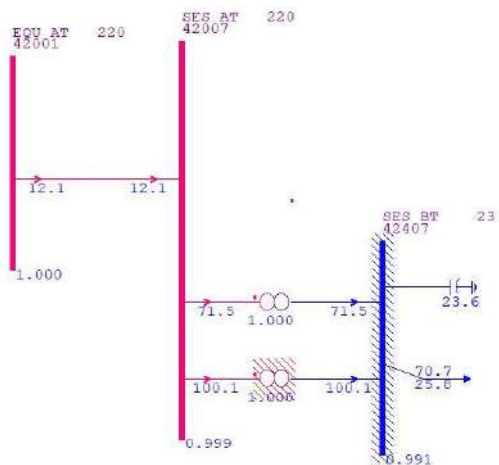
TAP 7



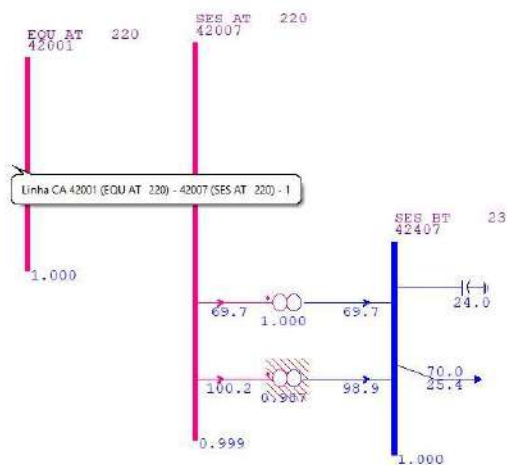
TAP 8



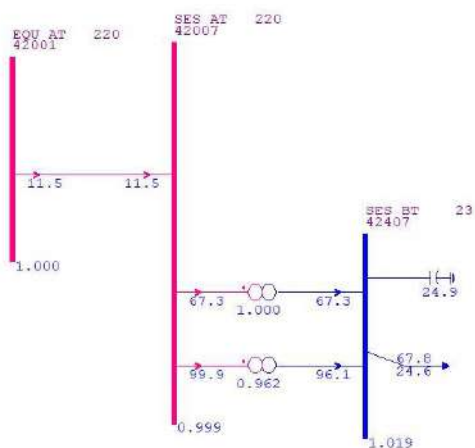
TAP 9



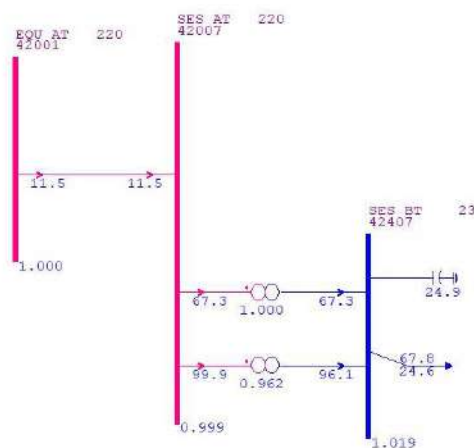
TAP 10



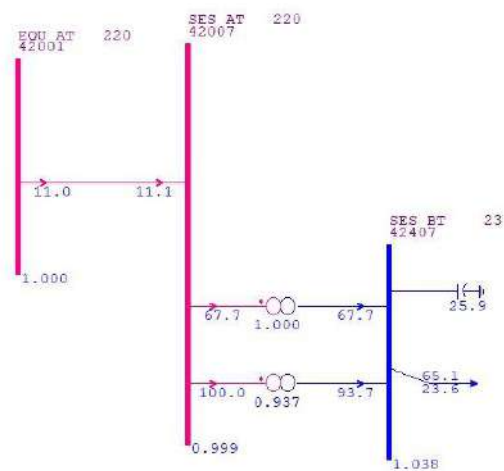
TAP 11



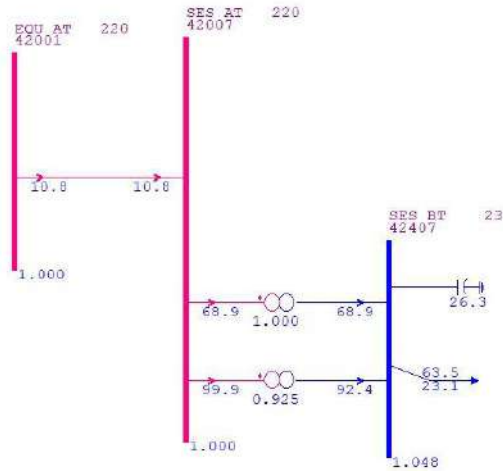
TAP 12



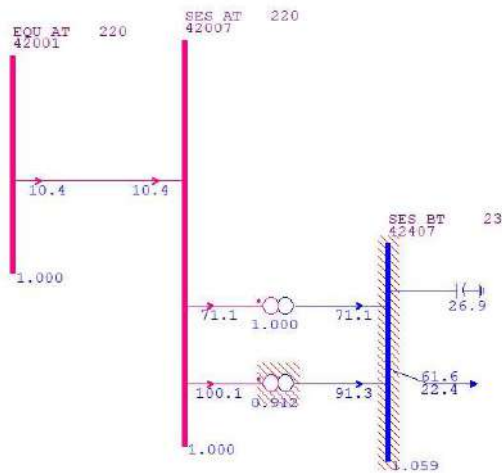
TAP 13



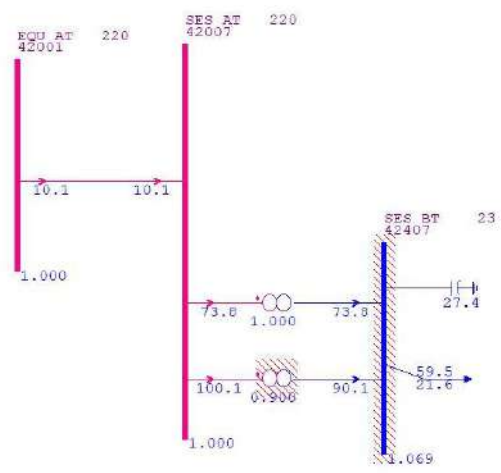
TAP 14



TAP 15

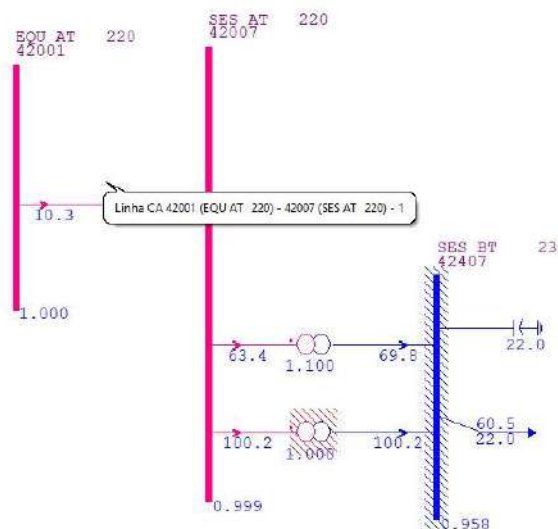


TAP 16

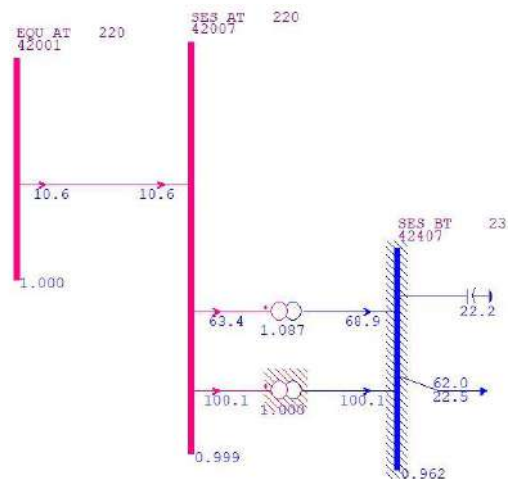


TAP 17

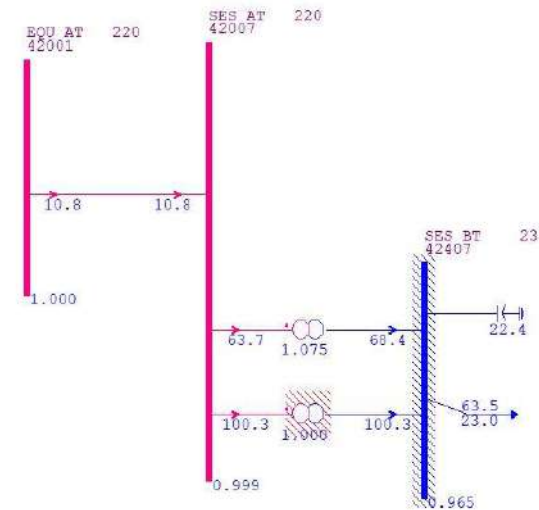
A.2.2. TR-02 fijo a TAP 9, combinada con TR-01 TAP:



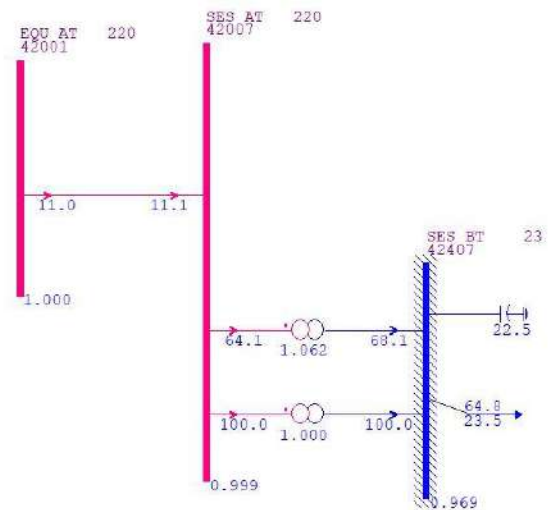
TAP 1



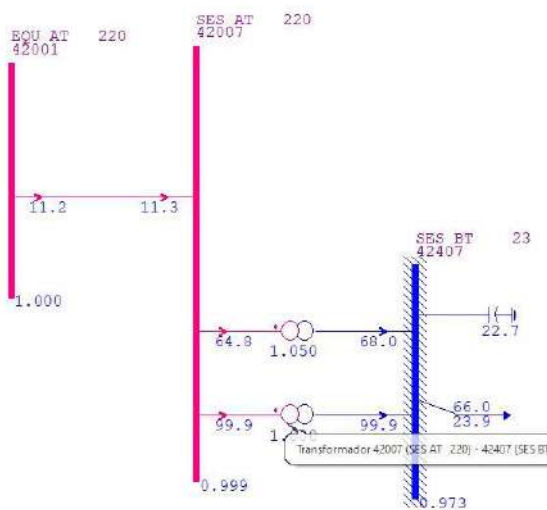
TAP 2



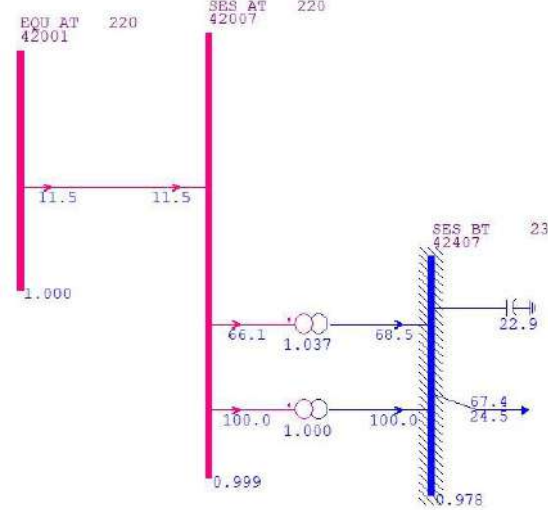
TAP 3



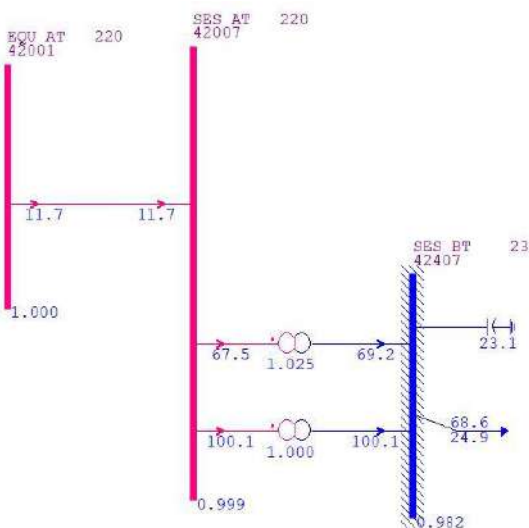
TAP 4



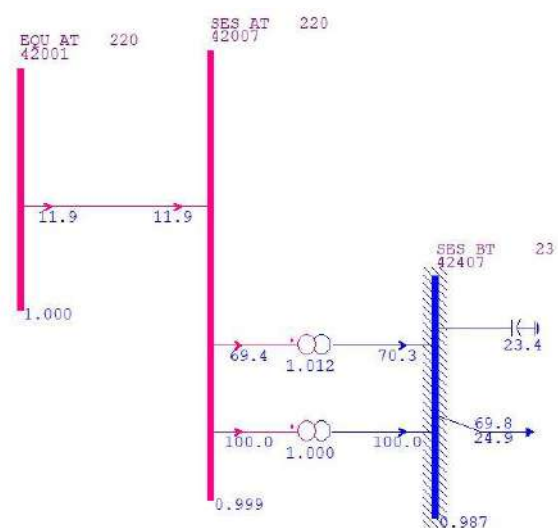
TAP 5



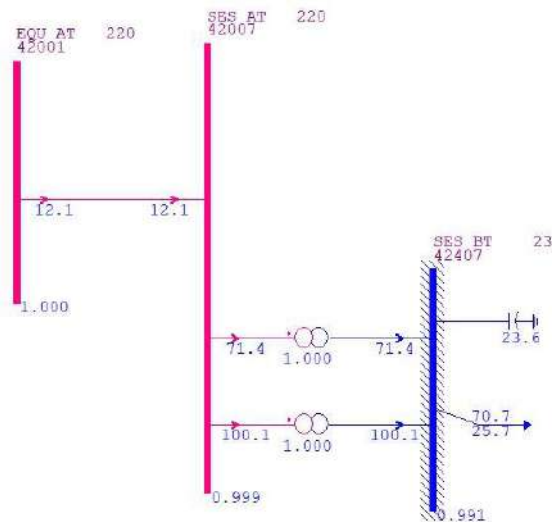
TAP 6



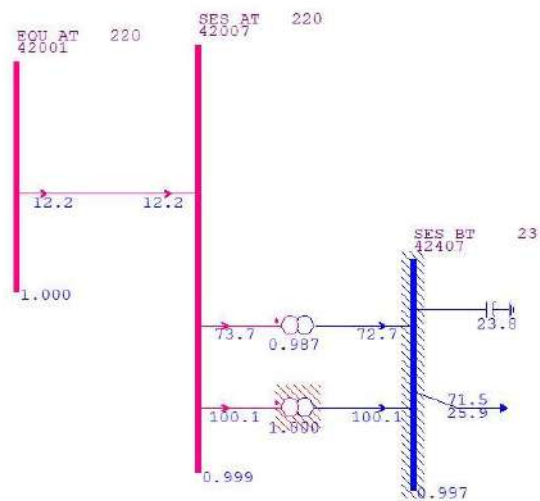
TAP 7



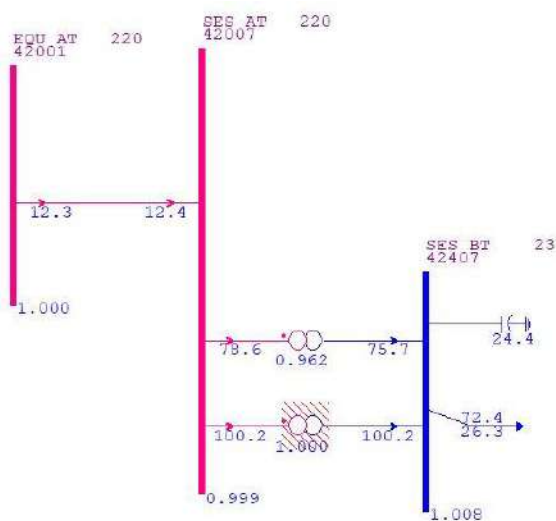
TAP 8



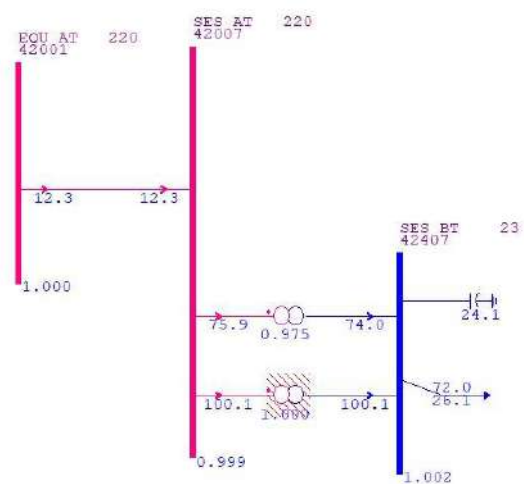
TAP 9



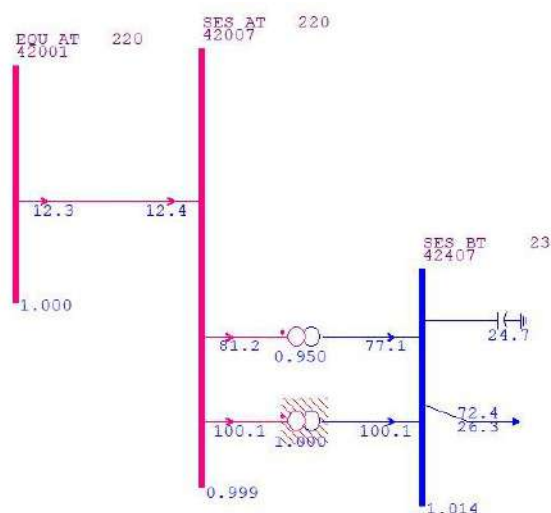
TAP 10



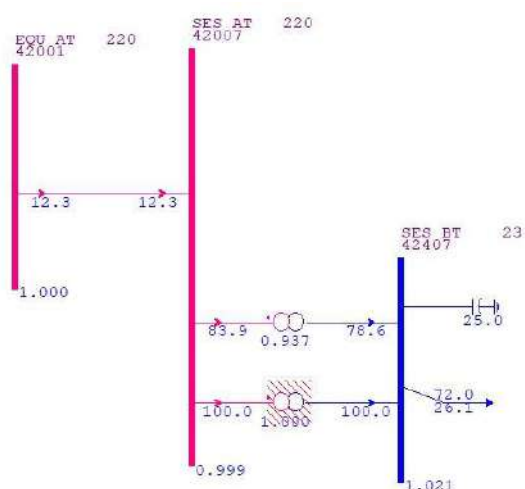
TAP 11



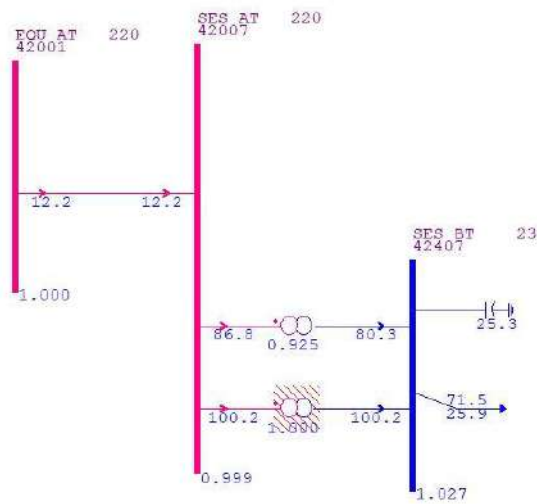
TAP 12



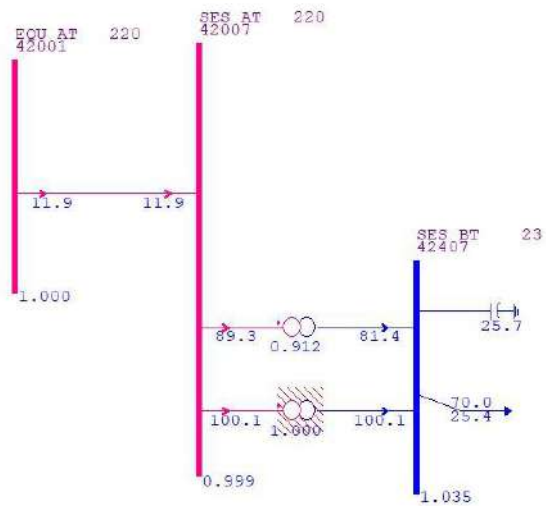
TAP 13



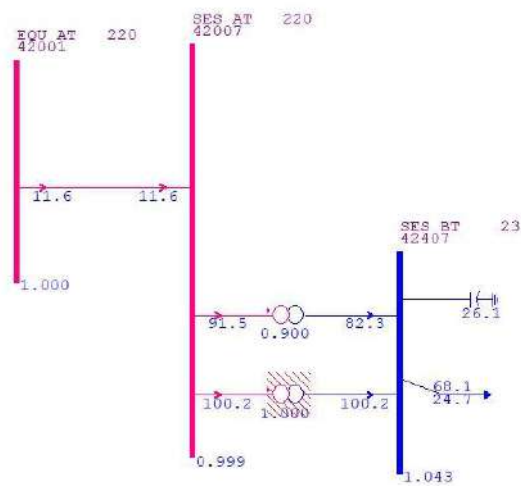
TAP 14



TAP 15



TAP 16

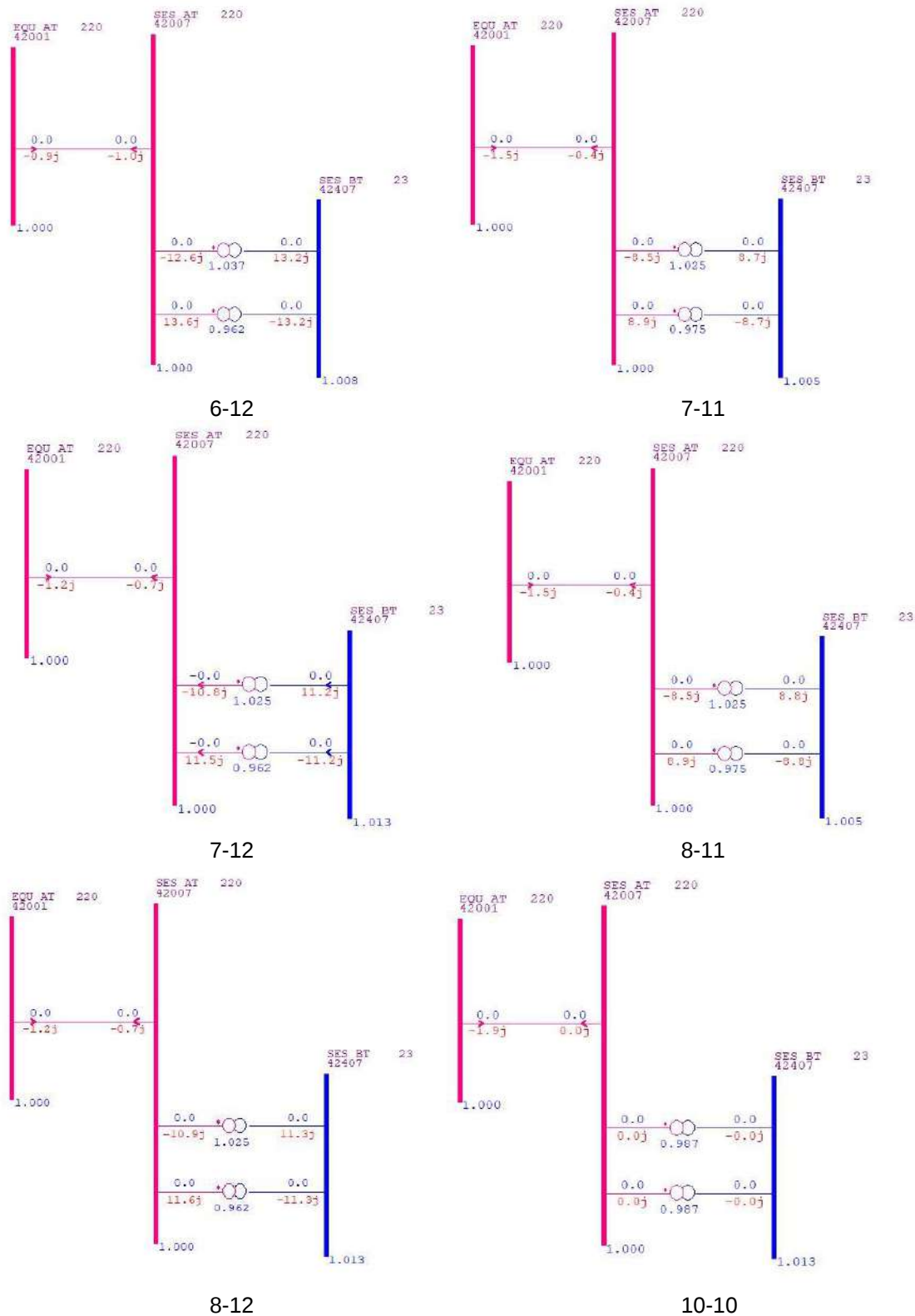


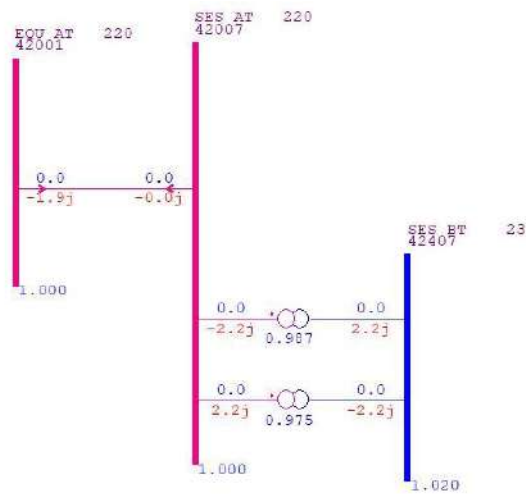
TAP 17

Apéndice A.3: Simulación del TAP fijo y variable con carga y en vacío.

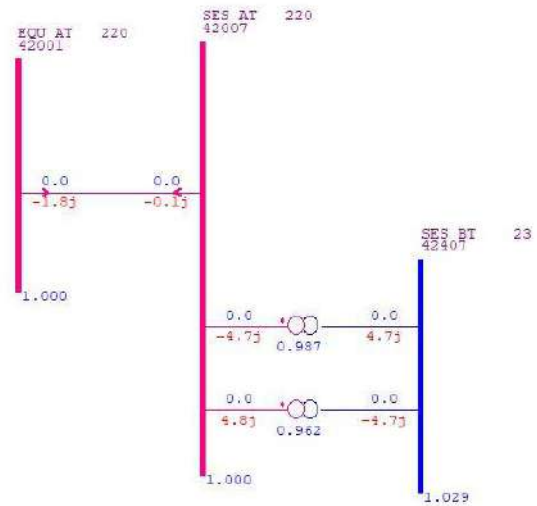
A.3.1. TR-01 con TR-02 en vacío

El primer número hace referencia al TAP del TR-01 y el segundo al TAP del TR-02

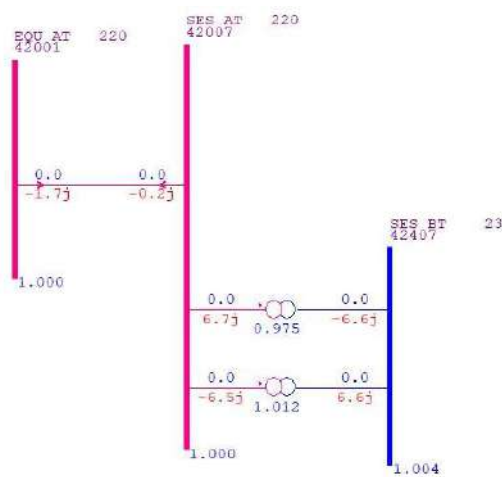




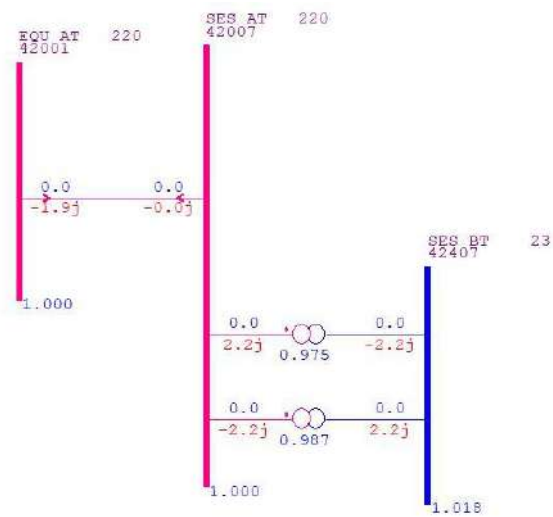
10-11



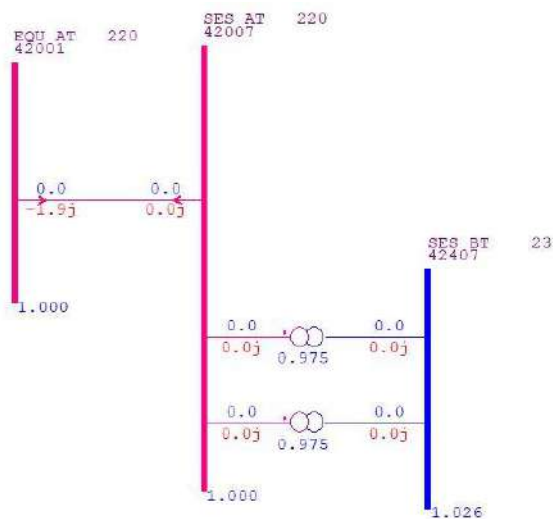
10-12



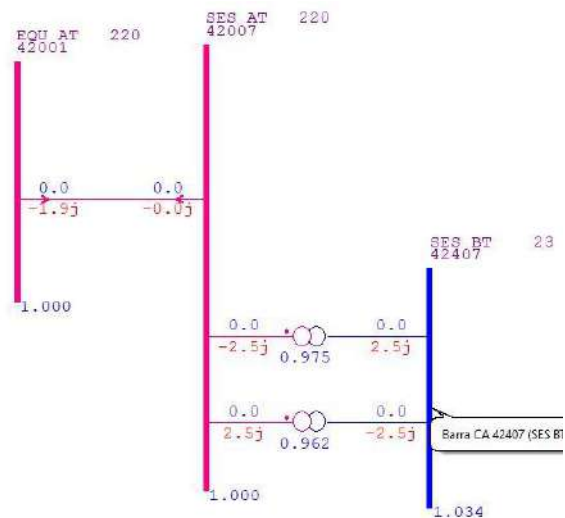
11-8



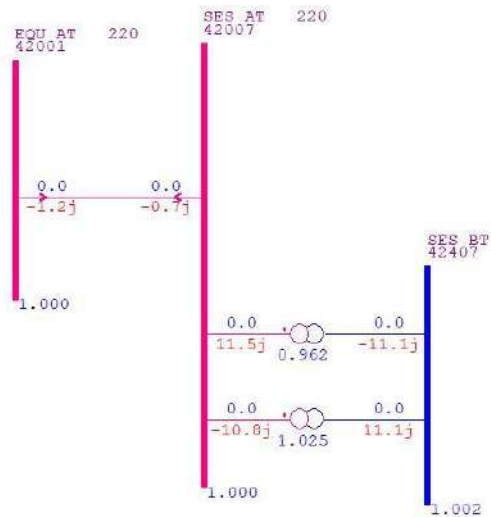
11-10



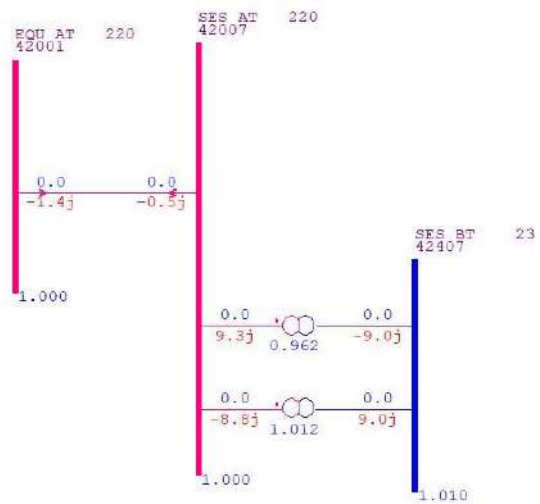
11-11



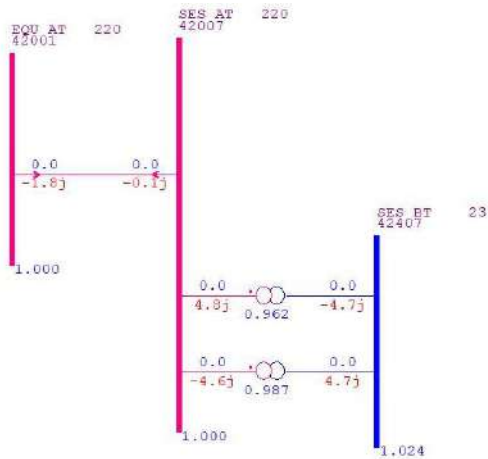
11-12



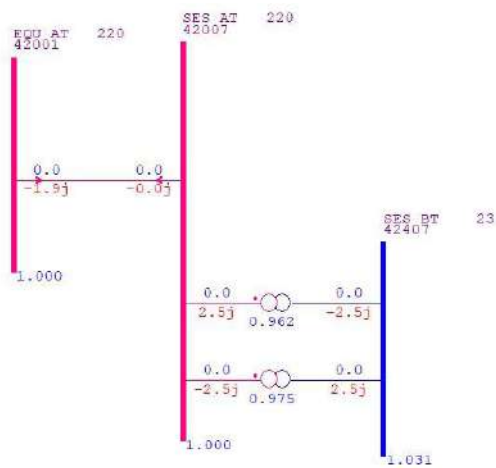
12-7



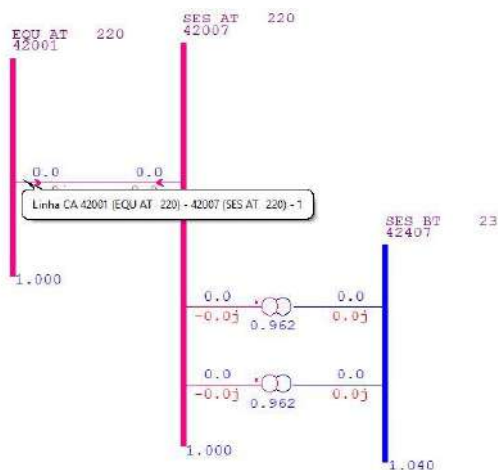
12-8



12-10

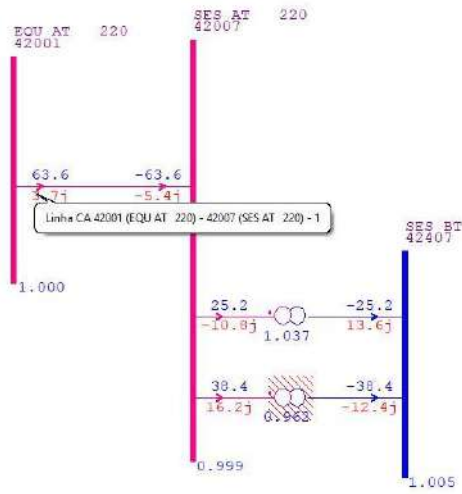


12-11

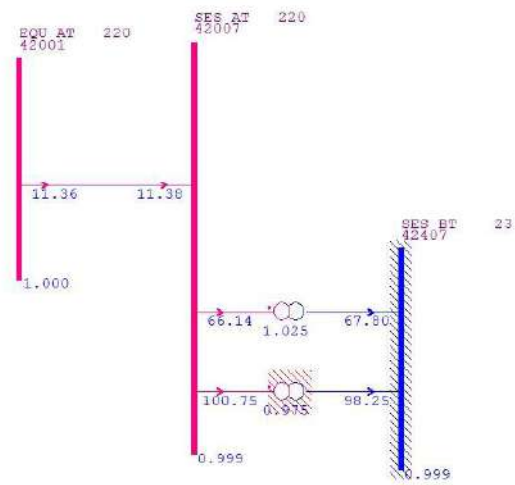


12-12

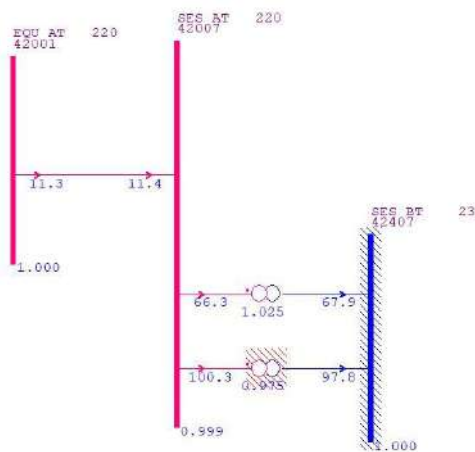
A.3.2. TR-01-TR-02 con carga.



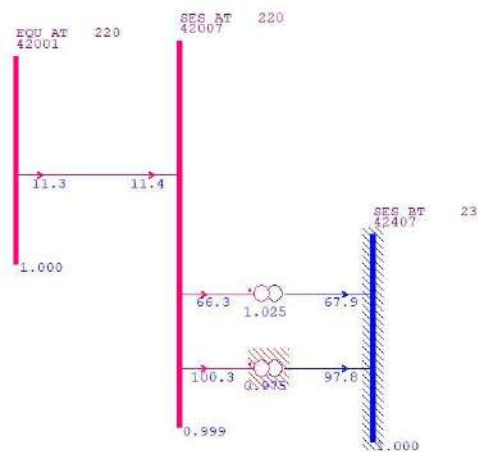
6-12



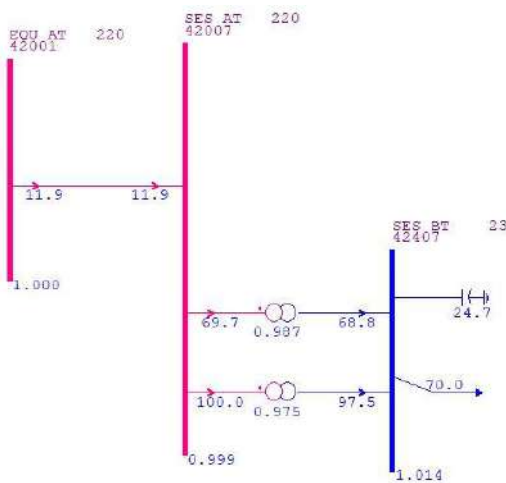
7-11



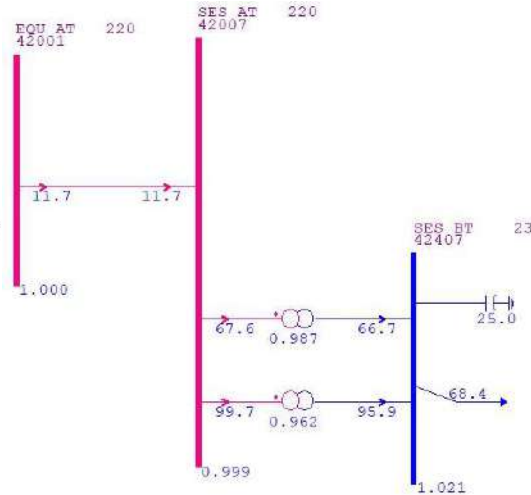
8-11



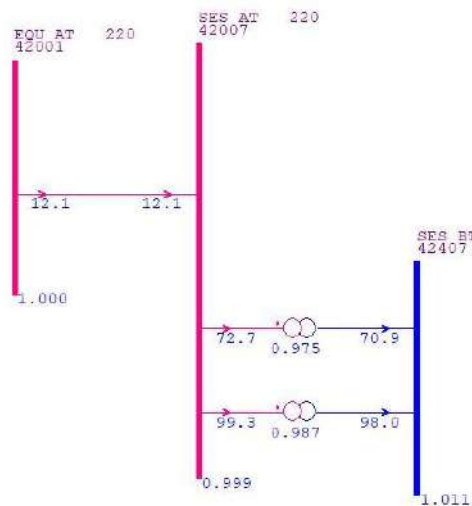
8-12



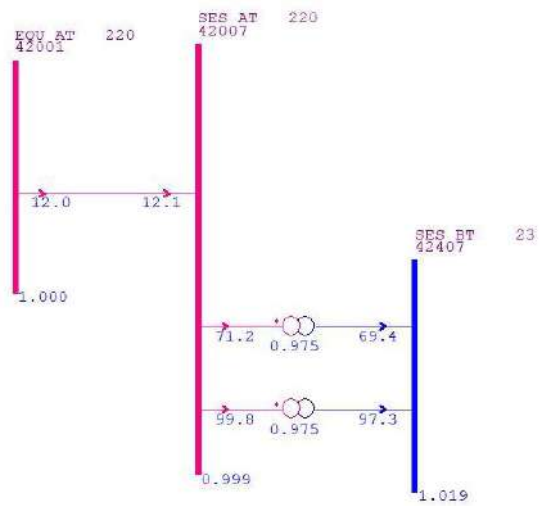
10-11



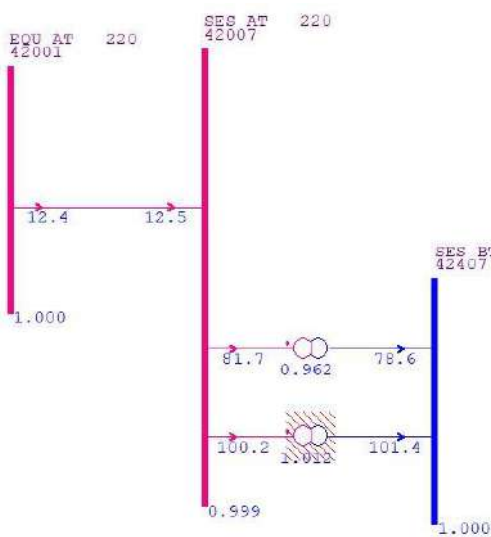
10-12



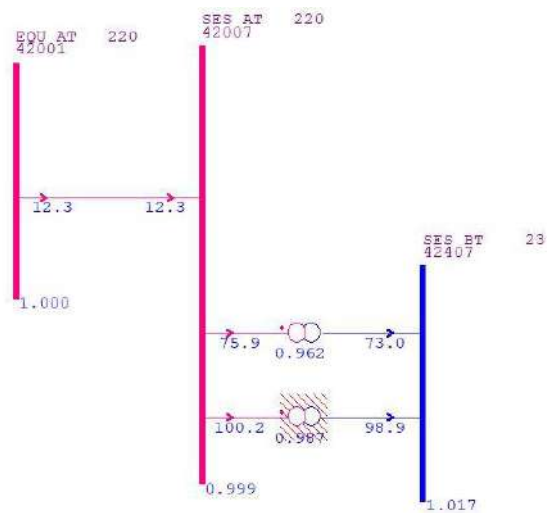
11-10



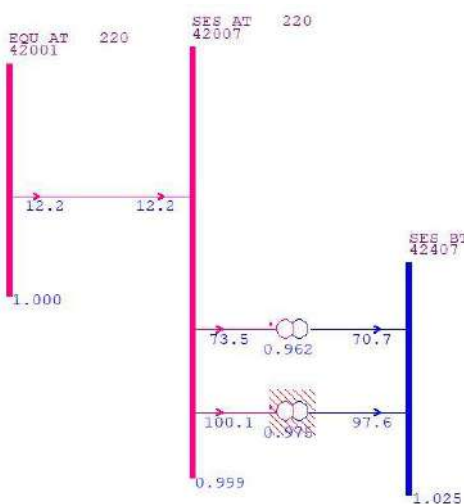
11-11



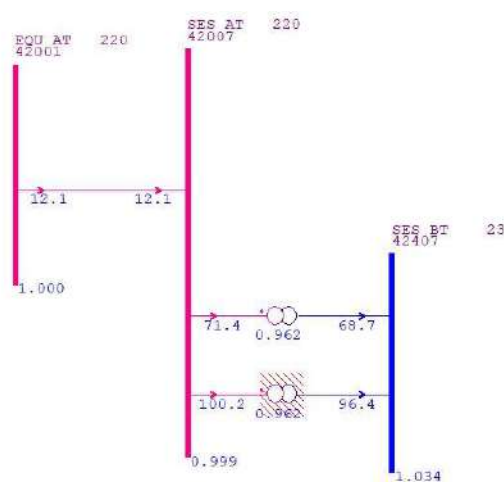
12-8



12-10



12-11



12-12

Apéndice A.4: Simulación del TAP manual y automático de acuerdo al software.

A.4.1. Tabla de prueba de TAP manual TR-02 y TAP automático TR-01 de acuerdo al software.

Prueba de TAP TR-02 manual y TR-01 del automático Programado a 1,01 PU lado 23 KV												
Posición	Nivel de tensión Voltios	Valor P.U. de TR-02	X%	Tap adaptado. TR-01 Según ANAREDE	Demanda en MW	Demanda en MVAR	TR-01		TR-02		% de consumo	
							Lado 220 kV	Lado 23kV	Lado 220kV	Lado 23kV	TR-01	TR-02
1	242000	1,1	24,57	0,966	63	22,86	28,2 + j27	-28,7 - 22,6j	34,3 - 20j	-34,3 - 23j	86,90%	100%
2	239250	1,0875	24,48	0,973	67	24,31	30,1 + 23,8j	-30,1 - 19,6j	36,8 - 15,6j	-36,8 + 19,8j	93,40%	100%
3	236500	1,075	24,39	0,982	70	25,40	31,1 + 20,5j	-31,1 - 16,5j	38,9 - 11,4j	-38,9 + 15,5j	89,80%	100%
4	233750	1,0625	24,3	0,994	72	26,13	31,5 + 16,2j	-31,5 - 12,4j	40,5 - 6,6j	-40,5 + 10,8j	80,50%	100%
5	231000	1,05	24,21	1,008	73	26,49	31,4 + 11,6j	-31,4 - 8,2j	41,6 - 2j	-41,6 + 6,2j	77,20%	100%
6	228250	1,0375	24,12	1,025	72,8	26,42	30,7 + 6j	-30,7 - 2,9j	42,1 + 3,3j	-42,1 + 0,9j	73,40%	100%
7	225500	1,025	24,03	1,044	71,5	25,95	29,6 + 0,2j	-29,6 + 2,7j	41,9 + 8,3j	-41,9 - 4,1j	70,70%	100%
8	222750	1,0125	23,94	1,068	69	25,04	27,9 - 6,4j	-27,9 + 9,3j	41,1 + 14j	-41,1 - 9,8j	70,00%	100%
9	220000	1	23,85	1,1	66	23,95	25,2 - 14,2j	-25,2 + 17,2j	38,8 + 20,2j	-38,8 - 16,1j	72,80%	100%
10	217250	0,9875	23,86	1,1	62	22,50	24,2 - 17,2j	-24,2 + 20,4j	37,8 + 22j	-37,8 - 18j	74,70%	100%
11	214500	0,975	23,88	1,1	61,7	22,39	23,9 - 19,6j	-23,9 + 23,1j	37,8 + 24,3j	-37,8 - 20,2j	77,80%	100%
12	211750	0,9625	23,89	1,1	60,2	21,85	23,1 - 22,6j	-23,1 + 26,4j	37 + 26,6j	-37 - 22,4j	81,30%	100%
13	209000	0,95	23,90	1,1	58,3	21,16	22,2 - 25,5j	-22,2 + 29,7j	36 + 28,6j	-36 - 24,4j	85,10%	100%
14	206250	0,9375	23,91	1,1	56	20,32	21,2 - 28,7j	-21,2 + 33,4j	34,7 + 30,9j	-34,7 - 26,8j	89,00%	100%
15	203500	0,925	23,93	1,1	54	19,60	20,3 - 31,7j	-20,3 + 36,8j	33,7 + 33,2j	-33,7 - 29,1j	94,70%	100%
16	200750	0,9125	23,94	1,1	51,5	18,69	19,1 - 35,1j	-19,1 + 40,9j	32,1 + 35,7j	-32,1 - 31,5j	100%	100%
17	198000	0,9	23,95	1,1	38	13,79	14 - 40,3j	-14 + 46,9j	23,9 + 34,9j	-23,9 - 31,8j	100%	93%

A.4.2. Tabla de prueba de TAP manual TR-01 y TAP automático TR-02 de acuerdo al software.

Prueba de TAP 01 manual 01 del automático Programado a 1,01 PU lado 23 KV												
Posición	Nivel de tensión Voltios	Valor P.U. de TR-01	X%	Tap adaptado. TR-02 Según ANAREDE	Demanda en MW	Demanda en MVAR	TR-01		TR-02		% de consumo	
							Lado 220 kV	Lado 23kV	Lado 220kV	Lado 23kV	TR-01	TR-02
1	242000	1,1	34,26	0,999	63,5	23,04	24,6 - 14,3j	-24,6 + 17,3j	38,9 + 20j	-38,9 - 15,9j	71,60%	100%
2	239250	1,0875	34,15	1,004	65,6	23,81	25,8 - 11,2j	-25,8 + 14,1j	39,9 + 17,6j	-39,9 - 13,4j	71,50%	100%
3	236500	1,075	34,04	1,01	67,3	24,42	26,7 - 8,2j	-26,7 + 11j	40,6 + 15,1j	-40,6 - 10,9j	68,70%	100%
4	233750	1,0625	33,93	1,016	68,9	25,00	27,7 - 4,8j	-27,7 - 4,8j	41,2 + 12,2j	-41,2 - 8,1j	68,30%	100%
5	231000	1,05	33,83	1,022	70,4	25,55	28,6 - 1,5j	-28,6 + 4,3j	41,7 + 9,5j	-41,7 - 5,3j	68,90%	100%
6	228250	1,0375	33,72	1,03	71,6	25,98	29,5 + 2,3j	-29,5 + 0,6j	42 + 6,2j	-42 - 2,1j	70,30%	100%
7	225500	1,025	33,61	1,038	72,3	26,24	30,2 + 5,9j	-30,2 - 2,9j	42,1 + 3j	-42,1 + 1,2j	72,30%	100%
8	222750	1,0125	33,51	1,047	72,6	26,35	30,8 + 10,1j	-30,8 - 6,9j	41,8 - 0,8j	-41,8 + 5j	75,10%	100%
9	220000	1	33,4	1,057	72,3	26,24	31,1 + 14,2j	-31,1 - 10,6j	41,2 - 4,7j	-41,2 + 8,9j	78,20%	100%
10	217250	0,9875	33,44	1,069	70,6	25,62	30,8 + 18,7j	-30,8 - 14,9j	39,8 - 9,6j	-39,8 + 13,7j	81,30%	100%
11	214500	0,975	33,48	1,083	67,7	24,57	29,9 + 23j	-29,9 - 18,9j	37,8 - 14,7j	-37,8 + 18,8j	84,20%	100%
12	211750	0,9625	33,52	1,1	62	22,50	27,8 + 27,9j	-27,8 - 23,5j	34,1 - 20,6j	-34,1 + 24,8j	86,60%	100%
13	209000	0,95	33,56	1,1	56	20,32	25,3 + 28,8j	-25,3 - 24,8j	30,7 - 25,4j	-30,7 + 29,5j	83,30%	100%
14	206250	0,9375	33,60	1,1	48	17,42	21,8 + 30,1j	-21,8 - 26,4j	26,2 - 30,4j	-26,2 + 34,6j	79,50%	100%
15	203500	0,925	33,64	1,1	40	14,52	18,3 + 31,4j	-18,3 - 28j	21,7 - 35,2j	-21,7 + 39,6j	76,80%	104%
16	200750	0,9125	33,68	1,1	30	10,89	13,8 + 32,8j	-13,8 - 29,6j	16,1 - 40,6j	-16,1 + 45,5j	74,10%	110%
17	198000	0,9	33,73	1,1	20	7,26	9,3 + 34,2j	-9,3 - 31,1j	10,7 - 45,6j	-10,7 + 51,3j	72,90%	118%

Apéndice B: Costos

En esta sección consistió en el conteo del desmontaje, traslado, tratamiento de aceite, montaje y su puesta en marcha entre las estaciones de COV y SES del sistema eléctrico de la ANDE

Apéndice B.1: Desmontaje de equipo de potencia.

Descripción de trabajo	Cantidad	Precio Unitario	Precio total Gs.
Extracción del aceite de la cuba del trafo para su posterior tratamiento.	1	1.568.000	1.568.000
Desconexión de los conductores de la barra lado 200 kV y lado 23 kV.	1	3.467.000	3.467.000
Desmontaje del tanque de expansión.	1	1.835.000	1.835.000
Extracción de núcleo y bobina de alta y baja	1	5.962.000	5.962.000
Desmontaje de radiadores y cañerías pertenecientes al sistema de fluido de aceite.	1	2.961.000	2.961.000
Desmontaje del cubículo silica gel.	1	1.733.000	1.733.000
Desmontaje del bushings de alta tensión y de baja tensión.	1	4.567.000	4.567.000
Descableado del gabinete del trafo	1	1.132.000	1.132.000
Descableado de los sensores del trafo y de los ventiladores del radiador.	1	1.876.000	1.876.000
Desconexión de la puesta a tierra.	1	2.345.000	2.345.000
Extracción de la cuba del trafo y montado al camión de traslado	1	2.623.000	2.623.000
Desmontaje y descableado del tablero control.	1	1.256.000	1.256.000
Extracción de los conductores de protección, medición y control de los canales de conductos.	1	808.000	808.000
TOTAL			32.133.000

Apéndice B.2: Costos de transporte aproximado por Km de un Vehículo ANDE.

En esta sección se realizó un costo estimativo para cada tipo de trabajo que se realizaran para el intercambio entre los transformadores de potencia teniendo en cuenta que los técnicos y las maquinas pesada tiene que trasladarse desde el Departamento Central hasta la ciudad de San Estanislao como así también hasta la ciudad de Coronel Oviedo, realizando un recorrido de 232 km aproximadamente, lo que implica gastos para la empresa.

Primeramente, se calculó el valor aproximado del costo-por kilómetro que se obtiene al movilizarse en un vehículo para poder facturar los gastos de traslado para los trabajos desmontaje y montaje, de acuerdo como se observa en el Apéndice B.1. Para el caso del camión de uso exclusivo de traslado de maquina pesada de la empresa, su valor fue obtenido en base al km de camioneta multiplicado por diez.

Concepto	(Gs)	(Año)	(km)	(Gs/km)
Precio nuevo	300.000.000			
Valor residual	150.000.000	5		
Recorrido promedio		1	12.000	
Valor amortización				2.500
Interés del Capital (47,51% anual)				5.939
Seguro (12% anual)				3.000
Patente (3,52% anual)				73
Combustible	6.500		10	650
Mantenimiento	1.000.000		5.000	200
Lavado	50.000		1.000	50
Reparaciones menores	1.200.000		12.000	100
Repuestos (2% costo automóvil)				500
Neumáticos	2.600.000		40.000	65
TOTAL				13.077

Fuente: [Propia]

Apéndice B.3: Tratamiento de aceite.

La importancia del aceite en el transformador eléctrico es fundamental. Es un elemento que realiza dos funciones básicas, evacuar el calor del núcleo y bobinados a las zonas de enfriamiento y aislar las partes a diferentes potenciales eléctricos, interponiendo una barrera entre ellos. Los enemigos principales del aceite son el calor, el agua y el oxígeno, por lo que es necesario evitar en la medida de lo posible que estos agentes tengan influencia directa o indirecta sobre el aceite.

Los detalles del costo se detallan en el siguiente cuadro.

Descripción de trabajo	Cantidad	Precio Unitario	Precio total
Desagüe y recarga de aceite filtrado en cuba de trafo	1	7.560.000	7.560.000
Proceso de tratamiento micro filtración	1	13.780.000	13.780.000
Proceso de tratamiento de deshidratación y desgasificación bajo vacío	1	5.620.000	5.620.000
Análisis de rigidez dieléctrica	1	2.512.000	2.512.000
Crogratograma de aceite	1	3.851.000	3.851.000
Pruebas fisicoquímicos	1	3.256.000	3.256.000
Análisis de Tangente delta	1	6.450.000	6.450.000
TOTAL			43.029.000

Apéndice B.4: Montaje de equipo de potencia.

Descripción de trabajo	Cantidad	Precio Unitario	Precio total
Montaje sobre riel de la cuba de trafo	1	4.678.000	4.678.000
Montaje de Bushings del lado de alta y baja	1	5.556.000	5.556.000
Montaje de núcleo y bobina de alta y baja.		5.798.000	5.798.000
Montaje de radiador y cañería del sistema de fluido de aceite	1	3.321.000	3.321.000
Montaje de tanque de expansión	1	2.213.000	2.213.000

Montaje del cubículo del silica gel para la medición de humedad	1	2.878.000	2.878.000
Montaje de los ventiladores del radiador	1	2.456.000	2.456.000
Montaje del tablero de control en sala de mando		4.545.000	4.545.000
Cablado de los sensores del trafo	1	3.580.000	3.580.000
Lanzamiento de conductores de protección medición y control desde sala de mando a gabinete del trafo	1	3.420.000	3.420.000
Puesta a tierra del trafo	1	4.860.000	4.860.000
Montaje del sensor de impacto	1	1.766.000	1.766.000
Conexión de los conductores del lado alta tensión (barra 220 Kv) y lado baja tensión (barra de 23 Kv)	1	6.832.000	6.832.000
TOTAL			51.903.000

Apéndice B.5: Calibración y puesta en marcha.

Descripción de trabajo	Cantidad	Precio Unitario	Precio total
Testeo de sensores de trafo de potencia	6	565.000	3.390.000
Testeo de cableado de control, protección y medición (Megger)	3	934.000	2.802.000
Calibración de equipos de control, protección y medición	3	1.896.000	5.688.000
Configuración cable Ethernet y GPS	1	1.765.000	1.765.000
Calibración de equipo de paralelismo (Maestro/seguiror)	1	1.898.000	1.898.000
TOTAL			15.543.000

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Melvin Gonzáles, Operacion en Paralelo de Tranformadores de Potencia utilizando Sistema de Relé Reguladores de Tensión, Lima: TFG, 2014.
- [2] A. G. Vergara, Estudio de la acoplabilidad de transformadores de potencia, Madrid, 2009.
- [3] E. Choque. y M. Carranza, «Paralelo de transformadores: Experiencia de campo y Recomendaciones para su Optima Operación.,» Madrid, 2011.
- [4] Roberto Mercado Gimenez, DISEÑO DE UNA FUENTE DE ALIMENTACIÓN SEGURA Y EFICIENTE PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y MANDO DE LAS ESTACIONES Y SUBESTACIONES DEL SISTEMA CENTRO DE LA ANDE, Cnel. Oviedo, 2017.
- [5] J. C. Olivera, Transformador Teoria e Ensaio, Itajuba, 1947.
- [6] I. R. R. d. I. Torre, «CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS,» Madero, 2006.
- [7] E. Cepel, «Manual del usuario ANAREDE,» Análise Transitorio Eletromecánico, Br., 2017.
- [8] E. Cepel, «ANAFASZ,» Análise Transitorio de Corto Circuito, Br., 2017.
- [9] F. D. d. D. D. R. M. y. B. C. D. O. d. D. Z. M. y. B. C. ANDE, 2012.
- [10] Universidad del Atlántico y la Universidad Autónoma del Occidente, «SI3EA,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Docs/calidad.pdf>. [Último acceso: 6 Enero 2015].
- [11] A. Francke, «Sistema trifásico asimétrico y desequilibrado,» *ElectroInstalador*, vol. 2, n° 18, pp. 16-18, Febrero 2008.
- [12] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, «Energía eléctrica: Ministerio de Industria, Energía y Turismo,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/CalidadServicio/Paginas/IndexCalidad.aspx>. [Último acceso: 5 Enero 2015].
- [13] L. H. Romero, Interviewee, *Comportamiento de las líneas de distribución aéreas protegidas*. [Entrevista]. 16 Julio 2014.
- [14] COIDEA S.A, «Características y ventajas de las redes compactas,» *Redes aéreas compactas*, vol. IV, p. 4, 2011.
- [15] Preformed Line Products. PLP, «Manual del Instalador virtual,» 2013. [En línea]. Available: <http://sistemamid.com/>. [Último acceso: 5 Enero 2015].
- [16] AES El Salvador, Sistema semi-aislado de construcción compacto, El Salvador, 2008.
- [17] «Manual del Instalador Digital,» 2015. [En línea]. Available: <http://sistemamid.com/preview.php?a=2597>. [Último acceso: 2 Febrero 2015].
- [18] Copel, NORMA TÉCNICA COPEL - NTC, 1ra.Edición, 1997.
- [19] J. D. O. Contreras, *Estudio de problemas de compatibilidad dieléctrica en cables semi-aislados para redes de distribución*, Mexico, 2013.
- [20] ANDE, Fuente: Dirección de Distribución. División Regional Centro. Dpto.de Operación de Distribución Zona Centro, Coronel Oviedo, 2012, 2014.
- [21] «IEEE Std C57.131-,» *IEEE standard requirements for load tap changers.*, 1995.

