

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**ANÁLISIS DE LA CONEXIÓN EN PARALELO DE 3
TRANSFORMADORES DE POTENCIA, 2 DE 50 MVA Y 1
DE 75 MVA EN UNA SUBESTACIÓN DE TRANSMISIÓN**

PRESENTADO POR:

SASI LIZET RAMÍREZ MOLINA

FRANCISCO EDUARDO VÁSQUEZ CHÁVEZ

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, ENERO DE 2017

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR INTERINO :

LIC. JOSÉ LUIS ARGUETA ANTILLÓN

SECRETARIA GENERAL :

DRA. ANA LETICIA ZA VALETA DE AMAYA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO :

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR :

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título :

**ANÁLISIS DE LA CONEXIÓN EN PARALELO DE 3
TRANSFORMADORES DE POTENCIA, 2 DE 50 MVA Y 1
DE 75 MVA EN UNA SUBESTACIÓN DE TRANSMISIÓN**

Presentado por :

SASI LIZET RAMÍREZ MOLINA

FRANCISCO EDUARDO VÁSQUEZ CHÁVEZ

Trabajo de Graduación Aprobado por :

Docente Asesor :

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

San Salvador, enero de 2017

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

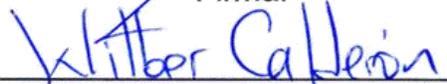
En esta fecha, miércoles 18 de enero de 2017, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 4:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director

Firma: 



2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

Firma: 

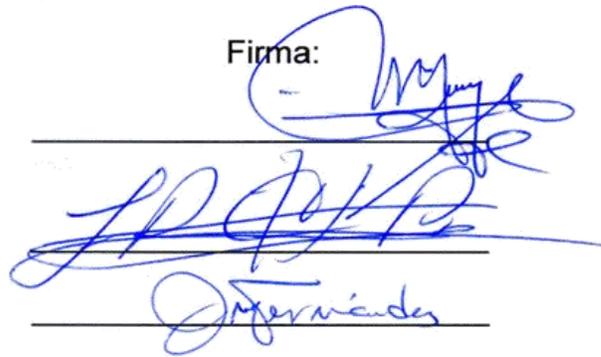
Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

1- Ing. Armando Martínez Calderón
(Docente-Asesor)

Firma:

2- MSc. Luís Roberto Chávez Paz

3- Ing. José Miguel Hernández



Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

ANÁLISIS DE LA CONEXIÓN EN PARALELO DE 3 TRANSFORMADORES DE POTENCIA, 2 DE 50 MVA Y 1 DE 75 MVA EN UNA SUBESTACIÓN DE TRANSMISIÓN

A cargo de los Bachilleres:

- RAMÍREZ MOLINA SASI LIZET

- VÁSQUEZ CHÁVEZ FRANCISCO EDUARDO

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final:

8.9

(ocho punto nueve)

Dedicatoria

*A todos aquellos que han hecho posible
la realización del presente trabajo;
y a futuros ingenieros que lo tomen como base
para estudios posteriores.*

Los autores.

Agradecimientos.

A mis padres que con sus consejos y ejemplos me han guiado hasta este nuevo paso en mi vida y han significado un apoyo sin el cual, las pocas cosas que he logrado habrían sido muy difíciles. Gracias porque sé que puedo contar con ustedes y por todos los sacrificios que sin yo pedírselos e incluso sin haberme dado cuenta, ustedes han realizado para que yo estuviera bien.

A mi abuelita quien me ha permitido acompañarle en su hogar, que siempre me lleva en sus oraciones y espera lo mejor para mí. Gracias por todas sus atenciones.

A mi compañero de tesis, de estudios, de trabajos, mi amigo y soporte. Gracias por haber sido un excelente compañero en todas las materias que tuvimos oportunidad de trabajar juntos, por haberme ayudado a entender muchas cosas y poner atención a mis explicaciones, por haberme a veces obligado a estudiar para algún examen y haberme hecho dar lo mejor que podía, así como siempre haber sido responsable en cada tarea. Gracias sobre todo por esforzarse siempre en el desarrollo de este trabajo y haber sido un apoyo hasta el final. Sé que no pude haber tenido un mejor compañero. Muchas gracias por su amistad, cariño y compañía en los años que tengo de conocerlo. Gracias por estar ahí siempre.

A mis compañeros y amigos en la carrera, por todos los grupos de estudio que hicimos apoyándonos mutuamente, por prestar casa cuando las tareas o exámenes implicaban desvelos, porque han sido un apoyo que hace la estancia en la universidad más placentera. A todos con quienes compartí y me ofrecieron su amistad, siempre los recordaré.

A nuestro asesor de tesis, por habernos confiado el tema del trabajo y guiarnos en el desarrollo del mismo, proporcionándonos los elementos adecuados y el apoyo necesario.

A cada uno de los maestros que hemos tenido, por los conocimientos que han sabido transmitirnos sobre la carrera y sobre la vida.

En fin a todos los que de alguna forma han contribuido con la culminación de esta tesis. Muchas gracias.

SASI RAMÍREZ.

Agradecimientos.

Le agradezco a Dios por permitirme terminar mi carrera universitaria por mantenerme con buena salud a lo largo de mis estudios y por darme la sabiduría necesaria para concluir esta etapa de la mejor manera.

A mis padres Nelson Vásquez y Lilian Chávez por el apoyo que me han brindado a lo largo de mis estudios universitarios ya que ellos han sido los que me han inspirado a poner el mayor de mis esfuerzos para completar de la mejor manera mis estudios de pregrado en la universidad a ellos les estaré eternamente agradecido.

También le agradezco a mi novia y compañera de tesis Sasi Ramírez por ser la persona que en los últimos años de la carrera y durante el proceso de elaboración de la tesis más me ha ayudado a superar cada reto que hemos tenido, por tenerme mucha paciencia y por siempre creer en mí.

Le agradezco especialmente a nuestro asesor de tesis Ing. Armando Calderón por el gran apoyo que nos ha brindado en cada etapa de nuestro trabajo de graduación, por aportar sus conocimientos para orientarnos de la mejor manera y por darnos los consejos necesarios para llegar a nuestra meta de la mejor manera posible.

También le agradezco a cada uno de los compañeros con los que he trabajado a lo largo de mi carrera universitaria por ser también parte de mi logro.

Le agradezco también a los amigos que he tenido durante la carrera por el apoyo que me han brindado por hacerme parte de sus grupos de estudio y por los buenos y malos momentos compartidos que quedarán como anécdotas que siempre recordaré muchas gracias a todos.

Por último pero no menos importante le agradezco a cada uno de los profesores que he tenido a lo largo de esta carrera por ser de una u otra manera parte básica de mi logro así como al señor Posada, Juancito y niña Reina que con sus consejos han sido de mucha ayuda para lograr mi meta.

FRANCISCO EDUARDO VÁSQUEZ CHÁVEZ

Contenido

Conceptos y abreviaturas.	xiv
INTRODUCCIÓN.	1
CAPÍTULO I. GENERALIDADES SOBRE TRANSFORMADORES.	2
Transformadores.	2
Transformadores de Potencia.	3
Algunos parámetros importantes para transformadores.	4
Circuito equivalente de un transformador.	7
CAPÍTULO II. ANÁLISIS DE LA CONEXIÓN EN PARALELO.	10
Conexión en paralelo.	10
Requisitos de conexión en paralelo.	11
Transformadores monofásicos.	12
Transformadores trifásicos.	14
Conexión de los transformadores.	17
Formación de corrientes circulantes.	18
Análisis de los parámetros internos del transformador (Repartición de carga).	19
Transformadores con distinta relación de transformación.	23
CAPÍTULO III. TRANSFORMADORES LTC.	24
Transformadores LTC.	24
Mantenimiento de LTC.	34
Transitorios.	36
CAPÍTULO IV. MÉTODOS DE COMPENSACIÓN PARA TRANSFORMADORES EN PARALELO.	37
Métodos de compensación.	37
Maestro-seguidor (Master-Follower)	41
Corriente circulante.	43
Corriente circulante en conexión en paralelo de transformadores de distinta potencia nominal e impedancia.	48
Reactancia negativa.	50
Factor de potencia.	53
Balance de VAR.	54

Equipos usados y protocolos de comunicación.....	55
Resumen sobre métodos.....	57
CAPÍTULO V. CASO DE ESTUDIO.	58
Datos de transformadores.....	58
Simulación para corriente circulante.....	59
Simulaciones de repartición de carga.....	72
CONCLUSIONES.	73
RECOMENDACIONES.	75
BIBLIOGRAFÍA.	76
ANEXOS.	78

Lista de Figuras.

Figura 1. Transformador monofásico.....	3
Figura 2. Imagen de un transformador trifásico de potencia.....	3
Figura 3. Modelo del transformador definido por partes.	8
Figura 4. Modelo de transformador referido al secundario.....	9
Figura 5 . Modelo aproximado de transformador referido al primario.	10
Figura 6. Conexión en paralelo de transformadores.....	11
Figura 7. Polaridad de transformadores.	12
Figura 8. Paralelo de transformadores conectados correctamente.	13
Figura 9. Paralelo de transformadores conectados incorrectamente (misma polaridad).....	13
Figura 10. Ejemplo de índice horario Dy11.	15
Figura 11. Conexión paralelo de transformadores trifásicos con distintos índices horarios.	17
Figura 12. Circuito equivalente de conexión en paralelo de x transformadores, donde se puede ver la formación de corrientes circulantes.....	19
Figura 13. Circuito equivalente referido al secundario.	19
Figura 14 . Diagrama fasorial ángulos de impedancias iguales,	20
Figura 15. Diagrama fasorial distinto ángulo de impedancias.	21
Figura 16. Impedancias iguales en magnitud.	21
Figura 17. Modelo con distinta relación de transformación.....	23
Figura 18. Diagrama fasorial cuando las relaciones de transformación son diferentes.	24
Figura 19 . Taps en lado primario de transformador monofásico.	25
Figura 20. LTC de resistor a la izquierda (dentro del tanque) y LTC de reactor a la derecha (externo).	25
Figura 21. Cambiador de tap en el primario.....	26
Figura 22. Proceso de conmutación de cambiador de tap.	26
Figura 23. Arreglos de cambiadores de tap bajo carga.	28
Figura 24. Cambiador de tap bajo carga del tipo reactor.	28
Figura 25. Paso 1 de proceso de cambio de tap.....	29
Figura 26. Paso 2 de proceso de cambio de tap.....	30

Figura 27. Paso 3 de proceso de cambio de tap.....	30
Figura 28. Paso 4 de proceso de cambio de tap.....	30
Figura 29. Paso 5 de proceso de cambio de tap.....	31
Figura 30. Paso 6 de proceso de cambio de tap.....	31
Figura 31. Paso 7 de proceso de cambio de tap.....	31
Figura 32. Funcionamiento con contactos de arco del cambiador de taps.	32
Figura 33. Funcionamiento con switch selector en cambiador de tap.....	32
Figura 34. Imágenes de LTCs.	33
Figura 35. Mantenimiento a LTCs.	34
Figura 36. Resistencia estática de contactos antes y después del mantenimiento.....	35
Figura 37. Ejemplificación de transitorios al conmutar.	36
Figura 38. Impedancias de transición.....	36
Figura 39. Corriente circulante en transformadores en paralelo.	38
Figura 40. LDC.	40
Figura 41. Controlador del LTC.....	40
Figura 42. Ejemplo de controlador y balanceador en método de corriente circulante.	44
Figura 43. Corriente circulante.....	45
Figura 44. Secundarios de TCs en serie.	46
Figura 45. Ejemplo simplificado de método de corriente circulante.....	47
Figura 46. Circuito de corriente circulante incluyendo ajuste LDC.....	48
Figura 47 . Conexión en paralelo de transformadores con distinta potencia nominal e impedancia, mostrando los transformadores de corriente.	49
Figura 48 . Ajuste de relación de transformación de transformadores de corriente y de potencia nominal de T2 para obtener la misma impedancia en por unidad.	50
Figura 49. Método de reactancia negativa.....	51
Figura 50. Efectos de reactancia negativa en tensión del bus.	52
Figura 51. Diferencia en tensiones que llevará a un cambio de tap disminuyendo la corriente circulante.....	52
Figura 52. Método del factor de potencia.....	53
Figura 53. Ejemplo de un controlador utilizado en métodos de conexión paralelo.	55
Figura 54. Prueba de TTR.	81
Figura 55. Equipo de TTR.....	81
Figura 56. Esquema para simular la subestación en ETAP.....	82
Figura 57. Ventana de ajuste de parámetros de tensión y potencia de transformador.	83
Figura 58. Ventana de ajustes de parámetros de impedancia de transformador.....	84
Figura 59. Ventana de ajuste de tap de transformador.	87
Figura 60. Ejemplo de valor simulado para tap 9 de TX1 fase X1-X2.	87

Lista de Tablas.

Tabla 1. Tabla de índices horarios más comunes.....	16
Tabla 2. Pequeño cuadro resumen de los métodos de compensación más importantes.....	57
Tabla 3. Posición de tap y valores de tensión.....	58
Tabla 4. Datos de placa de transformadores a estudiar.....	59
Tabla 5. Prueba de relación de vueltas TX1.....	60
Tabla 6. Prueba de relación de vueltas TX2.....	61
Tabla 7. Prueba de relación de vueltas TX3.....	62
Tabla 8. Tabla de resultados de simulaciones de corriente circulante.....	71
Tabla 9. Porcentaje de carga de transformadores cuando alimentan una carga de 140 MVA (80% de capacidad del paralelo).....	72
Tabla 10. Conexiones comunes índices horarios norma IEC 60076-1 2004.....	78
Tabla 11. Conexiones adicionales índices horarios. IEC6076-1 2004.....	79
Tabla 12. Tensión primaria según la relación de transformación por fase en cada tap.....	85
Tabla 13. Relación entre la tensión primaria de tabla 18 y tensión nominal.....	86
Tabla 14. Rango de valores permisibles de algunos parámetros importantes de los transformadores.....	88

Lista de simulaciones.

Simulación 1. Si las relaciones de transformación son las mismas, no hay corriente circulante.	59
Simulación 2. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 9 fase X1-X2.....	63
Simulación 3. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 9 fase X2-X3.....	63
Simulación 4. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 9 fase X3-X1.....	64
Simulación 5. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 10 fase X1-X2....	64
Simulación 6. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 10 fase X2 X3....	65
Simulación 7. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 10 fase X3-X1....	65
Simulación 8. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 11 fase X1-X2....	66
Simulación 9. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 11 fase X2-X3....	66
Simulación 10. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 11 fase X3-X1..	67
Simulación 11. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 12 fase X1-X2..	67
Simulación 12. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 12 fase X2-X3..	68
Simulación 13. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 12 fase X3-X1..	68
Simulación 14. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 13 fase X1-X2..	69
Simulación 15. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 13 fase X2-X3..	69
Simulación 16. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 13 fase X3-X1..	70
Simulación 17. Repartición de carga en los transformadores.	72
Simulación 18. Potencia circulante sin carga T1 tap 11, T2 tap 13 y T3 tap 13.	89
Simulación 19. Con carga con factor de potencia unitario y presencia de corrientes circulantes....	89
Simulación 20. Carga con factor de potencia unitario, sin corriente circulante.....	90
Simulación 21. Carga con factor de potencia 0.9 con presencia de corrientes circulantes.	91
Simulación 22. Carga con factor de potencia 0.9 sin corriente circulantes.....	91
Simulación 23. Sin carga para conocer potencia circulante, T1 tap 13, T2 tap 11 y T3 en tap 13. ..	92
Simulación 24. Con carga, factor de potencia unitario con corriente circulante.....	92
Simulación 25. Carga con factor de potencia unitario sin corriente circulante.....	93
Simulación 26. Carga factor de potencia 0.9 con corriente circulante.....	94
Simulación 27. Carga con factor de potencia 0.9 sin corriente circulante.	94
Simulación 28. Sin carga, T1 tap 13, T2 tap 13 y T3 tap 11.....	95
Simulación 29. Carga con factor de potencia unitario con corriente circulante.....	95
Simulación 30. Carga con factor de potencia unitario sin corriente circulante.....	96
Simulación 31. Carga con factor de potencia 0.9 con corriente circulante.	97
Simulación 32. Carga con factor de potencia 0.9 sin corriente circulante.	97

Conceptos y abreviaturas.

Análisis dinámico. Análisis que incluye el comportamiento de los parámetros involucrados en el sistema cuando varían respecto al tiempo. En éste análisis se ven los transitorios que ocurren en los parámetros debido a conmutaciones o fallas en un sistema eléctrico.

Balanceador. Equipo utilizado en el método de corriente circulante cuyo objetivo es distinguir la corriente circulante de la corriente de carga en un transformador conectado en paralelo.

Conexión en paralelo. Operación de los transformadores en que sus devanados primarios están conectados a la misma fuente y sus devanados secundarios están conectados a la misma carga.

Corriente circulante. Corriente de naturaleza reactiva que circula entre los devanados de los transformadores conectados en paralelo.

Devanado. También llamado arrollamiento o bobinado, es el nombre que se le da a cada bobina del transformador.

Diagrama fasorial. Es una representación del comportamiento de un circuito o una red eléctrica.

Estado estable. En una red eléctrica, se da cuando todos los parámetros involucrados permanecen invariantes respecto al tiempo.

ETAP. Software utilizado para la simulación de la operación y el análisis de sistemas de potencia.

Fasor. Es una representación gráfica de los parámetros eléctricos en los sistemas de potencia, como tensión y corriente.

IEC. En algunos textos en español aparece como C.E.I. Comisión Electrotécnica Internacional. Es una organización de normalización en los campos de la electricidad y tecnologías relacionadas. En este trabajo se hace referencia a algunas normas IEC.

Índice horario. En transformadores trifásicos designa la secuencia de fase del mismo.

kVA o MVA. Unidad de medida de la potencia aparente en un sistema eléctrico.

kVAR o MVAR. Unidad de medida de la potencia reactiva en un sistema eléctrico.

LDC. Line Drop Compensation, en español compensación de caída de línea. Es un ajuste incluido en los transformadores mediante el cual es posible compensar la caída de tensión en la línea a modo de mantener constante la tensión en la carga.

LTC. Load Tap Changer, en español cambiador de tomas bajo carga. Es un sistema implementado en transformadores de potencia que permite que se realice un cambio de tap sin desconectar la carga al transformador.

Métodos de compensación. Son métodos o técnicas utilizadas en la práctica para conectar transformadores en paralelo disminuyendo las corrientes circulantes y repartiendo la carga equitativamente.

Polaridad. En transformadores monofásicos puede ser aditiva o sustractiva. Es útil conocer la polaridad de los transformadores cuando se conectan en paralelo.

Prueba de TTR. Transformer Turns Ratio, en español relación de vueltas del transformador. Es una prueba que se realiza a los transformadores para conocer su relación de transformación real, la cual varía de los datos de placa. Dicha prueba se realiza con medidores de relación de transformación.

Sobrecarga. Se da una sobrecarga cuando fluye una corriente mayor a la que debería en condiciones normales. Se dice que un transformador está sobrecargado cuando está entregando más corriente que la que debería según sus valores nominales.

Tap. Es una derivación en el devanado primario o secundario del transformador, el cual permite cambiar la relación de transformación.

Transformador. Máquina eléctrica que permite cambiar el nivel de tensión (incrementándolo o disminuyéndolo) en una red eléctrica.

Transformadores de instrumento. Son transformadores que se utilizan para medición y/o para utilizarlos con los equipos de protección. Hay de potencial y de corriente.

Transitorio. Cambio notable en los parámetros de un sistema eléctrico al realizar una conmutación o darse una falla. Estos cambios tienen una duración corta.

INTRODUCCIÓN.

Los transformadores son uno de los equipos más importantes en toda red eléctrica pues transforman el voltaje al nivel adecuado dependiendo si se desea transmitir, distribuir o utilizar ya sea industrial o comercialmente. Los transformadores deben suplir la potencia necesaria según la demanda de la carga conectada manteniendo los niveles de tensión requeridos. Según el tipo de carga, la potencia necesaria puede incrementar o disminuir, lo que provoca variaciones de tensión en la línea. La calidad de la energía es un tema relevante para las compañías transmisoras de energía, pues deben garantizar que la electricidad que entregan cumpla las expectativas y necesidades del cliente, por lo que deben prestar atención al tema de la regulación de tensión. Para la regulación de tensión en las líneas, el uso de cambiadores de tap en los transformadores es muy frecuente; en especial el uso de cambiadores de tap bajo carga, pues dependiendo del comportamiento de la carga, automáticamente pueden hacer el cambio de tap, obteniendo así el nivel deseado de tensión en el secundario.

Si se tiene un incremento en la carga conectada, puede ser necesario incrementar la potencia del transformador y en muchas ocasiones la solución más económica es conectar transformadores en paralelo. La conexión de transformadores en paralelo requiere de un estudio previo dependiendo de las características eléctricas de los transformadores a conectar, puesto que se generan corrientes circulantes entre los transformadores lo que puede reducir la eficiencia de la conexión y traer consigo más problemas que beneficios. Para la conexión en paralelo, se utilizan los transformadores con cambiadores de tap bajo carga, utilizando métodos de compensación que disminuyan los efectos de la corriente circulante siempre manteniendo los requerimientos de tensión en la línea.

En el presente trabajo, se analiza el caso de la conexión en paralelo de 3 transformadores de potencia, 2 de 50 MVA y 1 de 75 MVA en una subestación de transmisión. Se presentan primero los conceptos importantes de transformadores y el análisis de la conexión en paralelo para transformadores monofásicos y trifásicos; se estudia el comportamiento de los cambiadores de tap bajo carga y se revisan los métodos de compensación existentes para la disminución de corrientes circulantes.

Para el caso de estudio de los 3 transformadores en paralelo, se realizan simulaciones en el software ETAP 12.6 para conocer el comportamiento de la corriente circulante y con base en los resultados plantear soluciones y recomendaciones para la conexión en paralelo. El trabajo se limita al análisis en estado estable.

CAPÍTULO I. GENERALIDADES SOBRE TRANSFORMADORES.

Transformadores.

Un transformador está constituido por dos circuitos eléctricos acoplados mediante un circuito magnético. El funcionamiento del transformador se basa en la Ley de inducción de Faraday, de manera que un circuito eléctrico influye sobre el otro a través del flujo generado en el circuito magnético. Al conectar el devanado primario a una corriente alterna, se establece un flujo magnético alterno dentro del núcleo. Este flujo atraviesa el devanado secundario induciendo una fuerza electromotriz en el devanado secundario. A su vez, al circular corriente alterna en el secundario, se contrarresta el flujo magnético, induciendo sobre el primario una fuerza contraelectromotriz.

Los circuitos eléctricos están formados por bobinas de hilo conductor, normalmente de cobre. Estas bobinas reciben el nombre de devanados y, comúnmente se les denomina devanado primario y devanado secundario del transformador. El bobinado primario con “N1” espiras es aquel por el cual entra la energía y el secundario con “N2” espiras es aquel por el cual se suministra dicha energía. Estos bobinados están aislados entre sí, y con el núcleo. Los materiales aislantes para el bobinado, o para colocar entre capas, son: papel barnizado, fibra, micanita, cinta impregnada, algodón impregnado, etc., para transformadores con bobinados al aire, y para los sumergidos en baños de aceite, se utilizan los mismos materiales sin impregnarse.

El circuito magnético o núcleo, normalmente se construye en columnas, siendo de dos columnas los transformadores monofásicos y de tres columnas para los transformadores trifásicos. Entonces, los núcleos del transformador pueden ser:

Núcleo monofásico: Se tienen dos columnas unidas en las partes inferior y superior por medio de un yugo, en cada una de estas columnas se encuentran incrustadas la mitad del devanado primario y la mitad del devanado secundario.

Núcleo trifásico: Se tienen tres columnas dispuestas sobre el mismo plano unidas en sus partes inferior y superior por medio de yugos. Sobre cada columna se incrustan los devanados primarios y secundarios de una fase. Las corrientes magnetizantes de las tres fases son distintas entre sí, debido principalmente a que el circuito magnético de las columnas externas es más largo que el correspondiente a la columna central. Este desequilibrio, teniendo en cuenta que la corriente de vacío es bastante baja, tiene influencia solamente para las condiciones de operación en vacío.

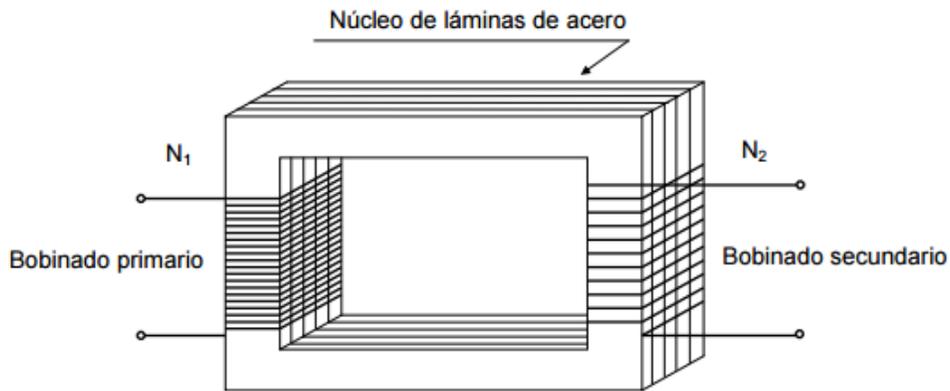


Figura 1. Transformador monofásico.

Transformadores de Potencia.

Los transformadores de potencia cumplen con una función muy importante en los sistemas eléctricos de potencia. Transforman la tensión del sistema de un nivel nominal a otro según sea requerido para distribución o transmisión. Al mismo tiempo, los transformadores de potencia deben ser capaces de transportar el flujo de potencia en forma continua hacia una parte particular del sistema o hacia la carga. Es el elemento más importante de una subestación eléctrica, siendo el más grande, pesado, complejo y costoso de todos los equipos instalados en la misma.

En una subestación puede encontrarse transformadores de potencia del tipo autotransformador, bancos de transformadores monofásicos, o transformadores trifásicos. Normalmente se prefieren los transformadores trifásicos pues son más confiables y ocupan menos espacio.



Figura 2. Imagen de un transformador trifásico de potencia.

Algunos parámetros importantes para transformadores.

En este apartado se definen algunas características generales y parámetros importantes para transformadores que ayudarán a comprender mejor los análisis que se dan en el siguiente capítulo.

Caída de tensión: En el transformador se produce una caída de tensión cuando suministra una corriente I_2 a los receptores conectados al secundario para un determinado factor de potencia $\cos\phi_2$. La tensión de red V_1 se supondrá siempre constante. Se entiende por caída de tensión la diferencia entre las tensiones del secundario en vacío E_2 y en carga V_2 :

$$\Delta V = E_2 - V_2 \qquad \text{Ecuación 1}$$

Normalmente la caída de tensión se suele expresar en tanto por ciento de la tensión secundaria en vacío E_2 y se denomina *coeficiente de regulación* $\varepsilon(\%)$, que es lo mismo que la *regulación de tensión*.

$$\varepsilon(\%) = \frac{(E_2 - V_2)}{E_2} * 100 \qquad \text{Ecuación 2}$$

Tensión primaria: es la tensión a la cual se debe alimentar el transformador, dicho en otras palabras, la tensión nominal (V_{1n}) de su bobinado primario. En algunos transformadores hay más de un bobinado primario, existiendo en consecuencia, más de una tensión primaria.

Tensión máxima de servicio: es la máxima tensión a la que puede funcionar el transformador de manera permanente.

Tensión secundaria: si la tensión primaria es la tensión nominal del bobinado primario del transformador, la tensión secundaria es la tensión nominal (V_{2n}) del bobinado secundario.

Potencia nominal (S): es la potencia aparente máxima que puede suministrar el bobinado secundario del transformador. Este valor se mide en kilovoltioamperios (kVA).

Relación de transformación (a): es el resultado de dividir la tensión nominal primaria entre la tensión nominal secundaria ($a = E_1/E_2$). La relación de transformación está sujeta al efecto de la regulación de tensión a diferentes cargas y factores de potencia. La tolerancia para la relación de

transformación, medida cuando el transformador está sin carga, debe ser de $\pm 5\%$ en todas sus derivaciones¹.

Intensidad nominal primaria (I_{1n}): es la intensidad que circula por el bobinado primario, cuando se está suministrando la potencia nominal del transformador. Dicho en otras palabras, es la intensidad máxima a la que puede trabajar el bobinado primario del transformador.

Intensidad nominal secundaria (I_{2n}): al igual que ocurría con la intensidad primaria, este parámetro hace referencia a la intensidad que circula por el bobinado secundario cuando el transformador está suministrando la potencia nominal.

Tensión de cortocircuito (E_{cc}): hace referencia a la tensión que habría que aplicar en el bobinado primario para que, estando el bobinado secundario cortocircuitado, circule por éste la intensidad secundaria nominal. Se expresa en porcentaje.

La fórmula de la tensión de cortocircuito, sería la siguiente:

$$\vec{E}_{cc} = \vec{Z}_{cc} \cdot \vec{I}_{1n} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde \vec{E}_{cc} es la tensión de cortocircuito, \vec{Z}_{cc} la impedancia de cortocircuito y el término \vec{I}_{1n} es la corriente nominal del primario. Como la impedancia tiene un componente real y otro imaginario, también esta tensión los tendrá:

$$E_{ccR} = R_{cc} \cdot I_{1n} \rightarrow R_{cc} = \frac{E_{ccR}}{I_{1n}} = \frac{E_{cc}}{I_{1n}} \cdot \cos \varphi_{cc} \quad \text{Ecuación 4}$$

$$E_{ccX} = X_{cc} \cdot I_{1n} \rightarrow X_{cc} = \frac{E_{ccX}}{I_{1n}} = \frac{E_{cc}}{I_{1n}} \cdot \sin \varphi_{cc} \quad \text{Ecuación 5}$$

E_{ccR} representa la parte real de la tensión de cortocircuito, R_{cc} la parte resistiva de la impedancia, E_{ccX} representa la parte imaginaria de la tensión de cortocircuito, X_{cc} la parte reactiva de la impedancia y φ_{cc} es el ángulo de la tensión de cortocircuito.

Antes de continuar conviene aclarar que la impedancia de cortocircuito Z_{cc} se obtiene a partir de los valores de R_{eq} y jX_{eq} , como cualquier otra impedancia, por la expresión ya conocida:

¹ De Elementos de diseño de subestaciones eléctricas de Henríquez Harper, segunda edición, pág. 143.

$$Z_{CC} = \sqrt{R_{eq}^2 + X_{eq}^2} \quad \text{Ecuación 6}$$

La tensión de cortocircuito suele expresarse en forma porcentual y se conoce entonces como $\varepsilon_{CC}(\%)$. S representa la potencia aparente nominal del transformador y E_{1n} la tensión nominal del primario.

$$\varepsilon_{CC}\% = \frac{E_{CC}}{E_{1n}} * 100 = \frac{Z_{CC} \cdot I_{1n}}{E_{1n}} * 100 = \frac{Z_{CC} * S}{E_{1n}^2} \quad \text{Ecuación 7}$$

Normalmente el valor de ε_{CC} es de 3% a 6% para transformadores de hasta 1000kVA, y puede ser entre 6% y 13% para transformadores de mayor capacidad².

Intensidad de cortocircuito (I_{CC}): si se aplica al primario la tensión V_{1n} estando el secundario cortocircuitado, circulará una corriente muy elevada. Puesto que la potencia de la red eléctrica puede considerarse como infinita y la tensión del primario no varía. Teniendo como única carga en el circuito la impedancia de cortocircuito, se tiene:

$$I_{CC} = \frac{V_{1n}}{Z_{CC}} \quad \text{Ecuación 8}$$

De la tensión de cortocircuito, se sabe que:

$$Z_{CC} = \frac{V_{CC}}{I_{1n}} \quad \text{Ecuación 9}$$

De las ecuaciones anteriores, se tiene que:

$$I_{CC} = \frac{V_{1n}}{V_{CC}} * I_{1n} \quad \text{Ecuación 10}$$

La corriente de cortocircuito, también puede expresarse con la tensión de cortocircuito ε_{CC} , de la siguiente forma:

$$I_{CC} = \frac{100}{\varepsilon_{CC}} * I_{1n} \quad \text{Ecuación 11}$$

Frecuencia nominal: Un valor que no deja de ser importante es la frecuencia a que el transformador debe operar. En El Salvador como en toda Centro y Norte América y algunos otros países del mundo la frecuencia utilizada es de 60Hz. Por tanto todo equipo eléctrico debe ser especificado para trabajar a dicha frecuencia.

² De pág. 56 de libro Transformadores de potencia, de medida y de protección, séptima edición de Enrique Ras. Corresponden a transformadores trifásicos.

Impedancia nominal (Z): La impedancia de los transformadores se expresa normalmente en por unidad con la base de la potencia nominal del mismo. La tolerancia para el valor de impedancia en transformadores trifásicos es de $\pm 10\%$ ³.

Circuito equivalente de un transformador.

En este apartado se da a conocer el circuito equivalente por fase de un transformador. Cuando un transformador está energizado en vacío, por el bobinado primario circula una corriente que puede descomponerse en I_p que está en fase con la tensión (en este caso la fuerza electromotriz E_1) y en I_m que está atrasada 90° a E_1 .

La componente I_p representa las pérdidas en el núcleo, también llamadas pérdidas en el hierro. Como estas pérdidas, para una frecuencia fija como se utiliza en las redes de suministro eléctrico, son función del flujo magnético elevado al cuadrado ($k \Phi^2$ máx.), y siendo dicho flujo magnético proporcional a la fuerza electromotriz inducida E_1 , se puede colocar en un circuito equivalente, una resistencia que llamaremos R_p , que represente las mencionadas pérdidas, y que debe cumplir:

$$\text{Perdidas en el hierro} = \frac{E_1}{R_p} \qquad \text{Ecuación 12}$$

La otra componente I_m , que está atrasada en 90° a E_1 es proporcional al flujo magnético o sea a esta fuerza electromotriz, lo cual nos lleva a representarla por una reactancia inductiva X_m tal que cumpla:

$$I_m = \frac{E_1}{jX_m} \qquad \text{Ecuación 13}$$

Ahora se muestra en la Figura 3 el esquema de un transformador trifásico con las impedancias equivalentes para las espiras del lado primario y secundario (R_1 y jX_1 representan la impedancia del bobinado primario y R_2 con jX_2 representan la impedancia del bobinado secundario); además se colocan la resistencia y reactancia inductiva que se generan en el núcleo del transformador.

³ De libro Diseño de subestaciones eléctricas de Henríquez Harper, segunda edición, pág. 146 (Tomado de Norma IEC60076-1 2004).

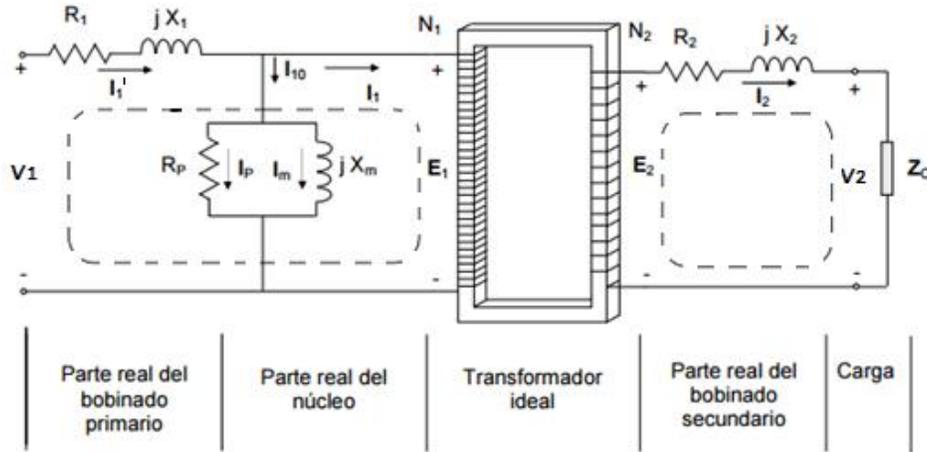


Figura 3. Modelo del transformador definido por partes.

En el modelo del transformador, la corriente I_{10} del núcleo es realmente pequeña, por lo que normalmente se desprecia en los cálculos y por tanto $I_1' = I_1$. V_1 es la tensión de entrada del transformador y E_1 es la nominal. V_2 es la tensión con carga y E_2 la tensión en vacío.

$$V_1 = E_1 + R_1 I_1 + jX_1 I_1 \quad \text{Ecuación 14}$$

$$E_2 = V_2 + R_2 I_2 + jX_2 I_2 \quad \text{Ecuación 15}$$

Para un transformador ideal se cumplen las siguientes ecuaciones, donde 'a' es la relación de transformación:

$$E_2 = \frac{E_1}{a} \quad \text{Ecuación 16}$$

$$I_1 = \frac{I_2}{a} \quad \text{Ecuación 17}$$

La relación de transformación en un transformador indica la relación existente entre las espiras del primario y el secundario, por tanto implica la relación de tensiones y corrientes.

$$a = \frac{N_1}{N_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad \text{Ecuación 18}$$

Si se divide entre la relación de transformación a en ambos lados de la Ecuación 14 se tiene:

$$\frac{V_1}{a} = \frac{E_1}{a} + \frac{R_1 I_1}{a} + \frac{jX_1 I_1}{a} \quad \text{Ecuación 19}$$

Se sustituye en la Ecuación 15, la Ecuación 16 y el resultado se sustituye en la Ecuación 19. Luego se sustituye I_1 con el uso de la Ecuación 17.

$$\frac{E_1}{a} = V_2 + R_2 I_2 + jX_2 I_2 \quad \text{Ecuación 20}$$

$$\frac{V_1}{a} = V_2 + R_2 I_2 + jX_2 I_2 + \frac{R_1 I_1}{a} + \frac{jX_1 I_1}{a} \quad \text{Ecuación 21}$$

$$\frac{V_1}{a} = V_2 + R_2 I_2 + jX_2 I_2 + \frac{R_1 I_2}{a^2} + \frac{jX_1 I_2}{a^2} \quad \text{Ecuación 22}$$

En la Ecuación 22 se involucra el bobinado primario y secundario, con lo cual incluyendo la rama en paralelo que contempla el núcleo, es posible dibujar un circuito eléctrico equivalente, que responde al transformador refiriendo el primario al lado secundario.

Del modelo del transformador referido al primario y la ecuación de la cual se obtuvo, se tienen las siguientes relaciones:

$$R_{12} = \frac{R_1}{a^2} \quad \text{Ecuación 23}$$

$$jX_{12} = \frac{jX_1}{a^2} \quad \text{Ecuación 24}$$

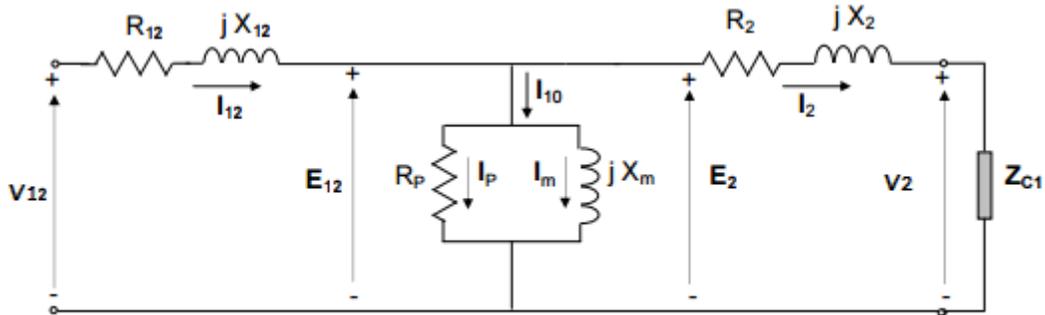


Figura 4. Modelo de transformador referido al secundario.

Con lo anterior puede también realizarse un modelo del transformador referido al primario aplicando las relaciones establecidas con base en la relación de transformación.

Normalmente, debido a que la corriente I_{10} es muy pequeña, es posible trasladar R_1 y jX_1 al lado del secundario de forma que se tiene un modelo aproximado del transformador, en que las impedancias de los bobinados se suman para conformar una impedancia equivalente.

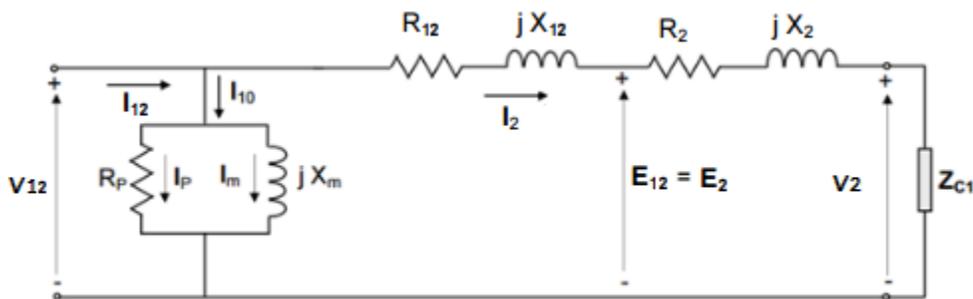


Figura 5 . Modelo aproximado de transformador referido al primario.

Los valores de R_p y jX_m se obtienen al realizar un ensayo de vacío al transformador. R_1 y R_{21} se convierten en R_{eq} , mientras que jX_1 y jX_2 conforman jX_{eq} . Dichos valores se obtienen con el ensayo de cortocircuito realizado al transformador.

CAPÍTULO II. ANÁLISIS DE LA CONEXIÓN EN PARALELO.

Conexión en paralelo.

La conexión en paralelo de transformadores se realiza para satisfacer una demanda mayor que la capacidad del transformador instalado, o por motivos de redundancia para brindar una mayor confiabilidad a la instalación. Una conexión en paralelo realizada correctamente y bajo las condiciones adecuadas puede ser una solución viable ante ciertas situaciones. La conexión en paralelo se usa para tener una red eléctrica confiable y puede ser un buen método para maximizar la eficiencia, flexibilidad y disponibilidad del sistema de potencia.

- Si el sistema fue diseñado con redundancia, pueden tenerse transformadores en paralelo, que en dado caso falle uno, el otro puede seguir abasteciendo la demanda de la carga, dando una mayor confiabilidad a la instalación.
- En sistemas existentes, cuya demanda fuese incrementada, en ocasiones es mejor conectar un transformador más en paralelo, que hacer el cambio por un transformador de mayor capacidad.

Como sea, la conexión en paralelo de los transformadores debe ser estudiada para saber si vale la pena realizarla, puesto que implica una instalación más compleja y debe tenerse cuidado de cumplir con los requisitos de la conexión, pues de lo contrario se tendrían sobrecargas innecesarias en los

transformadores pudiendo llegar a provocarse una falla del sistema. Una conexión en paralelo trabajará correctamente cuando las cargas se repartan de forma proporcional a la potencia nominal de cada uno de los transformadores en la conexión.

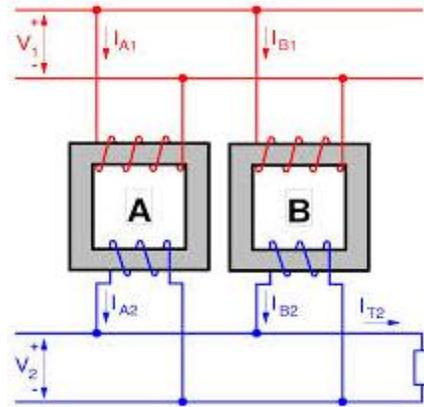


Figura 6. Conexión en paralelo de transformadores.

De la imagen se ve que básicamente, dos o más transformadores trabajan en paralelo cuando sus bobinados del primario están conectados a una misma red, y los del secundario lo están conectados a otra red, también única.

Cuando los transformadores se encuentran ‘eléctricamente inmediatos’ quiere decir que las impedancias de barras tanto en el primario como en el secundario son despreciables. Si las impedancias son significativas, se dice que los transformadores se encuentran ‘eléctricamente distanciados’ y las impedancias que los separan deben tomarse en consideración en los análisis.

Requisitos de conexión en paralelo.

La conexión en paralelo de los transformadores implica ciertos requisitos que deben ser cumplidos para no generar problemas. Hay requisitos indispensables que de no cumplirlos, se formaría un cortocircuito. Los requisitos indispensables de esta conexión son:

- Las tensiones del secundario deben estar en fase.
- Misma secuencia de fase (trifásicos).

Puede decirse que los transformadores trifásicos deben tener el mismo índice horario, o índices compatibles para poder hacer los respectivos arreglos en la conexión.

Hay otros requisitos que de no cumplirse, no crearían un cortocircuito, ni tampoco harían que la conexión deje de funcionar, pero sin embargo no lo haría de la mejor manera, y por tanto es recomendable que los mismos se cumplan:

- Igual relación de transformación de los transformadores⁴ (para evitar corrientes circulantes).
- Misma tensión de cortocircuito⁵ (para que haya una repartición equitativa de cargas).

Transformadores monofásicos.

Puede iniciarse el estudio por los transformadores monofásicos para comprender de una mejor manera la conexión, las ventajas que tiene y los problemas que pudiera presentar al ser realizada de manera incorrecta.

Los transformadores monofásicos deben cumplir con el requisito de tener la misma fase en la tensión del secundario, pues no hacerlo implica tener un cortocircuito. Para garantizar que las tensiones del secundario estén en fase, debe tenerse cuidado con la polaridad de los transformadores (aditiva o sustractiva) al llevar a cabo la conexión.



Figura 7. Polaridad de transformadores.

Antes de completar la conexión en paralelo, es recomendable verificar la tensión entre los bornes del secundario interconectados. Si llegara a tenerse tensión, entonces deben verificarse las conexiones puesto que de terminar la conexión, se ocasionaría un cortocircuito.

Cuando el suministro de potencia se incrementa y el transformador utilizado no tiene la suficiente, se lo debe cambiar por uno mayor o bien colocar otro en “paralelo”. En este caso tenemos una red de suministro eléctrico con una tensión U_1 , que alimenta el primario de los transformadores, y otra red que alimentará una serie de cargas con una tensión U_2 , según se indica en el esquema de la

⁴ Hay tolerancias permisibles. Ver anexo D.

⁵ Hay tolerancias permisibles. Ver anexo D.

figura. En la situación de la figura los dos transformadores (A y B) están conectados en paralelo pero no suministran potencia a carga alguna.

Por lo tanto si hacemos un recorrido cerrado como el indicado, la suma de las tensiones debe ser igual a cero. Se pueden dar dos situaciones de acuerdo a la polaridad que se tenga en los secundarios de los transformadores. De acuerdo a la polaridad indicada en la figura, al efectuar el recorrido indicado se cumple que $U_{2A} - U_{2B} = 0$:

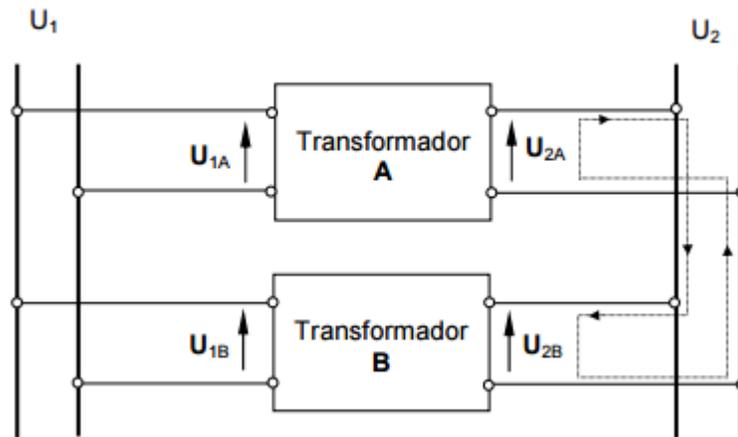


Figura 8. Paralelo de transformadores conectados correctamente.

En el caso de tener la polaridad como se indica en la figura 9, la suma de las tensiones es distinta de cero, por lo cual se ha realizado un cortocircuito en el secundario de los transformadores, lo cual dará lugar a que se puedan dañar.

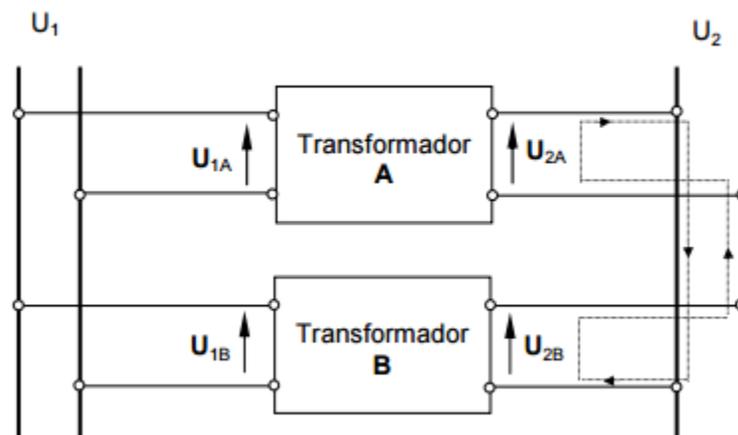


Figura 9. Paralelo de transformadores conectados incorrectamente (misma polaridad).

En caso de conocer la polaridad de los transformadores ya sea aditiva o sustractiva se deben unir entre si los terminales designados con las mismas letras, si ambos poseen la misma polaridad. En el caso de no conocer la polaridad de ambos transformadores se deben realizar pruebas en los transformadores con el fin de conocer que terminales serán las que deben unirse para no tener diferencias de potencial en el secundario.

Transformadores trifásicos.

Los transformadores trifásicos pueden conectarse en distintas configuraciones e índices horarios. Pueden estar conectados normalmente en delta, estrella o zig-zag. Para que los transformadores puedan conectarse en paralelo se decía que deben tener en fase las tensiones del secundario. En esto caso, eso implica que tengan el mismo índice horario. El índice horario indica el desfase existente entre la tensión del primario y la del secundario. Hay grupos de índice horario ‘compatibles’, es decir que puede pasarse de uno a otro haciendo ciertos cambios en las conexiones.

Entonces para poder conectarse en paralelo, los transformadores deben tener el mismo índice horario, o índices equivalentes, cuidando de hacer los cambios pertinentes en la conexión para evitar desfases entre las tensiones de los secundarios y por tanto un cortocircuito.

Lo mismo aplica para la secuencia de fase. Los transformadores que se conecten en paralelo deben tener la misma secuencia de fase, puesto que de lo contrario, en cierto momento, los fasores de la tensión coinciden y luego se desplazan contrariamente (al tener secuencias opuestas), creando diferencias de potencial, y por consiguiente un cortocircuito.

Las condiciones del acoplamiento de transformadores trifásicos son las siguientes:

- Todas las expuestas para los transformadores monofásicos.
- Que los desfases de las tensiones secundarias respecto a las tensiones del primario sean iguales en los transformadores por acoplar en paralelo. Si los desfases son diferentes, no se pueden acoplar.
- Que el sentido de rotación de los vectores que representan a las tensiones secundarias sea el mismo en todos los transformadores que han de acoplarse. En caso de variar el sentido de rotación de algún transformador, no podrá realizarse el acoplamiento.

Los desfases existentes entre las tensiones primarias y secundarias son siempre cero o múltiplo de 30°, con el objeto de simplificar al máximo se recurre a una designación especial, denominada

expresión horaria. Teniendo en cuenta que un reloj está dividido en 12 partes, cada parte equivale a un ángulo de 30° , y el desfase podrá indicarse por el ángulo que forma la aguja minutera con la aguja horaria al marcar horas exactas. La aguja minutera (que representa a la f.e.m. primaria V1) se sitúa siempre en las 12 horas, y la aguja horaria (que representa a la f.e.m. secundaria v2) indicará el desfase.

El número que representa la hora exacta se denomina índice de conexión o índice horario.

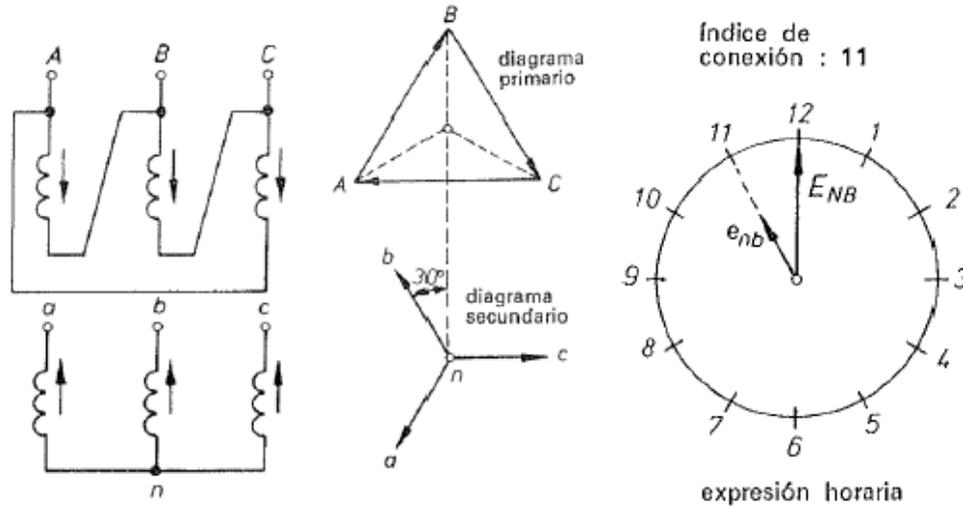


Figura 10. Ejemplo de índice horario Dy11.

Según normas C.E.I.⁶ se tienen cuatro grupos de índices los cuales son:

Grupo I: índices horarios 0-4-8.

Grupo II: índices horarios 2-6-10.

Grupo III: índices horarios 1-5.

Grupo IV: índices horarios 7-11.

⁶ Comisión de Electrotecnia Internacional. Es más conocida por sus siglas en inglés IEC.

1	2	3	4	5	6	7	8
Identificación		Diagrama		Esquema		Relación de tensiones compuestas (*) $\frac{U_{AT}}{U_{BT}}$	Antigua denominación V.D.E.
Desfase Áng. de B.T. en retraso)	Denominación C.F.I.	A.T.	B.T.	A.T.	B.T.		
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
	Yya					$\frac{N_A}{N_B}$	B2
	Dz6					$\frac{2N_A}{3N_A}$	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

Tabla 1. Tabla de índices horarios más comunes⁷.

En el caso de llevar a cabo la conexión en paralelo de transformadores solamente podrán conectarse los transformadores del grupo I con los del grupo II ya que solamente se deben conectar en paralelo aquellos transformadores que poseen igual índice horario o que poseen índices horarios desfasados en 180 grados (para conectarlos se debe invertir la conexión de los extremos de los devanados ya sean primarios o secundarios de uno de ellos).

⁷ En el anexo A se encuentra una tabla más completa de los índices horarios existentes.

También se pueden conectar entre si transformadores que poseen distinto índice horario pero que pertenecen al mismo grupo, solamente se deberá tener el cuidado de conectar entre si las tensiones que estén en fase, es decir se pueden conectar entre si transformadores con índices horarios que difieren en 4 horas.

Un transformador del grupo 3 puede acoplarse en paralelo con otro del grupo 4, permutando, en uno de ellos, la conexión a red de dos terminales del primario y la de otros dos de la red secundaria que no pertenezcan a las mismas columnas. Esto puede apreciarse en la siguiente figura.

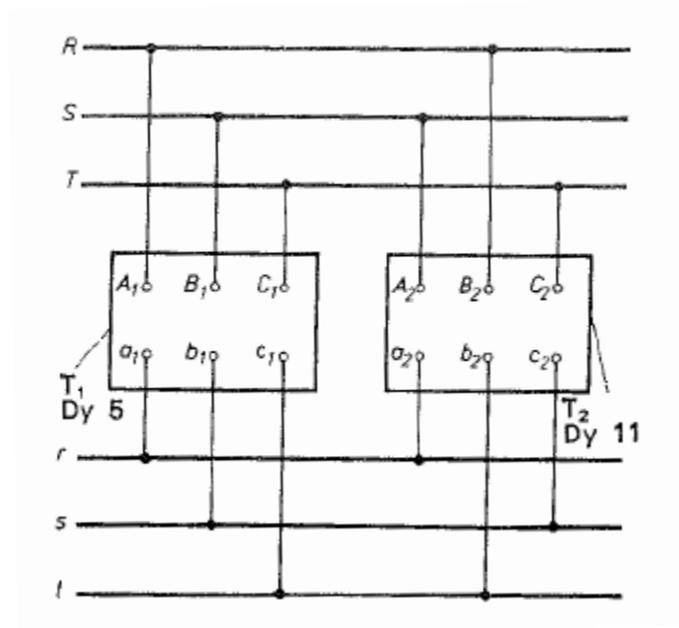


Figura 11. Conexión paralelo de transformadores trifásicos con distintos índices horarios.

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. En esas

ocasiones, la conexión en paralelo no funciona correctamente y no debe de operarse en paralelo, puesto que pueden generarse daños en los transformadores y se trabaja de forma ineficiente.

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.

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.

Formación de corrientes circulantes.

Cuando se conectan transformadores en paralelo cuyas tensiones en vacío no son las mismas, la diferencia de potencial que se genera causa que haya una corriente a través de los devanados de los transformadores conectados en paralelo. Dicha corriente es independiente de la carga y se conoce como corriente circulante, que puede verse también en forma de potencia circulante, la cual normalmente tiene naturaleza reactiva, por lo que se mide en kVAR.

La diferencia de potencial se da porque las tensiones de los transformadores no son iguales ya sea en fase o en magnitud.

La magnitud y el ángulo de la corriente circulante están determinados por las impedancias de cortocircuito de los transformadores.

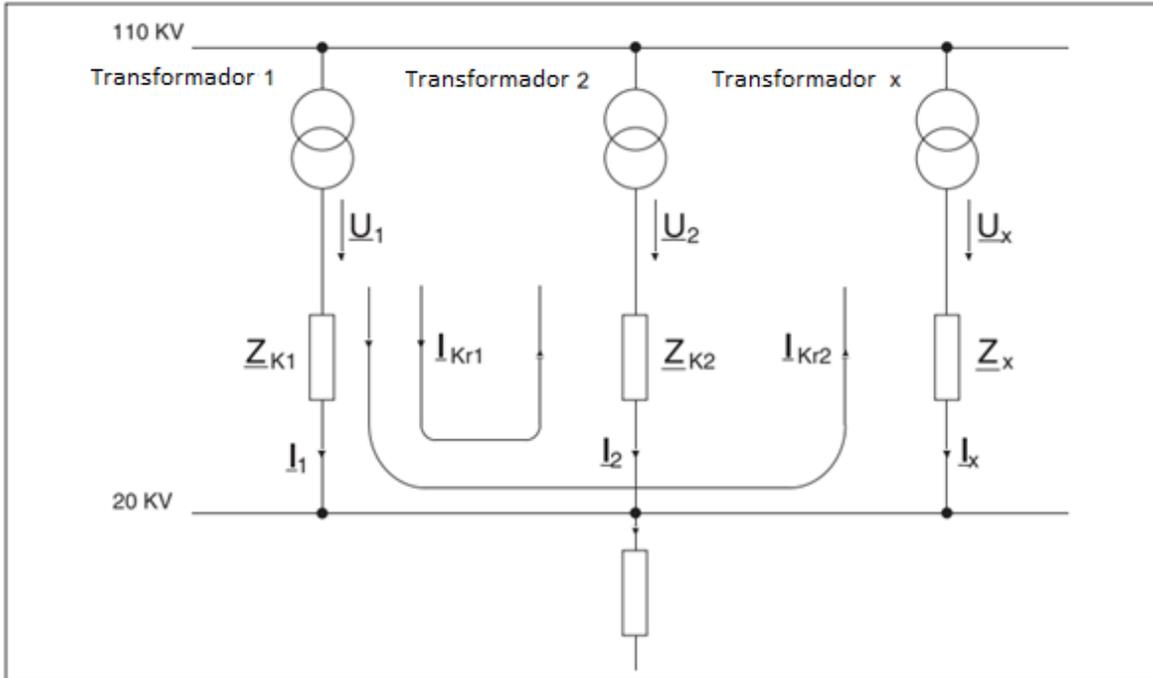


Figura 12. Circuito equivalente de conexión en paralelo de x transformadores, donde se puede ver la formación de corrientes circulantes.

En la Figura 12 puede verse que $U_1 > U_2, U_x$ pues las corrientes que circulan se generan a partir de U_1 . Las corrientes circulantes están representadas por el nombre I_{Kr1}, I_{Kr2} e I_{Krx} . El valor de la corriente circulante puede obtenerse según la Ecuación 25:

$$I_{Kr} = \frac{U_1 - U_2}{Z_{K1} + Z_{K2}} \quad \text{Ecuación 25}$$

Análisis de los parámetros internos del transformador (Repartición de carga).

Se considera el caso de tener dos transformadores A y B en paralelo. En la Figura 13 se muestra el circuito equivalente referido al secundario (los puntos representan que son cantidades fasoriales).

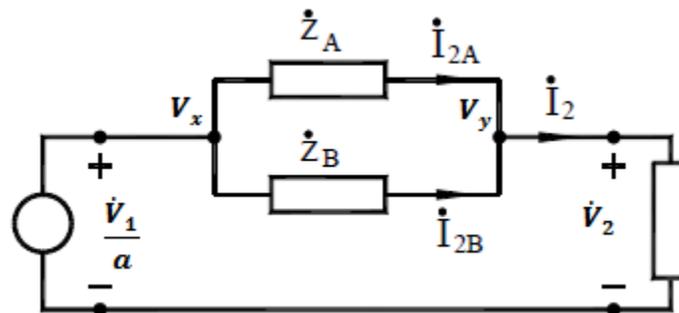


Figura 13. Circuito equivalente referido al secundario.

Ahora si en el circuito anterior se analiza la caída de tensión que se tiene en cada rama de la conexión en paralelo se tiene lo siguiente:

$$\dot{V}_{xy} = \frac{\dot{V}_1}{a} - V_2 = \dot{I}_{2A} * \dot{Z}_A = \dot{I}_{2B} * \dot{Z}_B \quad \text{Ecuación 26}$$

$$\dot{V}_{xy} = \frac{\dot{Z}_A * \dot{Z}_B}{\dot{Z}_A + \dot{Z}_B} * \dot{I}_2 \quad \text{Ecuación 27}$$

\dot{Z}_A y \dot{Z}_B son las impedancias nominales de los transformadores A y B. Haciendo uso de estas dos ecuaciones se puede conocer cómo se distribuye la corriente en cada transformador en función de su impedancia.

$$\dot{I}_{2A} = \frac{\dot{Z}_B}{\dot{Z}_A + \dot{Z}_B} * \dot{I}_2 \quad \text{Ecuación 28}$$

$$\dot{I}_{2B} = \frac{\dot{Z}_A}{\dot{Z}_A + \dot{Z}_B} * \dot{I}_2 \quad \text{Ecuación 29}$$

Ahora se analizará por medio de diagramas fasoriales el comportamiento de la conexión en los diferentes casos que pueden presentar las impedancias de cortocircuito, para cada uno de los transformadores que conforman el arreglo en paralelo.

El diagrama fasorial de transformadores con igual ángulo en sus impedancias y carga de naturaleza inductiva. $\phi_{Acc} = \phi_{Bcc}$, se representa en la Figura 14.

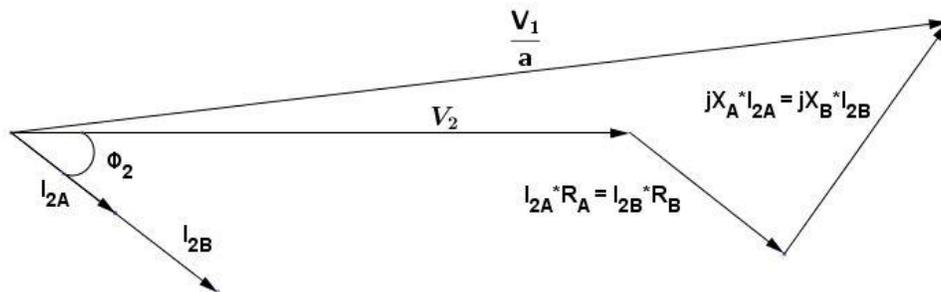


Figura 14 . Diagrama fasorial ángulos de impedancias iguales,

En el caso de análisis se aprecia que si existen diferencias en la parte resistiva y la parte inductiva de la impedancia de cortocircuito es decir, si las magnitudes de las impedancias son distintas la distribución de corriente en cada transformador dependerá del valor de la magnitud de la impedancia. El transformador de menor magnitud de impedancia será el que aporte mayor cantidad de corriente.

El siguiente caso de análisis es en el que los transformadores poseen impedancias de cortocircuito con distinto ángulo $\phi_{Acc} \neq \phi_{Bcc}$.

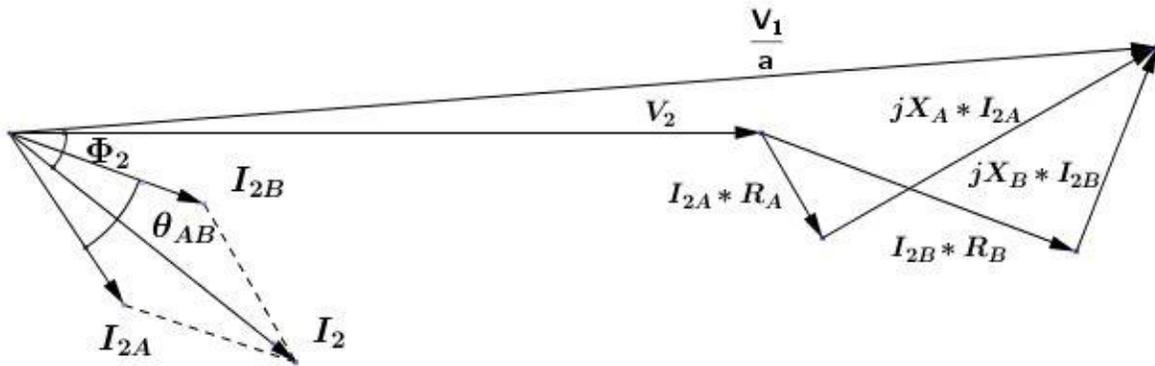


Figura 15. Diagrama fasorial distinto ángulo de impedancias.

Al analizar este caso se aprecia que al tener impedancias de cortocircuito diferentes en magnitudes y ángulos, la corriente que cada transformador aporta será en función de la magnitud de su impedancia, aportando mayor corriente el que posea la impedancia en magnitud menor.

También puede darse el caso en que la magnitud sea la misma pero el ángulo distinto, en este caso las corrientes se repartirán equitativamente en cada uno de los transformadores tal como se visualiza en la Figura 16.

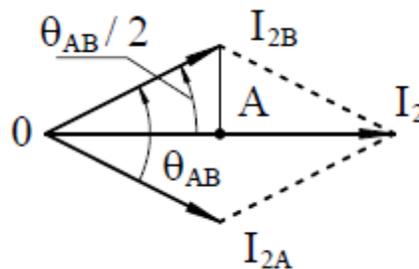


Figura 16. Impedancias iguales en magnitud.

La magnitud de la corriente resultante se calcula haciendo uso de la siguiente fórmula.

$$I_2 = 2 * OA = 2 * I_{2B} * \cos\left(\frac{\theta_{AB}}{2}\right) \quad \text{Ecuación 30}$$

Otra forma de determinar la carga de potencia de cada transformador es haciendo un análisis con las ecuaciones que se utilizan para calcular la potencia aparente de cada transformador.

$$S_A = \frac{V_1}{a} * I_{2A} \quad \text{Ecuación 31}$$

$$S_B = \frac{V_1}{a} * I_{2B} \quad \text{Ecuación 32}$$

Si se relacionan la Ecuación 31 con la Ecuación 32 y se sustituyen I_{A2} e I_{B2} , se obtiene la siguiente relación.

$$\frac{S_A}{I_{2A}} = \frac{S_B}{I_{2B}} = \frac{S_A}{\frac{Z_{BCC}}{Z_{Acc} + Z_{BCC}} * I_2} = \frac{S_B}{\frac{Z_{ACC}}{Z_{Acc} + Z_{BCC}} * I_2} \quad \text{Ecuación 33}$$

$$\frac{S_A}{S_B} = \frac{Z_{BCC}}{Z_{Acc}} \quad \text{Ecuación 34}$$

La potencia de cada transformador está en función del inverso de su valor de impedancia. Si la impedancia de A es mayor que B, la potencia que entregará A será menor que la de B. Por ello se busca que las impedancias sean iguales para evitar sobrecargar uno de los transformadores.

Al analizar el índice de carga y tensión de cortocircuito, también puede llegarse a conclusiones respecto a la manera en que los transformadores en paralelo aportan carga. En la Ecuación 35 se identifica el índice de carga.

$$\frac{I_2}{I'_{1n}} = C \quad \text{Ecuación 35}$$

$$\varepsilon_{cc\%} = \frac{V_{cc}}{V'_{1n}} 100 = \frac{Z_{cc} * I'_{1n}}{V'_{1n}} 100 \quad \text{Ecuación 36}$$

Retomando la Ecuación 26, se tiene lo siguiente:

$$I_{2A} * Z_{Acc} = I_{2B} * Z_{BCC} \quad \text{Ecuación 37}$$

$$C_A I'_{1An} * \frac{\varepsilon_{ccA\%} V_{1n}}{100 * I'_{1An}} = C_B I'_{1Bn} * \frac{\varepsilon_{ccB\%} V_{1n}}{100 * I'_{1Bn}} \quad \text{Ecuación 38}$$

$$C_A \varepsilon_{ccA\%} = C_B \varepsilon_{ccB\%} \quad \text{Ecuación 39}$$

$$\frac{C_A}{C_B} = \frac{\varepsilon_{ccB\%}}{\varepsilon_{ccA\%}} \quad \text{Ecuación 40}$$

Por lo tanto si las tensiones de cortocircuito no son iguales en ambos transformadores, el que posea la tensión de cortocircuito menor será el que entregue mayor potencia, pudiendo quedar sobrecargado. Las tensiones de cortocircuito usadas en las ecuaciones anteriores son para el caso en el que se pueden asumir ángulos de impedancias iguales y por lo tanto solo trabajar con magnitudes.

Transformadores con distinta relación de transformación.

Si la relación de transformación de los transformadores no es igual se tendrá una corriente circulante la cual se analiza en el siguiente circuito.

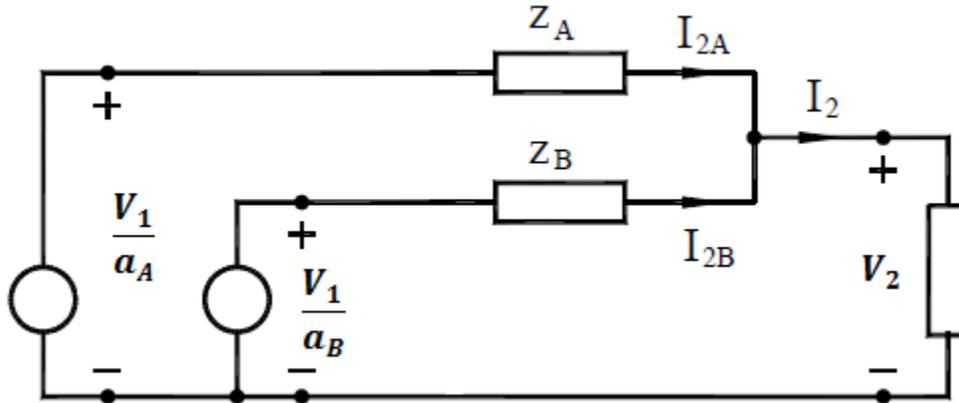


Figura 17. Modelo con distinta relación de transformación.

$$V_2 = \frac{V_1}{a_A} - Z_A * I_{2A} \quad \text{Ecuación 41}$$

$$V_2 = \frac{V_1}{a_B} - Z_B * I_{2B} \quad \text{Ecuación 42}$$

$$I_2 = I_{2A} + I_{2B} \quad \text{Ecuación 43}$$

$$I_{2A} = \frac{Z_B}{Z_A + Z_B} * I_2 + \frac{\frac{V_1}{a_A} - \frac{V_1}{a_B}}{Z_A + Z_B} = I_{2A}^* + I_{c2} \quad \text{Ecuación 44}$$

$$I_{2B} = \frac{Z_A}{Z_A + Z_B} * I_2 - \frac{\frac{V_1}{a_A} - \frac{V_1}{a_B}}{Z_A + Z_B} = I_{2B}^* - I_{c2} \quad \text{Ecuación 45}$$

Puede entonces verse a partir de las ecuaciones que los transformadores tendrán dos componentes de corriente, una componente debida a la carga I_{2A}^* e I_{2B}^* y otra componente debida a la diferencia de relaciones de transformación I_{c2} . Puede entonces concluirse que la corriente circulante se sumará al transformador que posea menor relación de transformación.

En la Figura 18 se tiene el diagrama fasorial que se forma cuando existe una diferencia de relación de transformación entre los transformadores a conectarse en paralelo.

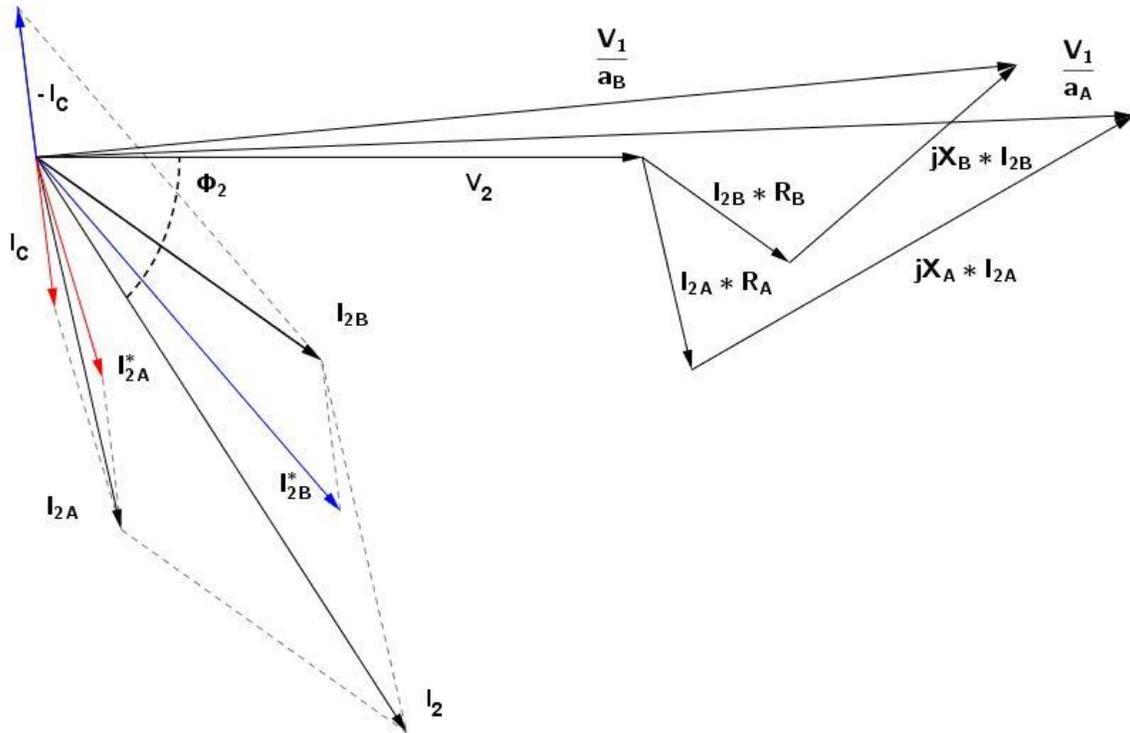


Figura 18. Diagrama fasorial cuando las relaciones de transformación son diferentes.

CAPÍTULO III. TRANSFORMADORES LTC⁸.

Transformadores LTC.

Este tipo de transformadores tiene la capacidad de realizar cambios de tap bajo condiciones de carga. También se conocen como transformadores con cambiador de tomas bajo carga o cambiador de derivaciones bajo carga. Representan una técnica con la cual se compensan las diferencias de parámetros de los devanados de los transformadores que se conectan en paralelo al utilizarse con alguno de los métodos de compensación.

Un tap es un punto de conexión en el devanado del transformador, ya sea primario o secundario. Dichos puntos de conexión sirven para variar el número de espiras de la bobina, teniendo así un transformador con relación de transformación ‘variable’.

⁸ De sus siglas en inglés Load Tap Changer, también llamado OLTC (On Load Tap Changer) cuyo significado en español es cambiador de tomas bajo carga.

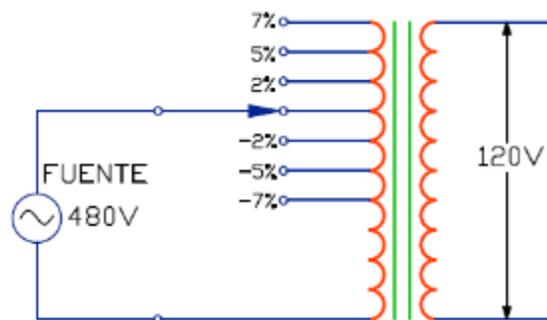


Figura 19 . Taps en lado primario de transformador monofásico.

Puede verse en la Figura 19 que las derivaciones existentes en el lado primario permiten variar la tensión del primario en un porcentaje de $\pm 7\%$.

Los transformadores LTC son muy útiles respecto a la regulación de tensión, cambiando la relación de transformación. Esto debe ser debidamente controlado, puesto que de lo contrario puede tenerse problemas por cambios de tap erróneos o no sincronizados al estar conectados en paralelo los transformadores. Son indispensables para la regulación de tensión de los transformadores o el desplazamiento de fase. Hay transformadores LTC de resistencia y de reactor.

Los LTC del tipo de resistencia se instalan dentro del tanque del transformador (in tank-LTC), y los del tipo de reactor se colocan en un compartimiento aparte, soldado al tanque del transformador.



Figura 20. LTC de resistor a la izquierda (dentro del tanque) y LTC de reactor a la derecha (externo).

El cambiador de tap cambia la relación de transformación de la máquina agregando o quitándole vueltas a las espiras del primario o secundario del transformador.

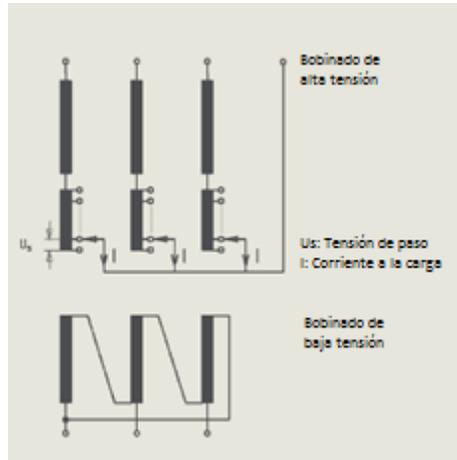


Figura 21. Cambiador de tap en el primario.

En la Figura 21 se representan los tap en el primario de un transformador trifásico conectado en estrella-delta. El voltaje de paso U_s (tensión entre tap) representa el paso de tensión que puede regularse entre los tap (0.8% a 2.5% son valores típicos de porcentaje de cambio de tensión para U_s), para variar finalmente una regulación entre el 5 % al 15%.

Normalmente los tap se cambian en el lado de alta del transformador, pues las corrientes serán más pequeñas y los dispositivos usados pueden ser menos robustos.

No es conveniente que la carga se desconecte al hacer el cambio de tap, y por ello los transformadores LTC son muy importantes y el diseño consiste en hacer la conexión al siguiente tap, antes de desconectar el anterior ('make before break').

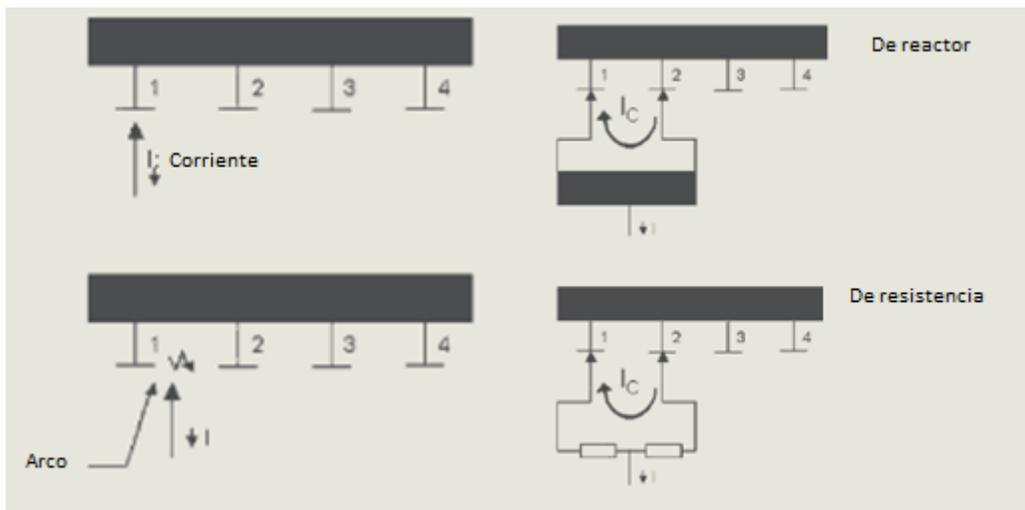


Figura 22. Proceso de conmutación de cambiador de tap.

En la Figura 22, al lado izquierdo se muestra que normalmente al hacer un cambio de tap en un transformador, la carga se desconecta y se produce un arco entre los contactos. En la derecha se muestra el proceso de un LTC ya sea de reactor o de resistencia y puede verse que la carga no es desconectada al realizar el cambio de tap. Ese es el diseño básico de un dispositivo LTC.

Tanto en el de reactor como en el de resistencia, se trata de usar una impedancia de transición que realiza la conexión a otro tap y evita que se produzca un cortocircuito puenteando los taps. Dicha impedancia de transición tiene el propósito de transferir la carga entre uno y otro tap sin que haya un cambio apreciable en la carga.

La impedancia de transición limita la corriente (I_c) que circula en el momento en que ambos tap están conectados al mismo tiempo. La impedancia de transición del cambiador de tap evita que se tenga un cortocircuito entre los tap del transformador.

Los cambiadores de tap son la parte móvil del transformador y por tanto es la parte más expuesta al desgaste o envejecimiento. Generalmente están inmersos en aceite o en algún gas aislante en un compartimiento externo al tanque del transformador para evitar contaminar el aceite o aislante del mismo, debido a los arcos generados en la conmutación que siempre generan deterioros. Las fallas del LTC representan el 40% de las fallas del transformador.

Existen diferentes arreglos que pueden tener los cambiadores de tap, pero básicamente los diseños contienen ciertos componentes esenciales para el buen funcionamiento que incluye que al cambiar el tap, la carga no se desconecte y que al hacer el cambio no se produzca un cortocircuito. Hay arreglos lineales, arreglos en reversa (con los que se agregan o se restan vueltas dependiendo de la posición de un selector), y otros que pueden verse en la Figura 23.

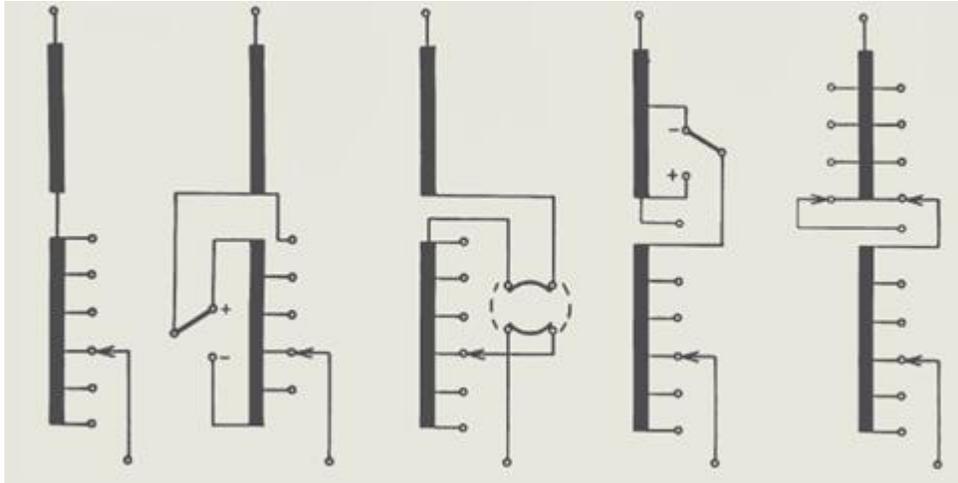


Figura 23. Arreglos de cambiadores de tap bajo carga.

En la Figura 24 se muestra un cambiador de tap en el lado de alta del tipo reactor:

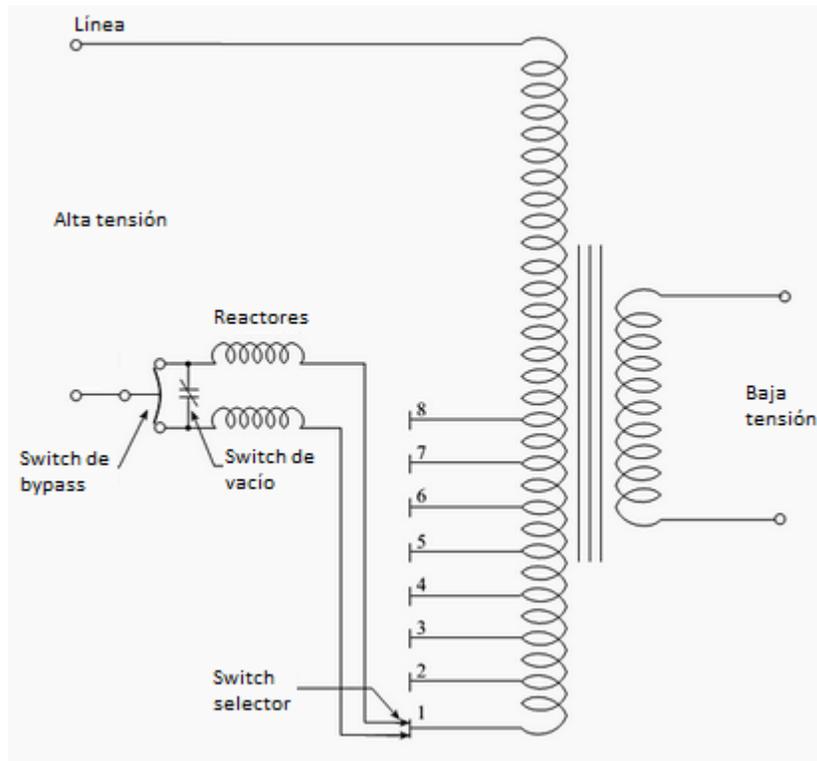


Figura 24. Cambiador de tap bajo carga del tipo reactor.

Pueden identificarse los siguientes componentes importantes:

1. Switch selector. Con ellos se selecciona la posición física en el bobinado del transformador del tap que se quiere utilizar. Con este dispositivo debe evitarse que la carga sea desconectada.
2. Reactor. En general impedancia de transición. Evita que la corriente deje de transmitirse a la carga y que se cree un cortocircuito entre los tap que se conectan con el switch selector. El reactor incrementa la impedancia entre los dos tap conectados en un punto (dos tensiones diferentes) y limita la corriente de cortocircuito producida por la diferencia de tensiones. En condiciones normales (un solo tap seleccionado) la corriente que fluye en la bobina del reactor es la misma en ambas mitades y por tanto el flujo se anula, no teniendo flujo resultante en el reactor. Si no hay flujo resultante no hay inductancia y por tanto no se tendrán caídas de voltaje debido al reactor cuando se opera normalmente. Hay una pequeña caída debida solamente a la resistencia de la bobina pero es despreciable. Cuando se da un cambio de tap (hay dos tap seleccionados al mismo tiempo) se genera una corriente circulante en el reactor debida a la diferencia de tensiones en los tap. Dicha corriente genera el flujo que hace que exista la inductancia que ayudará a limitar la corriente de cortocircuito.
3. Switch de vacío. Realiza el trabajo de un interruptor o circuit breaker, abriendo o cerrando al paso de la corriente durante el cambio del tap.
4. Switch de bypass. Opera durante el cambio de tap. El mecanismo utilizado para hacer los cambios es controlado por motores, y puede ser automático, controlado remotamente (SCADA), o puede hacerse manual en caso de fallo.

Los componentes anteriores son básicos de un cambiador de tap, pero cambian según el tipo de LTC. Serán útiles para entender el funcionamiento básico de un cambiador de tap. A continuación se explica el proceso de cambio de un tap a otro para comprender de mejor forma lo que implica.

- Primero se inicia desde la posición estable en un tap. En este caso el tap 1.

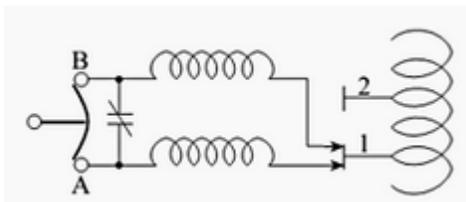


Figura 25. Paso 1 de proceso de cambio de tap.

- Se pretende hacer un cambio del tap 1 al tap 2. Cabe mencionar que no es posible pasar del tap 1 al tap 3 por ejemplo, si no que los cambios deben hacerse secuencialmente, tap por tap. El switch de bypass se mueve hacia la rama del tap 1.

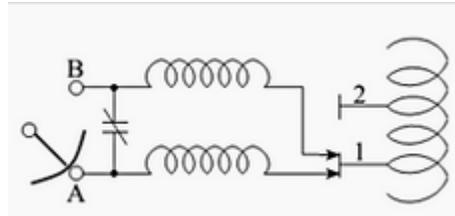


Figura 26. Paso 2 de proceso de cambio de tap.

- El switch de vacío abre, dejando sin carga la rama de arriba, dando lugar a que el switch de selección pueda moverse. Y entonces, el switch selector se mueve hacia el tap 2.

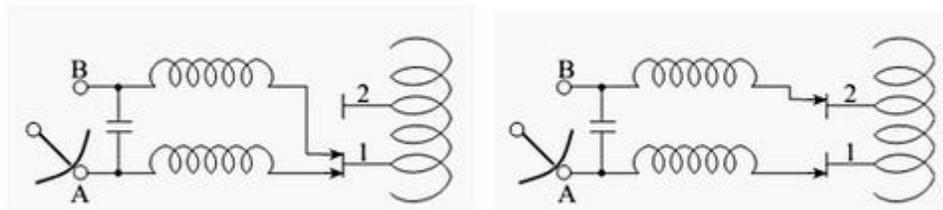


Figura 27. Paso 3 de proceso de cambio de tap.

- Se cierra el interruptor de vacío y ya que ambos tap están conectados, se crea una corriente circulante que es limitada por el reactor.

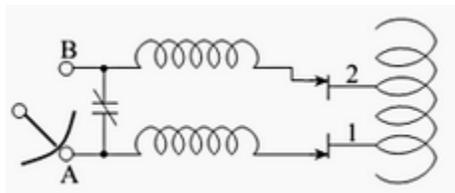


Figura 28. Paso 4 de proceso de cambio de tap.

- Ahora el switch de bypass selecciona la rama de arriba del circuito. No se crea arco pues el interruptor de vacío está cerrado y en paralelo al de bypass. Luego el interruptor de vacío se abre, dando lugar a que el switch selector que está en el tap 1 pueda moverse, pues remueve la carga de esa parte del circuito.

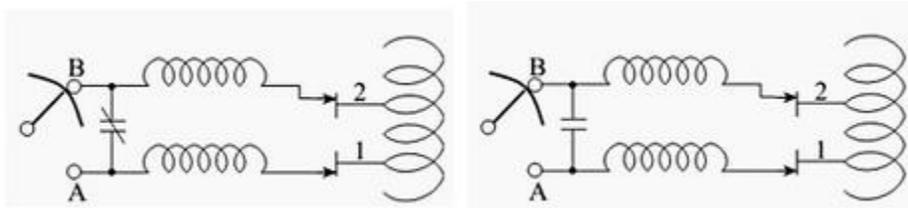


Figura 29. Paso 5 de proceso de cambio de tap.

- Finalmente el otro switch selector se mueve hacia el tap 2 quedando ambos en el mismo tap. Se cierra el interruptor de vacío.

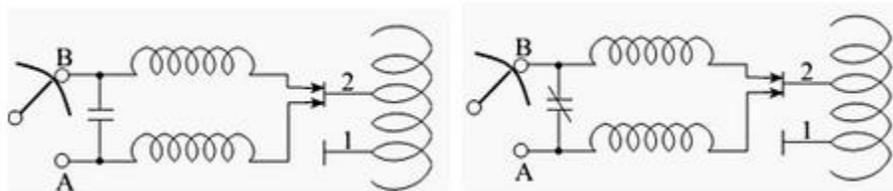


Figura 30. Paso 6 de proceso de cambio de tap.

- Ya con el interruptor de vacío cerrado y ambos interruptores de selección en el mismo tap, el switch de bypass puede regresar a su posición original sin ningún problema.

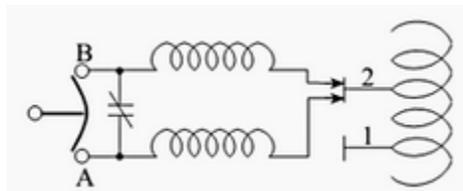


Figura 31. Paso 7 de proceso de cambio de tap.

De la forma anterior puede describirse el proceso básico de cambio de tap. Hay distintas tecnologías de LTC pero básicamente todas cumplen con el requisito de no desconectar la carga al realizar el cambio del tap.

De forma más sencilla puede verse el funcionamiento de un LTC con contactos de arco o conmutadores utilizado para cambiadores de tap de resistencia.

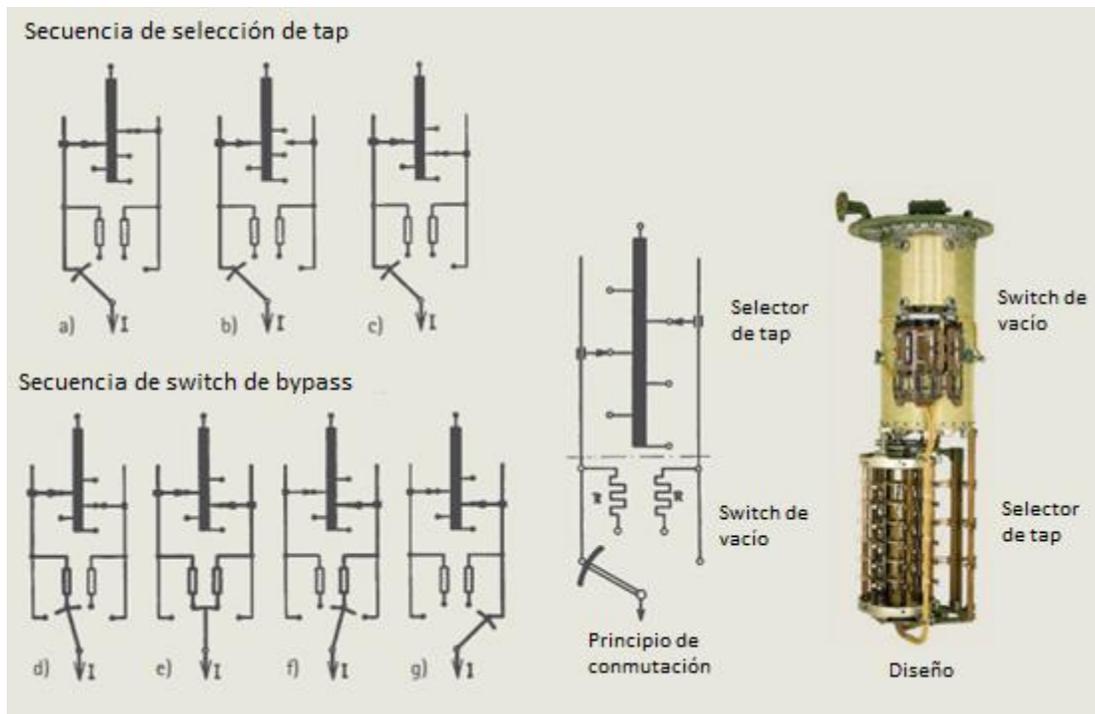


Figura 32. Funcionamiento con contactos de arco del cambiador de tap.

Puede verse el switch selector del tap y el conmutador junto con las impedancias de transición. Ambos siguen cierto patrón de movimientos para hacer el cambio del tap sin que se cree un cortocircuito entre los tap.

A continuación se muestra otro principio de funcionamiento, con switch selector con contactos de arco.

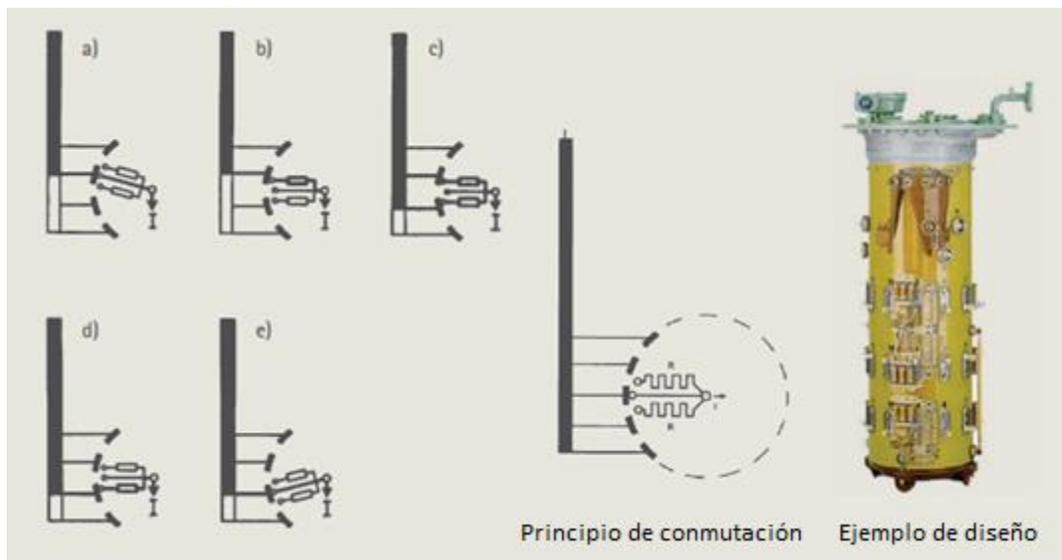


Figura 33. Funcionamiento con switch selector en cambiador de tap.

En las siguientes imágenes se muestra como se ven los cambiadores de tap realmente.



Figura 34. Imágenes de LTCs.

Para seleccionar un LTC, deben tomarse en cuenta ciertos criterios e información del transformador para el que operará, entre los más importantes se tiene:

- Capacidad en MVA.
- Conexión del bobinado (estrella, delta, etc).
- Tensión nominal y regulación de voltaje.
- Número de posiciones de tap.
- Nivel de aislamiento.

Con dicha información pueden seleccionarse características importantes del LTC como la corriente nominal, el voltaje de paso y potencia de paso (voltaje de paso por la corriente nominal). Con ello se determinará el tipo de OLTC a usar, y podría ser necesario también verificar que la capacidad interruptiva, de sobrecarga, corriente de cortocircuito y tiempo de vida de los contactos sean adecuados para el transformador y la aplicación específica.

Mantenimiento de LTC.

Los transformadores de potencia con LTC son muy utilizados en las redes eléctricas y por tanto es de suma importancia que funcionen correctamente, por lo que se les debe dar mantenimiento adecuado para que sean confiables en su tiempo de vida útil.

Por ser la única parte móvil en un transformador, como ya se ha mencionado, el cambiador de tap, es la parte más propensa a fallas en el transformador, pues es un componente mecánico que sufre de conmutaciones. El mantenimiento que normalmente se da a estos equipos se basa en el tiempo de servicio y el número de operaciones.

El mantenimiento que se dará depende del tipo de cambiador de tap (inmerso en aceite, en vacío, etc) y el tipo de conexión del transformador. Normalmente el mantenimiento para transformadores en estrella debe darse cada 7 años de servicio o bien cada 50,000 a 100,000 operaciones, cualquiera que ocurra primero, por lo que para un transformador que tenga una vida útil de 40 años, tendrá que darse mantenimiento unas 5 o 6 veces. En transformadores en delta, se requiere mayor frecuencia en el mantenimiento, pudiendo requerirse hasta 10 intervenciones.

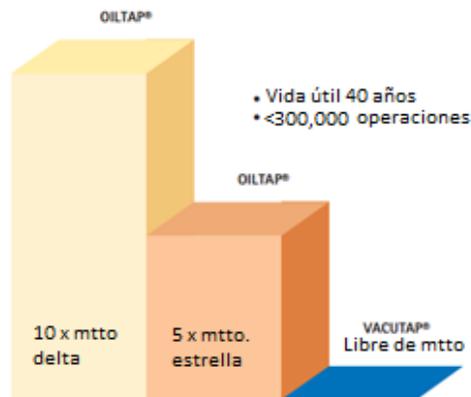


Figura 35. Mantenimiento a LTCs.

Mientras no se da mantenimiento al equipo, pueden hacerse simples chequeos regulares como un chequeo visual al motor del LTC, una prueba de protección al relé que debe proteger al LTC, monitoreo del aceite del LTC y revisión del enfriamiento del LTC.

Para mencionar específicamente los tipos de mantenimiento que se realizan en este tipo de equipo, se tienen los siguientes:

- Análisis del aceite y el aislamiento.
- Análisis de los contactos del cambiador de tap (medición de resistencia estática y dinámica).
- Análisis mecánico (diagnóstico de vibraciones y medición de corriente del motor).

Los métodos de mantenimiento mencionados se basan normalmente en normas dedicadas al mantenimiento de OLTCs como la IEC60599-199 o la IEEE57-104.

La medición de la resistencia en los contactos es muy importante, pues con el tiempo las resistencias cambian en el material y puede provocar discrepancias en la operación del LTC. En la siguiente imagen puede verse la resistencia estática de los contactos antes y después de darles mantenimiento. La medida de la resistencia da una estimación del nivel de degradación de los contactos.

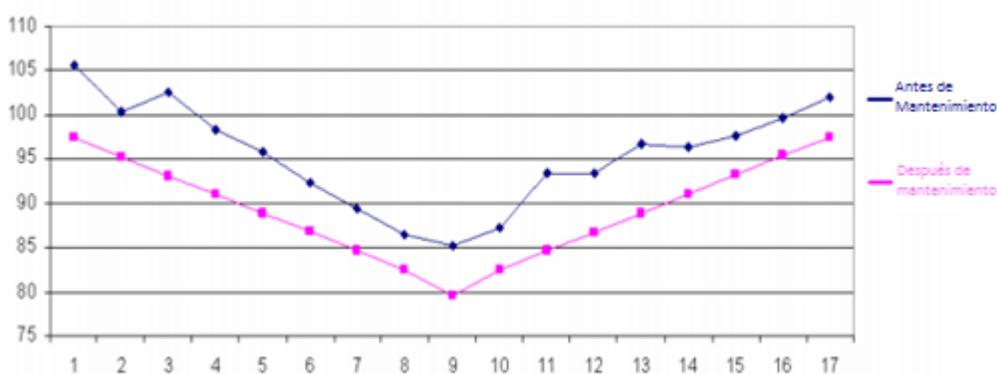


Figura 36. Resistencia estática de contactos antes y después del mantenimiento.

Para las pruebas del aceite, la muestra debe obtenerse del compartimiento del LTC que como ya se ha dicho se encuentra separado del aceite del transformador, pues se contamina más rápido debido a las conmutaciones realizadas.

Es recomendable realizar los tres tipos de mantenimiento en los OLTC puesto que se tendrá un mejor panorama de la condición real del equipo para tomar las decisiones al respecto. Pueden consultarse las fuentes bibliográficas 6, 9, 10 y 29 de la bibliografía para mayor información sobre LTC.

Transitorios.

El funcionamiento de un regulador de tap se basa en un autotransformador que controla la tensión en su salida dependiendo de las necesidades de la red. El cambio entre taps se hace de forma rápida, teniendo normalmente un tiempo de respuesta de 100ms.

El problema en estos cambiadores de tap, son los transitorios que se generan al realizar una conmutación, pues se tienen corrientes de cortocircuito entre el tap actual y el tap a que se cambia mientras se hace el proceso de conexión make before break. En la figura siguiente se muestra qué sucede en el proceso de cambio de tap respecto a la corriente.

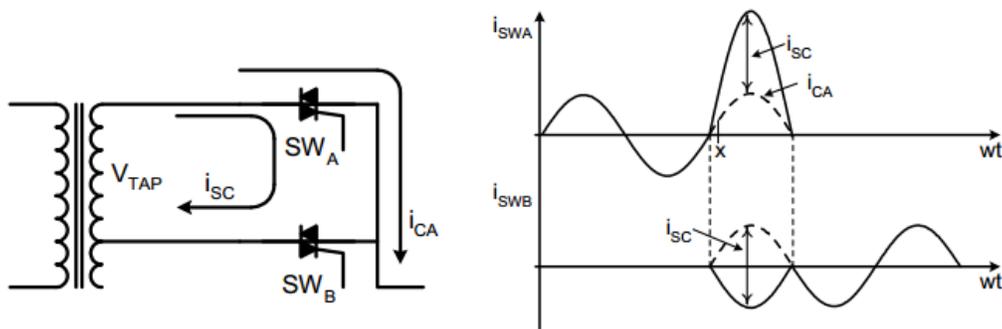


Figura 37. Ejemplificación de transitorios al conmutar.

Este problema se puede resolver de mejor manera insertando bobinas limitadoras de sobrecorriente en la conexión de cada tap, la cual ayudará a reducir considerablemente los picos de corriente durante la conmutación. Dicha función en un LTC la lleva a cabo la impedancia de transición.

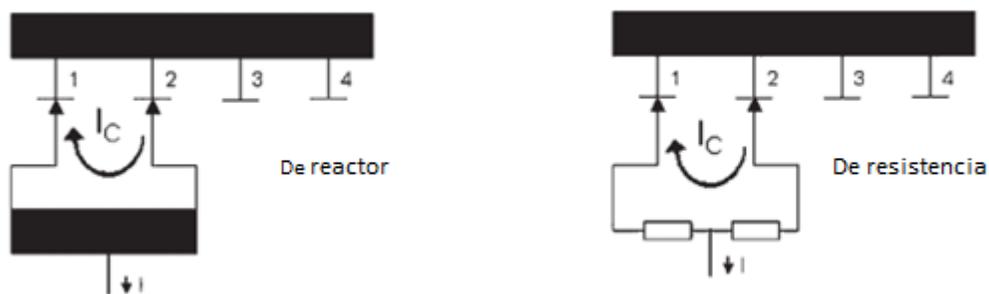


Figura 38. Impedancias de transición.

La impedancia de transición que puede ser del tipo reactiva o mediante resistencias sirven para disminuir los efectos de los transitorios generados al hacer un cambio de tap. En la imagen anterior se muestra el principio del funcionamiento ‘make-before-break’ en el que se hace la conexión del siguiente tap antes de desconectar el actual, lo que genera la circulación de una corriente y se disminuyen sus efectos con el uso de la impedancia de transición.

CAPÍTULO IV. MÉTODOS DE COMPENSACIÓN PARA TRANSFORMADORES EN PARALELO.

Métodos de compensación.

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 sensar 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).

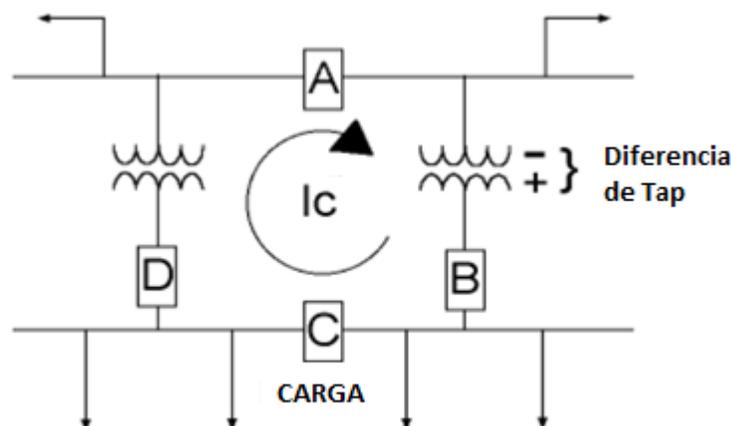


Figura 39. Corriente circulante en transformadores en paralelo.

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.

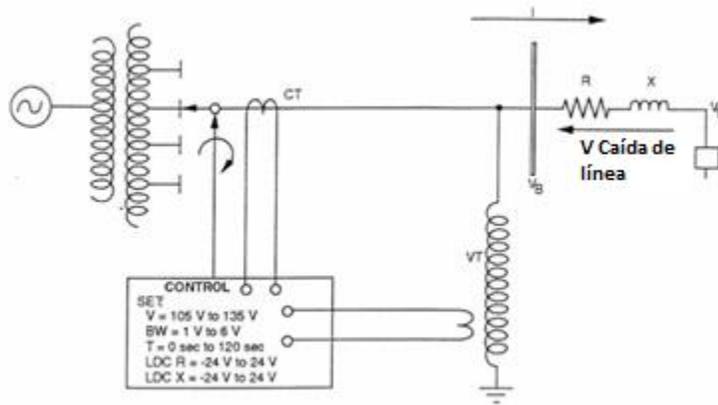


Figura 40. LDC.

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 (Ver bibliografía 7 para mayor información sobre LDC).

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.

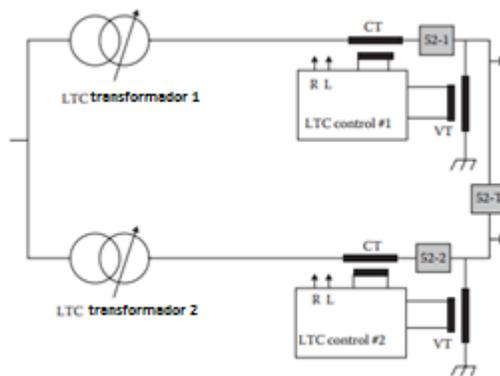


Figura 41. Controlador del LTC.

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.

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 (Fuentes 6, 14, 15, 17, 27 y 28 de bibliografía).

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 sensada en corriente debida a la carga y corriente circulante en el

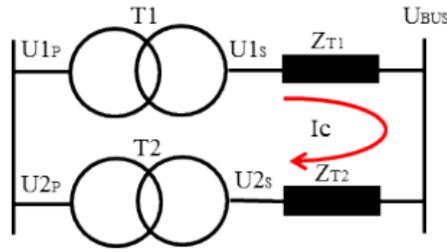


Figura 43. Corriente circulante.

U_{1p} y U_{2p} representan las tensiones en el primario de los transformadores T1 y T2. U_{1s} y U_{2s} representan las tensiones en el secundario de los mismos. Z_{T1} y Z_{T2} son sus impedancias nominales, I_c la corriente circulante y U_{BUS} 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 las 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.

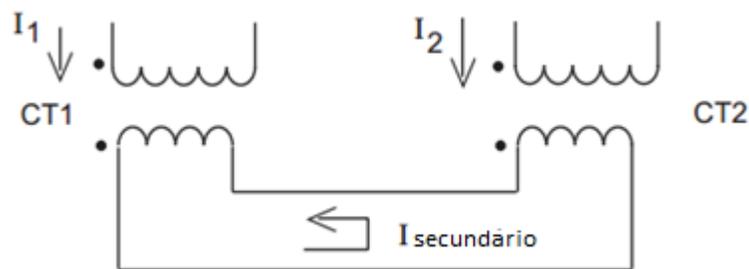


Figura 44. Secundarios de TCs en serie.

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

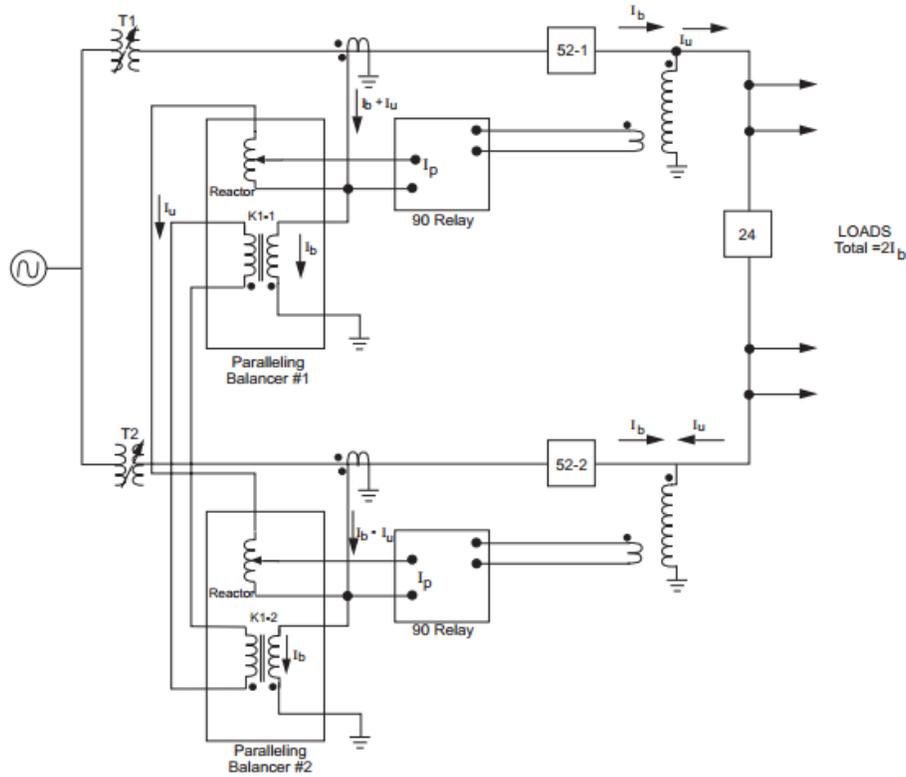


Figura 45. Ejemplo simplificado de método de corriente circulante.

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.

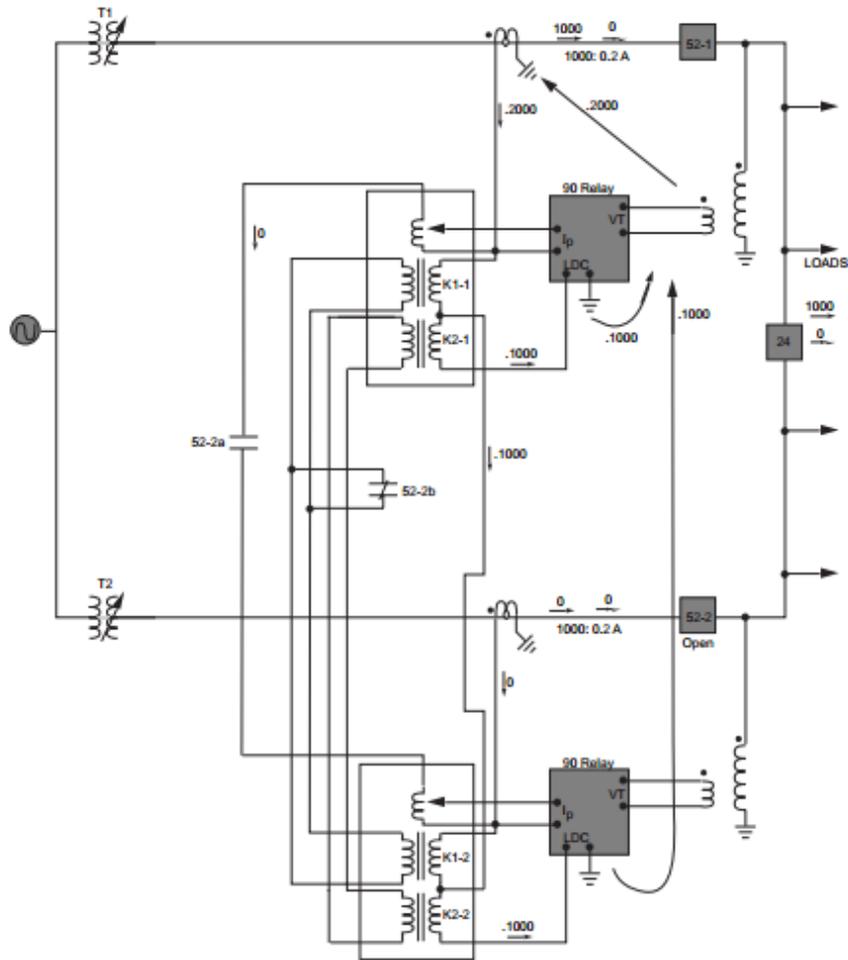


Figura 46. Circuito de corriente circulante incluyendo ajuste LDC.

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.

Corriente circulante en conexión en paralelo de transformadores de distinta potencia nominal e impedancia.

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.

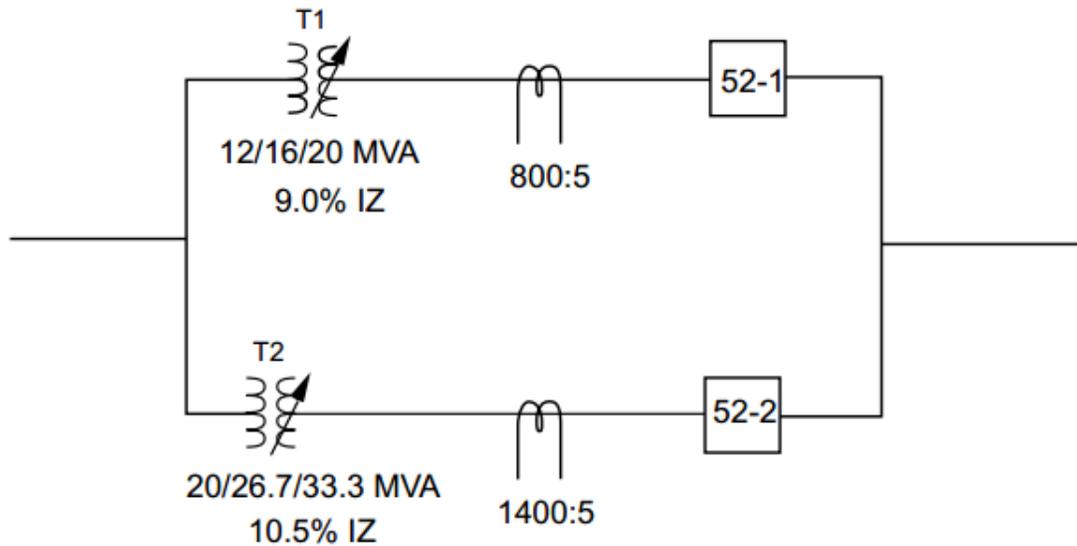


Figura 47 . Conexión en paralelo de transformadores con distinta potencia nominal e impedancia, mostrando los transformadores de corriente.

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).

Por ejemplo, para el caso planteado en la figura, se relaciona la impedancia de T1 a la base de T2, así:

$$\frac{0.09}{0.105} * 20MVA = 17.14 MVA$$

De lo anterior se tiene que cuando T1 esté cargado completamente (12MVA), T2 deberá entregar no más de 17.14MVA, por lo que la capacidad real de la conexión en paralelo será de 29.14MVA y no de 32MVA. T1 dará el 100% y T2 dará el 143% (aproximadamente) de T1, así la capacidad del banco es: $T1+1.43T1=2.43T1$.

Para poder aplicar el método de la corriente circulante a este tipo de casos, es necesario hacer arreglos a los transformadores de corriente pues el controlador de LTC debe sensor la misma corriente cuando ambos transformadores den su capacidad máxima (T1 12MVA y T2 17.14 MVA).

Tal como se encuentran los transformadores de corriente en la figura, tienen una relación de 1.75:1 (comparando las relaciones de transformación de los TCs de T2 y T1). El TC de T2 debería tener una relación con respecto al TC de T1 de 1.43, es decir que si el TC de T1 tiene un primario de 800A, el TC de T2 debería tener un primario de $800 \times 1.43 = 1144\text{A}$.

Es decir que la relación de transformación del TC de T2 debería ser 1144:5 A y no 1400:5 A; esto es debido a que T2 nunca deberá entregar más de 17.14MVA (debe instalarse una protección que asegure eso), porque de hacerlo lo que sucedería es que T1 se sobrecargaría.

La solución a este problema consiste en instalar un TC auxiliar en el secundario del TC de T2. La relación de dicho TC deberá ser 5:6.12 A, de modo que la relación de transformación total sea de 1400:6.12 A, lo que es igual a 1144:5 A. (Fuentes 3, 4, 14, 15 y 28 de bibliografía).

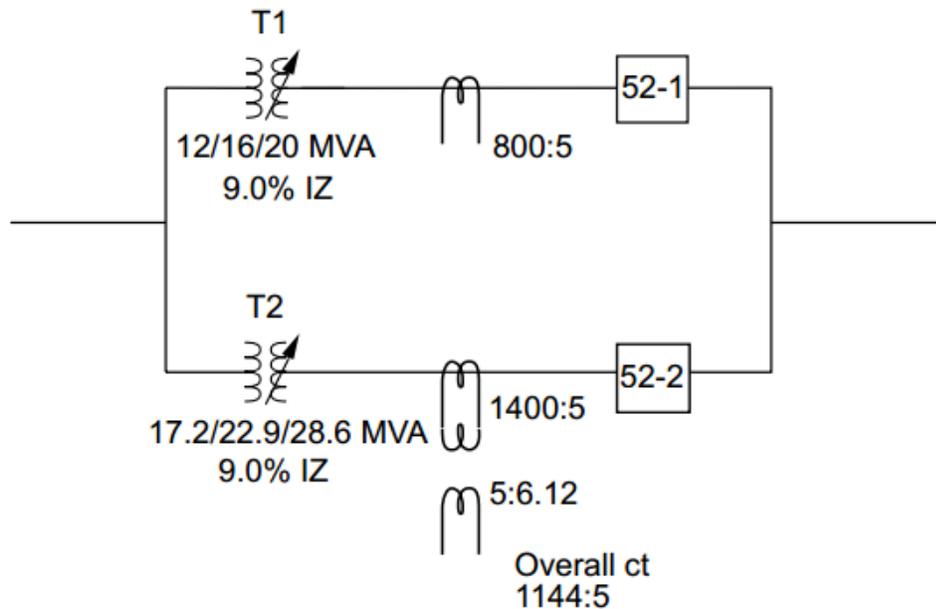


Figura 48 . Ajuste de relación de transformación de transformadores de corriente y de potencia nominal de T2 para obtener la misma impedancia en por unidad.

Reactancia negativa.

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 IEEE57.15 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.

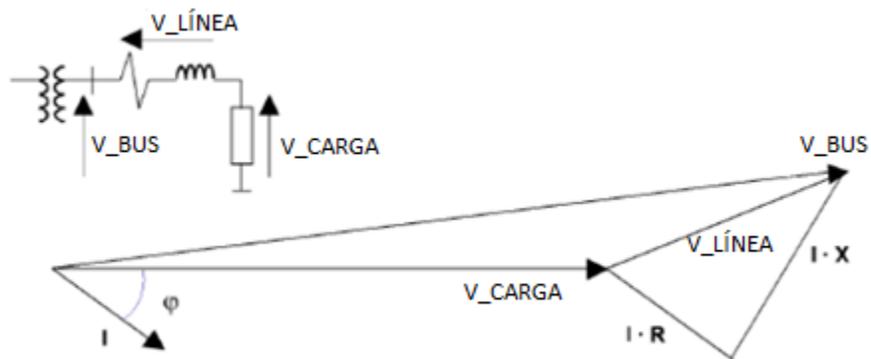


Figura 49. Método de reactancia negativa.

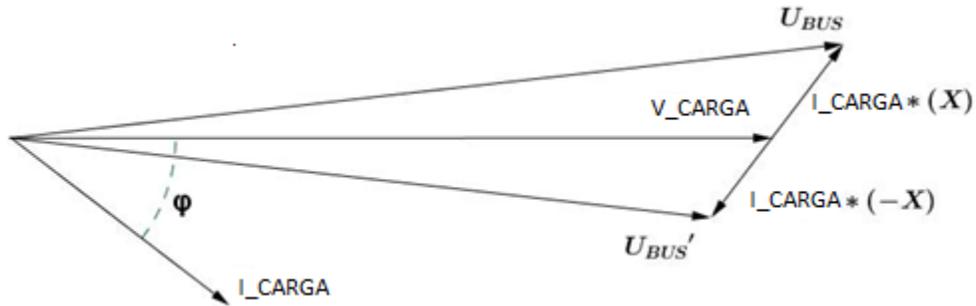


Figura 50. Efectos de reactancia negativa en tensión del bus.

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 (Fuente 28 de bibliografía).

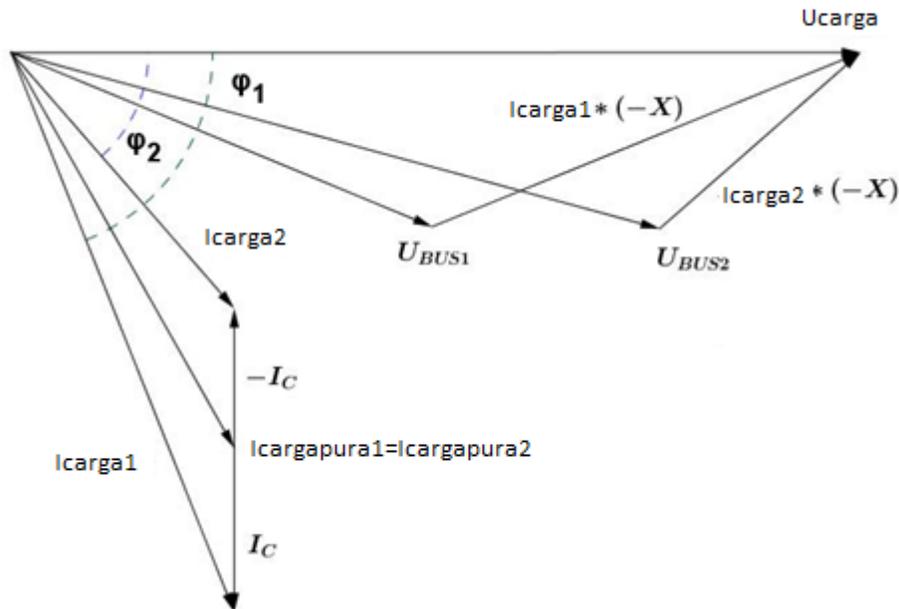


Figura 51. Diferencia en tensiones que llevará a un cambio de tap disminuyendo la corriente circulante.

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.

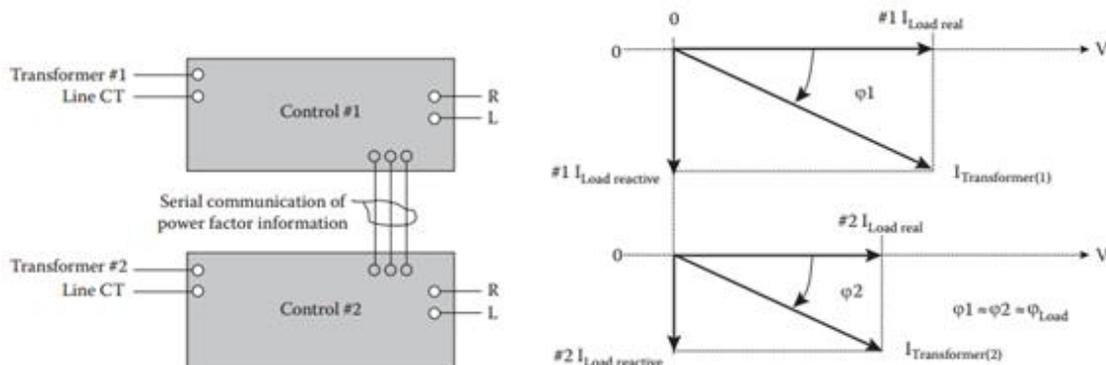


Figura 52. Método del factor de potencia.

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 (Fuentes 14 y 15 de bibliografía).

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 (Fuente 5 de bibliografía).

Equipos usados y protocolos de comunicación.

Para la implementación de cualquiera de los métodos anteriormente descritos, se requiere del uso de equipo específico que puede programarse para cumplir los fines propuestos. Normalmente los fabricantes proponen un método de compensación para el equipo que venden y los equipos sugeridos que deben utilizarse.

Pudo verse que el método de corriente circulante requiere de equipo muy específico como un balanceador, el cual es realmente necesario pues el método se basa en medir la corriente circulante en los transformadores en paralelo. En el mercado se encuentran equipos balanceadores de distintas marcas, por ejemplo Beckwith Electric tiene el balanceador M0115A.

Existen también controladores de tensión digitales disponibles de diferentes fabricantes los cuales son adecuados para utilizarse con distintos métodos. Por ejemplo el TAPCON 250 de Reinhausen puede utilizarse con el método master-follower y el de corriente circulante. Cada equipo describe los requisitos necesarios para que puedan implementarse y la información que necesitan para funcionar.



Figura 53. Ejemplo de un controlador utilizado en métodos de conexión paralelo.

Otro controlador utilizado para la conexión en paralelo de transformadores es el TAPCON 230 del mismo fabricante. Este puede controlar hasta 8 transformadores en paralelo. Puede implementar los métodos de corriente circulante y de master-follower.

Otro equipo más reciente del mismo fabricante es el TAPCON 260 controlando hasta 16 transformadores en paralelo, que también puede hacer uso de los métodos de corriente circulante y de master-follower.

Los equipos utilizados deben estar intercomunicados de alguna forma para tener un control sobre la conexión en paralelo o porque así lo requiere estrictamente el método. Pueden usarse opciones cableadas o inalámbricas dependiendo de la disponibilidad de los dispositivos y los protocolos que puedan utilizar. Un protocolo utilizado para dicha comunicación es el IEC61850 (GOOSE)⁹, el cual no requiere conexión por cables entre los dispositivos lo cual facilita la instalación y el control de la misma, haciendo uso de una conexión ETHERNET (Fuentes 20, 22 y 23 de bibliografía).

⁹ GOOSE, Generic Object Oriented Substation Event. Utiliza Ethernet para la transferencia de información entre los controladores.

Resumen sobre métodos.

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.	<ul style="list-style-type: none"> -Conexión a barras y topología de las mismas. - Señales de bloqueo de controladores. -Medida de la corriente circulante. -Información de secuencia de funcionamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> -Necesita equipo adicional como un balanceador. - Se necesita un dispositivo de control por cada transformador en paralelo. 	<ul style="list-style-type: none"> -Más utilizado a nivel mundial. -Ajusta los taps de acuerdo a la corriente circulante con el fin de minimizarla.
Master-Follower.	<ul style="list-style-type: none"> -Conexión a barras y topología de las mismas. -Conexión y tap del master. -Señales de bloqueo de controladores. - Comandos para aumentar o disminuir tap. 	<ul style="list-style-type: none"> -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. 	<ul style="list-style-type: none"> -Los seguidores siguen los movimientos del master o las órdenes del master minimizando la corriente circulante.
Reactancia Negativa.	<ul style="list-style-type: none"> -Disponibilidad de usar LDC. - No requiere conocimiento adicional. 	<ul style="list-style-type: none"> -Normalmente se usa como solución de emergencia. -La tensión de la línea se ve disminuida por la acción de la reactancia negativa. 	<ul style="list-style-type: none"> -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 2. Pequeño cuadro resumen de los métodos de compensación más importantes.

CAPÍTULO V. CASO DE ESTUDIO.

Datos de transformadores.

El objetivo del presente trabajo es analizar el comportamiento de 3 transformadores en paralelo en una subestación de transmisión en estado estable. Para ello se realizan simulaciones en el software ETAP12.6.

Para el caso se tienen 2 transformadores muy similares de 50 MVA y uno con características un poco distintas de 75 MVA. Los 3 transformadores pueden manejar 110kV en el lado primario y 46/23kV en el secundario. Son transformadores trifásicos con conexión Yn-Δ.

Los transformadores cuentan con un cambiador de tap bajo carga con 21 posiciones disponibles. Cada tap tiene una variación de 1375 V. Así la tensión nominal en el primario para los transformadores es de $(110 \pm 10 * 1.25\%)$ kV. En la tabla 3 se muestra el valor de tensión nominal de placa correspondiente para cada posición de tap.

Posición	Tensión	Posición	Tensión	Posición	Tensión
1	123750	8	114125	15	104500
2	122375	9	112750	16	103125
3	121000	10	111375	17	101750
4	119625	11	110000	18	100375
5	118250	12	108625	19	99000
6	116875	13	107250	20	97625
7	115500	14	105875	21	96250

Tabla 3. Posición de tap y valores de tensión.

La tensión de alimentación en la subestación es de 110kV, por lo que los transformadores normalmente trabajan en la posición central (tap 11), y se mueven máximo 2 posiciones arriba y 2 posiciones abajo. Bajo dicho funcionamiento se realizan las simulaciones de la conexión.

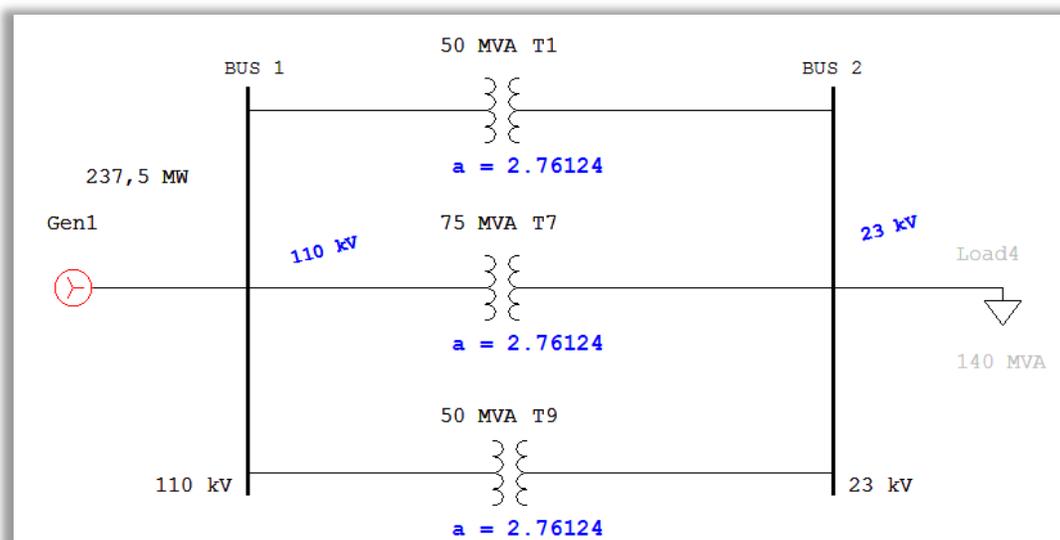
Los datos más importantes de los transformadores a simular son los siguientes:

DATOS TRANSFORMADOR 1		DATOS TRANSFORMADOR 2		DATOS TRANSFORMADOR 3	
Nombre	TX1	Nombre	TX2	Nombre	TX3
Potencia	30/40/50 MVA	Potencia	45/60/75 MVA	Potencia	30/40/50 MVA
Tensión primario	110 kV	Tensión primario	110 kV	Tensión primario	110 kV
Tensión secundario	46/23 kV	Tensión secundario	46/23 kV	Tensión secundario	46/23 kV
Impedancia (30 MVA)	6.27%	Impedancia (45 MVA)	6.64%	Impedancia (30 MVA)	6.29%
Impedancia (50 MVA)	10.45%	Impedancia (75 MVA)	11.10%	Impedancia (50 MVA)	10.48%
Impedancia referida al primario en ohmios	25.29 Ω	Impedancia referida al primario en ohmios	17.85 Ω	Impedancia referida al primario en ohmios	25.37 Ω

Tabla 4. Datos de placa de transformadores a estudiar.

Simulación para corriente circulante.

Al realizar las simulaciones con los datos de placa mostrados en la tabla anterior, el resultado es que no se tiene corriente circulante. Esto se debe a que los 3 transformadores cuentan con la misma relación de transformación (misma tensión en el primario y misma tensión en el secundario), por tanto al no haber diferencia de potencial, no hay ninguna corriente circulante. La diferencia de impedancias influye en la distribución de carga. El transformador con mayor potencia tiene la impedancia más pequeña y es por tanto el que se carga más. Por lo mismo no hay problemas de sobrecargas en los transformadores.



Simulación 1. Si las relaciones de transformación son las mismas, no hay corriente circulante.

Lo anterior se ha hecho con datos ideales pues son los que se indican en la placa. En la vida real, sí existen diferencias en la tensión porque la relación de transformación en los transformadores no es la misma, incluso varía por cada fase. Para tener los datos reales en la simulación, es necesario conocer los datos de las pruebas de los transformadores. Se tienen en las tablas siguientes los datos de la prueba de relación de vueltas realizadas a cada transformador¹⁰.

PRUEBA DE TTR PARA EL TRANSFORMADOR TX1									
TAP	VAT	VBT	Relación	H0	H1	H0	H2	H0	H3
CTST	Voltios	Voltios	Teórica	X1	X2	X2	X3	X3	X1
1	123750	23000	3.10640	3.1043	3.1040	3.1041			
2	122375		3.07188	3.0702	3.0698	3.0700			
3	121000		3.03736	3.0358	3.0356	3.0358			
4	119625		3.00285	3.0018	3.0015	3.0017			
5	118250		2.96833	2.9676	2.9673	2.9675			
6	116875		2.93382	2.9335	2.9331	2.9333			
7	115500		2.89930	2.8992	2.8990	2.8992			
8	114125		2.86479	2.8650	2.8648	2.8650			
9	112750		2.83027	2.8308	2.8306	2.8308			
10	111375		2.79576	2.7966	2.7965	2.7966			
11	110000		2.76124	2.7624	2.7622	2.7625			
12	108625		2.72672	2.7282	2.7281	2.7283			
13	107250		2.69221	2.6941	2.6939	2.6941			
14	105875		2.65769	2.6599	2.6597	2.6599			
15	104500		2.62318	2.6257	2.6255	2.6257			
16	103125		2.58866	2.5915	2.5914	2.5916			
17	101750		2.55415	2.5574	2.5572	2.5574			
18	100375		2.51963	2.5232	2.5230	2.5232			
19	99000		2.48512	2.4890	2.4888	2.4891			
20	97625		2.45060	2.4548	2.4547	2.4549			
21	96250		2.41609	2.4207	2.4205	2.4208			

Tabla 5. Prueba de relación de vueltas TX1.

¹⁰ En el anexo B puede encontrarse información sobre la prueba de relación de vueltas TTR.

PRUEBA DE TTR PARA EL TRANSFORMADOR TX2									
TAP	VAT	VBT	Relación	H0	H1	H0	H2	H0	H3
CTST	Voltios	Voltios	Teórica	X1	X2	X2	X3	X3	X1
1	123750	23000	3.10640	3.1033	3.1031		3.1033		
2	122375		3.07188	3.0692	3.0691		3.0691		
3	121000		3.03736	3.0351	3.0349		3.0350		
4	119625		3.00285	3.0009	3.0008		3.0008		
5	118250		2.96833	2.9668	2.9665		2.9667		
6	116875		2.93382	2.9325	2.9325		2.9325		
7	115500		2.89930	2.8984	2.8983		2.8983		
8	114125		2.86479	2.8643	2.8642		2.8642		
9	112750		2.83027	2.8301	2.8300		2.8300		
10	111375		2.79576	2.7959	2.7958		2.7959		
11	110000		2.76124	2.7617	2.7616		2.7617		
12	108625		2.72672	2.7276	2.7274		2.7276		
13	107250		2.69221	2.6934	2.6933		2.6934		
14	105875		2.65769	2.6592	2.6592		2.6592		
15	104500		2.62318	2.6251	2.6250		2.6251		
16	103125		2.58866	2.5909	2.5909		2.5909		
17	101750		2.55415	2.5568	2.5567		2.5568		
18	100375		2.51963	2.5226	2.5225		2.5226		
19	99000		2.48512	2.4885	2.4884		2.4884		
20	97625		2.45060	2.4543	2.4542		2.4543		
21	96250		2.41609	2.4201	2.4201		2.4201		

Tabla 6. Prueba de relación de vueltas TX2.

PRUEBA DE TTR PARA EL TRANSFORMADOR TX3									
TAP	VAT	VBT	Relación	H0	H1	H0	H2	H0	H3
CTST	Voltios	Voltios	Teórica	X1	X2	X2	X3	X3	X1
1	123750	23000	3.10640	3.1026	3.1026		3.1031		
2	122375		3.07188	3.0687	3.0687		3.0692		
3	121000		3.03736	3.0348	3.0348		3.0352		
4	119625		3.00285	3.0009	3.0009		3.0013		
5	118250		2.96833	2.9670	2.9670		2.9674		
6	116875		2.93382	2.9331	2.9331		2.9335		
7	115500		2.89930	2.8992	2.8992		2.8996		
8	114125		2.86479	2.8653	2.8652		2.8656		
9	112750		2.83027	2.8314	2.8313		2.8317		
10	111375		2.79576	2.7975	2.7974		2.7978		
11	110000		2.76124	2.7635	2.7635		2.7639		
12	108625		2.72672	2.7296	2.7296		2.7299		

13	107250		2.69221	2.6957	2.6957	2.6960
14	105875		2.65769	2.6618	2.6618	2.6621
15	104500		2.62318	2.6279	2.6278	2.6282
16	103125		2.58866	2.5940	2.5939	2.5943
17	101750		2.55415	2.5600	2.5600	2.5604
18	100375		2.51963	2.5261	2.5261	2.5264
19	99000		2.48512	2.4922	2.4922	2.4925
20	97625		2.45060	2.4583	2.4583	2.4585
21	96250		2.41609	2.4243	2.4243	2.4246

Tabla 7. Prueba de relación de vueltas TX3.

A continuación se muestran las simulaciones realizadas en el software Etap12.6 para estudiar el comportamiento de los transformadores conectados en paralelo, para ello en software se modelan las conexiones de los 3 transformadores y se introducen los parámetros de impedancias, tensiones nominales, potencias nominales y uno de los parámetros más importantes para el análisis de la potencia circulante, la relación de vueltas es decir la relación de transformación real de cada transformador.

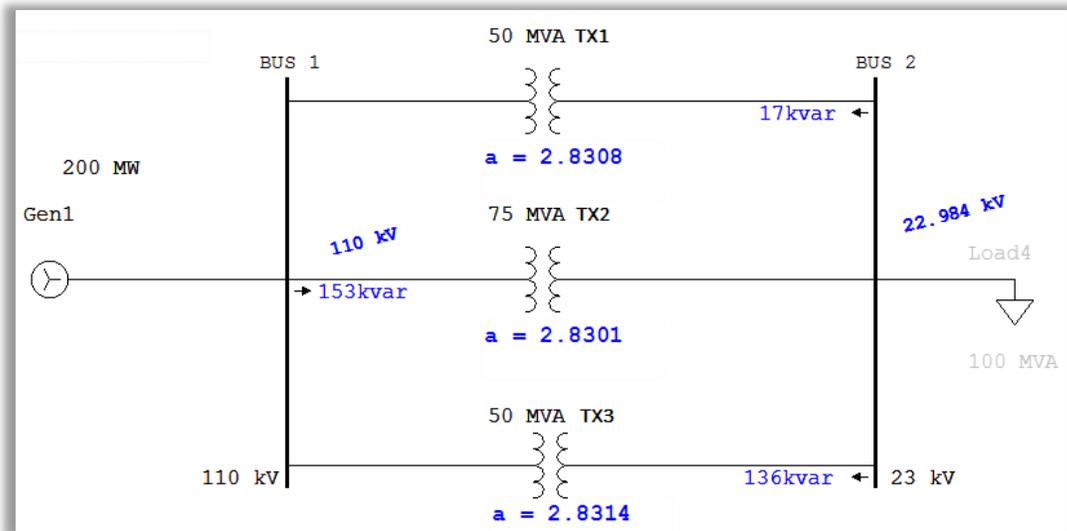
Debido a que en las pruebas de TTR de cada transformador se determinó que estos poseen diferencias entre las relaciones de transformación de cada una de sus fases. Se procedió a realizar las simulaciones colocando a los transformadores las relaciones de transformación por fase es decir que para la misma posición de tap se realizaron 3 simulaciones para evaluar el comportamiento de las corrientes circulantes con las diferentes relaciones de transformación. Esto se hizo debido a que el software utilizado no permite que el transformador tenga diferencias en sus fases, por ello se toma el valor de una fase y se asume constante para todas las fases del transformador y se realiza la simulación para cada fase.

Se realizan las simulaciones para los tap desde el 9 hasta el 13. Los valores de relación de transformación utilizados se pueden ver en las tablas 5, 6 y 7 de este capítulo¹¹.

¹¹ El proceso detallado de cómo se realizaron las simulaciones en ETAP12.6 puede verse en el anexo C.

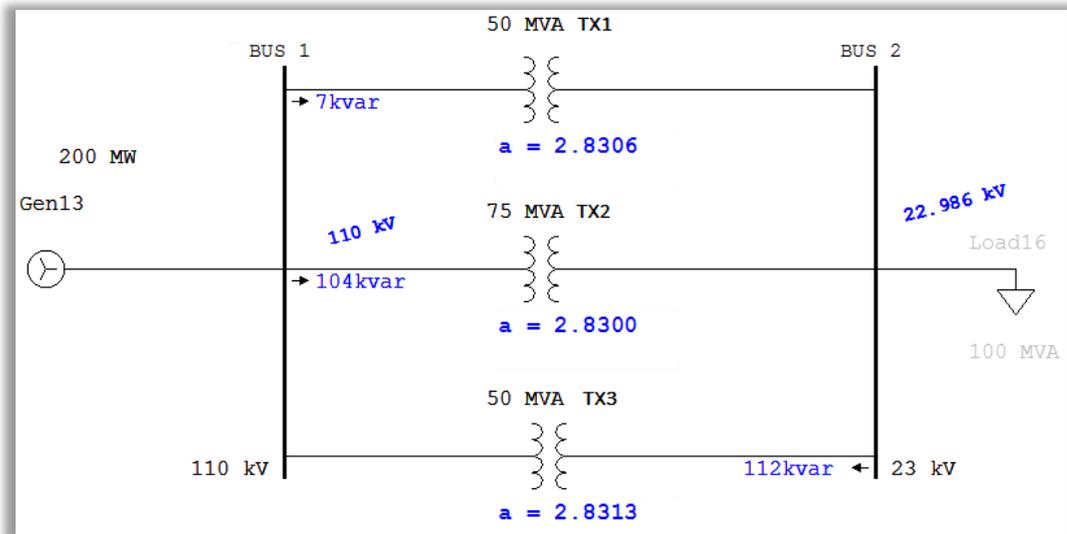
1. Transformadores en posición de tap 9.

Fase X1-X2.



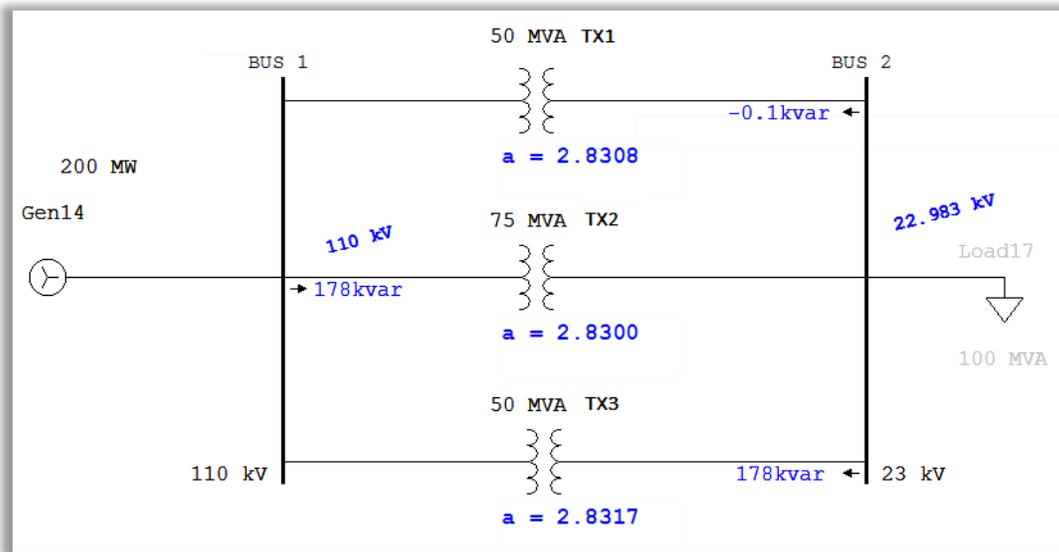
Simulación 2. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 9 fase X1-X2

Fase X2-X3.



Simulación 3. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 9 fase X2-X3.

Fase X3-X1.

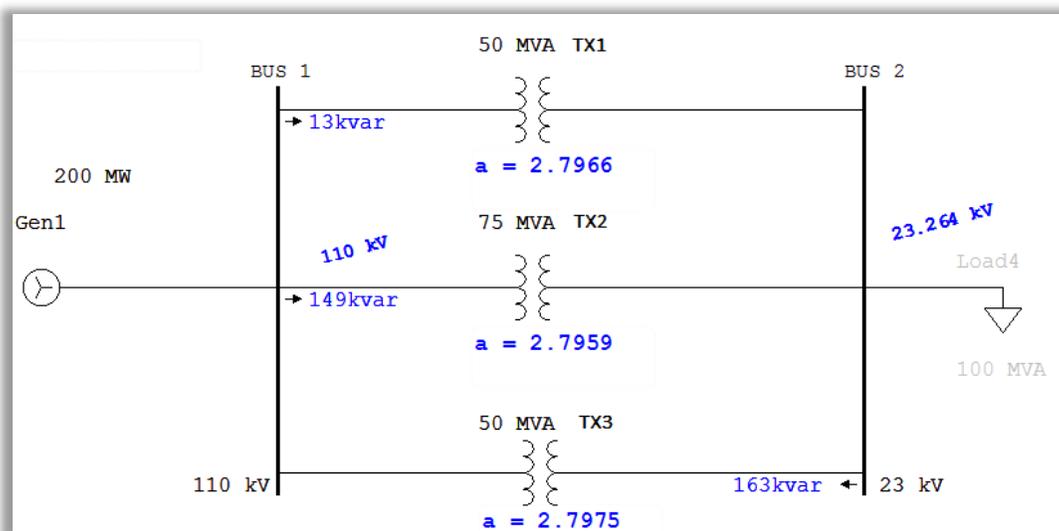


Simulación 4. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 9 fase X3-X1.

En las 3 simulaciones realizadas se observa que en el arreglo se generan corrientes circulantes en el orden de los KVAR.

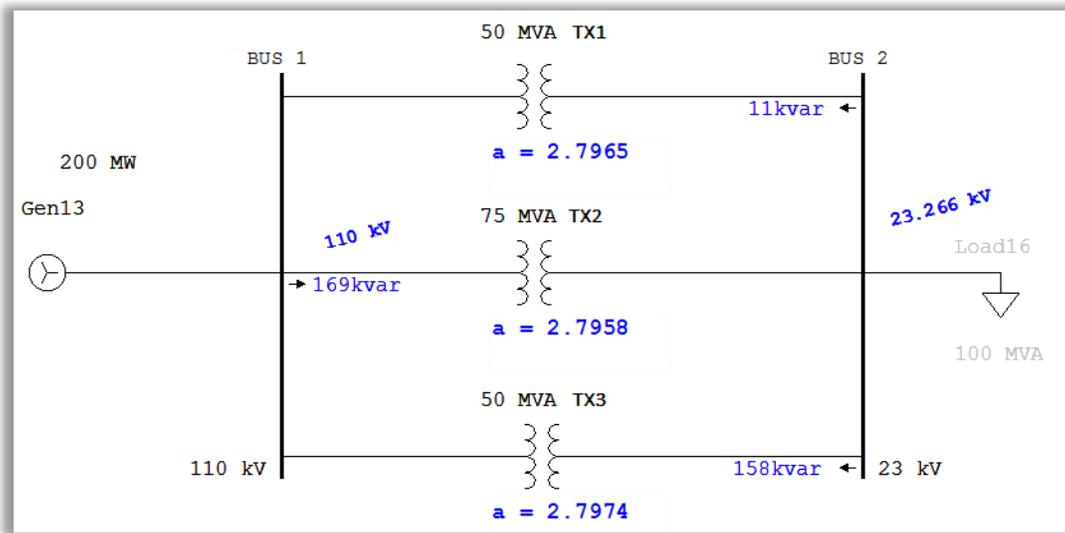
2. Transformadores en posición de tap 10.

Fase X1-X2.



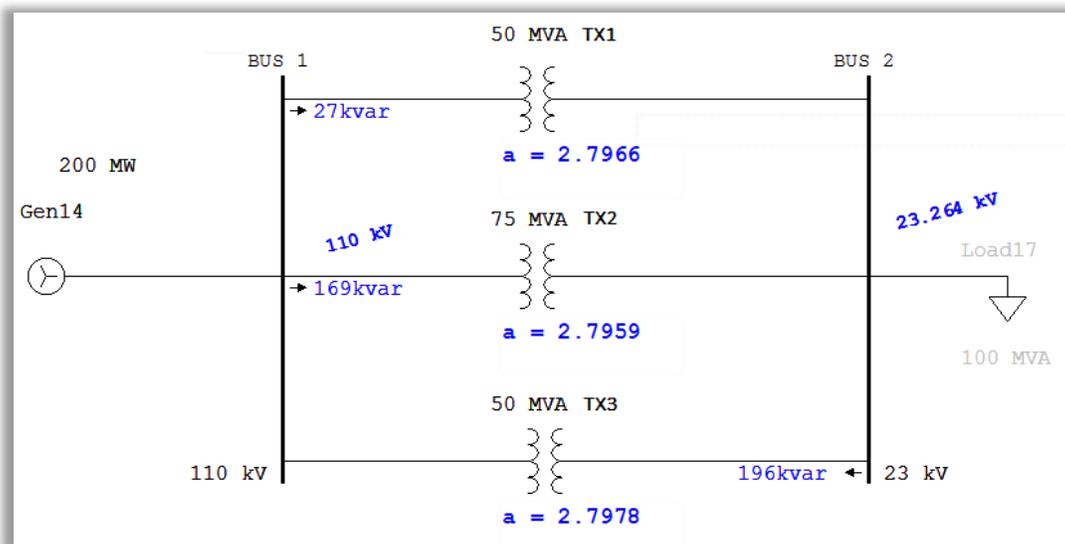
Simulación 5. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 10 fase X1-X2.

Fase X2-X3.



Simulación 6. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 10 fase X2 X3.

Fase X3-X1.

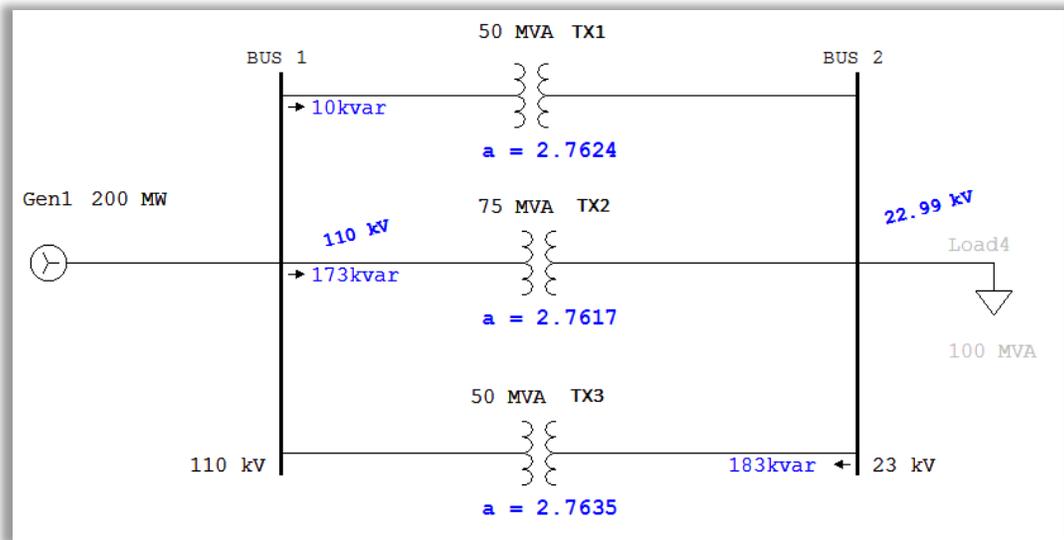


Simulación 7. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 10 fase X3-X1.

En este caso al igual que en el anterior la potencia circulante es del orden de los KVAR.

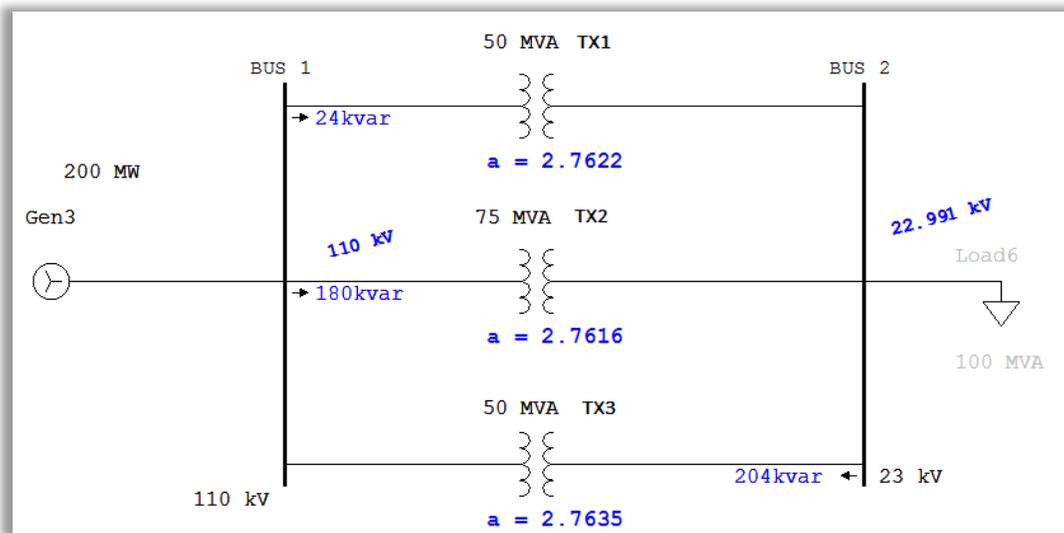
3. Transformadores en posición de tap 11.

Fase X1-X2.



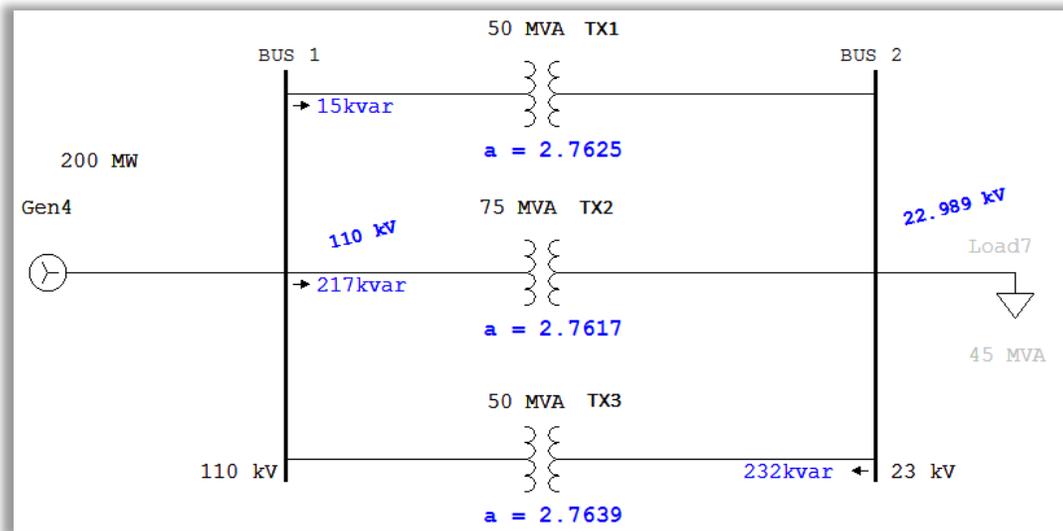
Simulación 8. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 11 fase X1-X2.

Fase X2-X3.



Simulación 9. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 11 fase X2-X3.

Fase X3-X1.

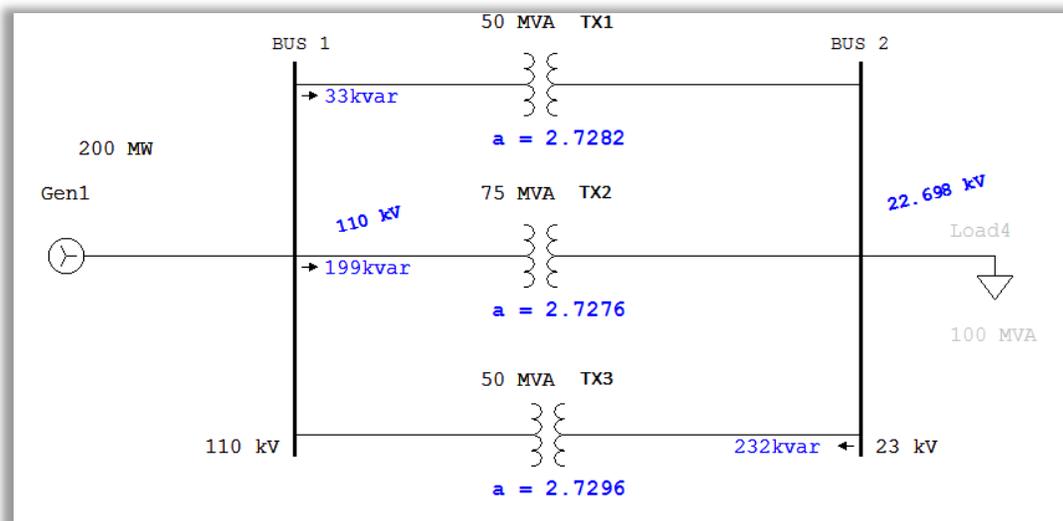


Simulación 10. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 11 fase X3-X1.

En este caso al igual que en el anterior la potencia circulante es del orden de los KVAR.

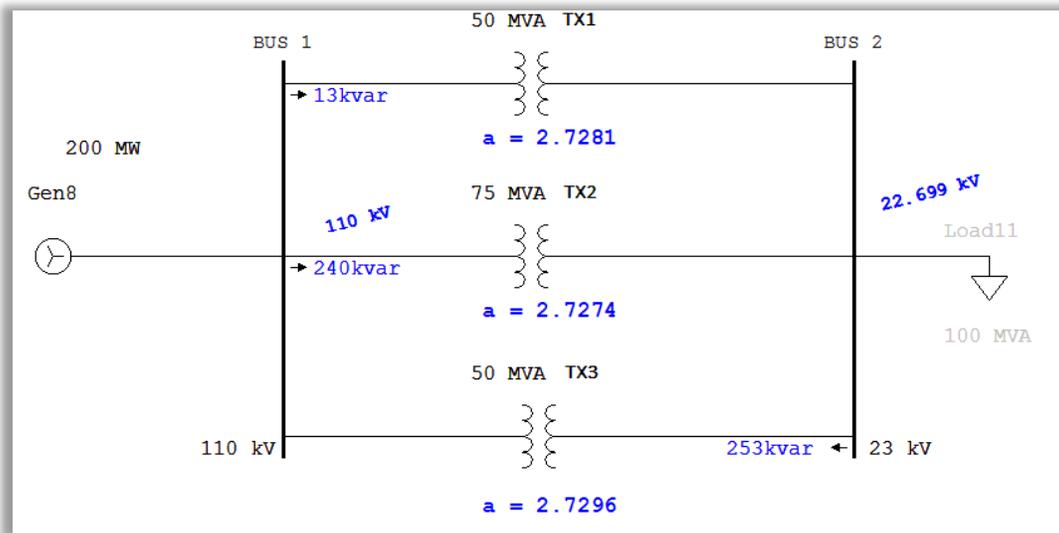
4. Transformadores en posición de tap 12.

Fase X1-X2.



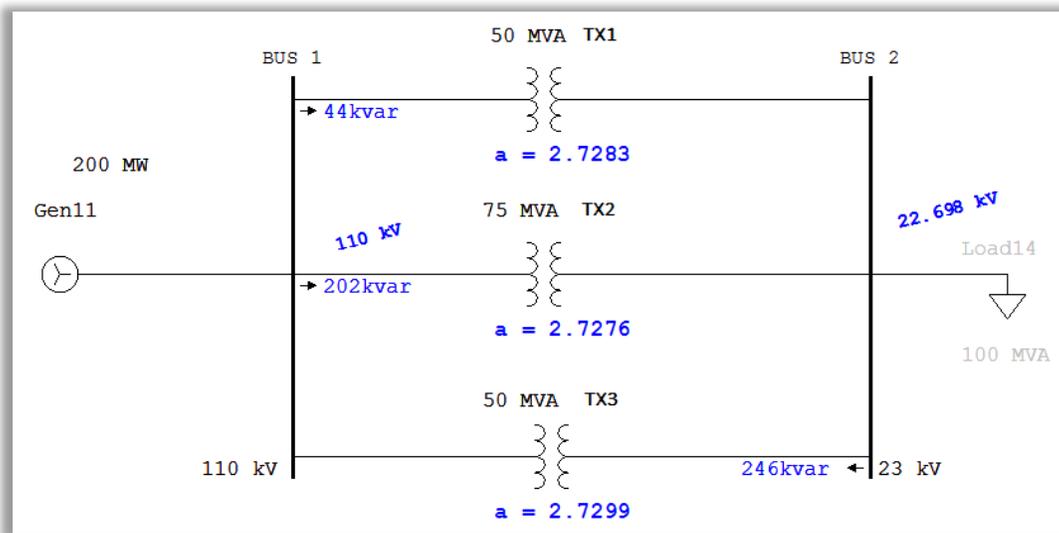
Simulación 11. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 12 fase X1-X2.

Fase X2-X3.



Simulación 12. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 12 fase X2-X3.

Fase X3-X1.

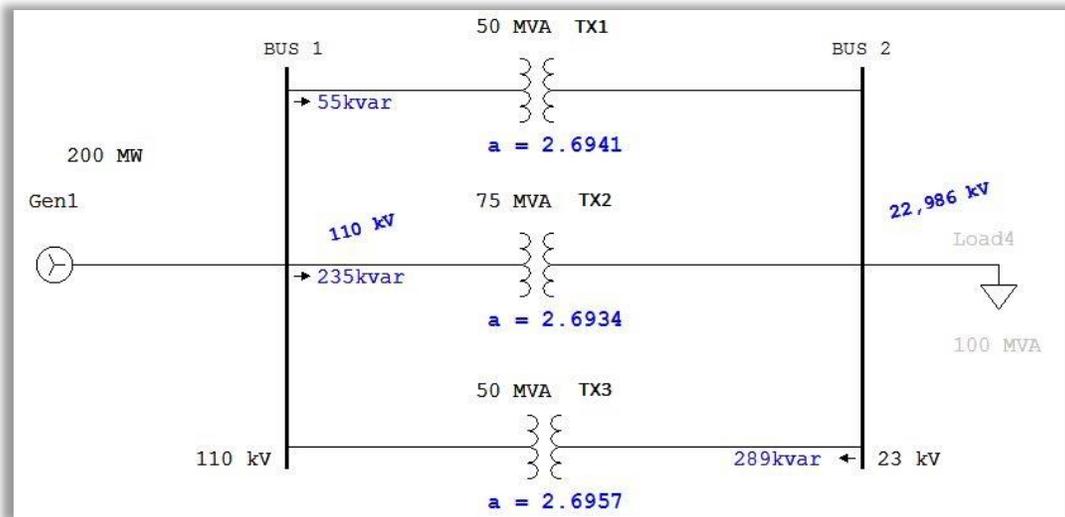


Simulación 13. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 12 fase X3-X1.

En este caso al igual que en el anterior la potencia circulante es del orden de los KVAR.

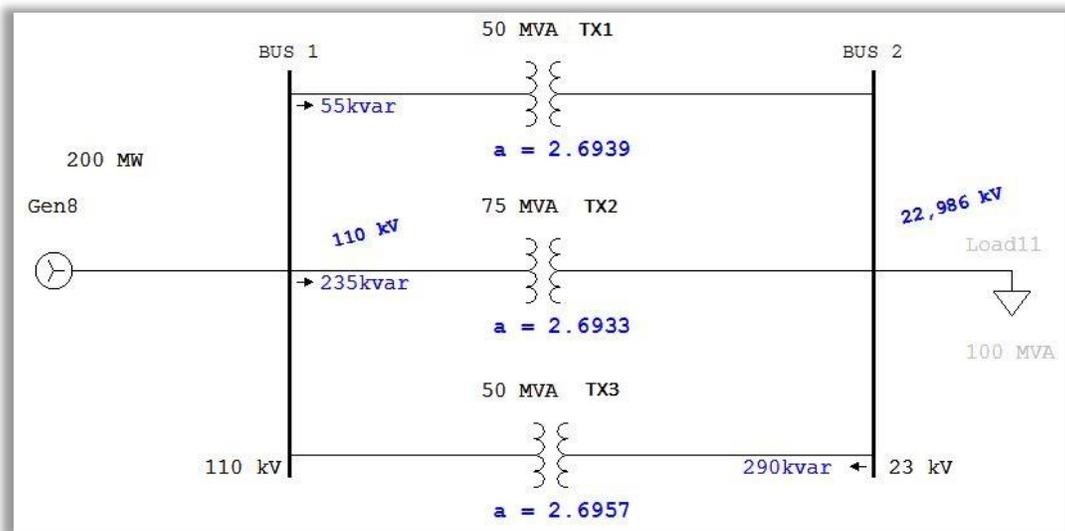
5. Transformadores en posición de tap 13.

Fase X1-X2.



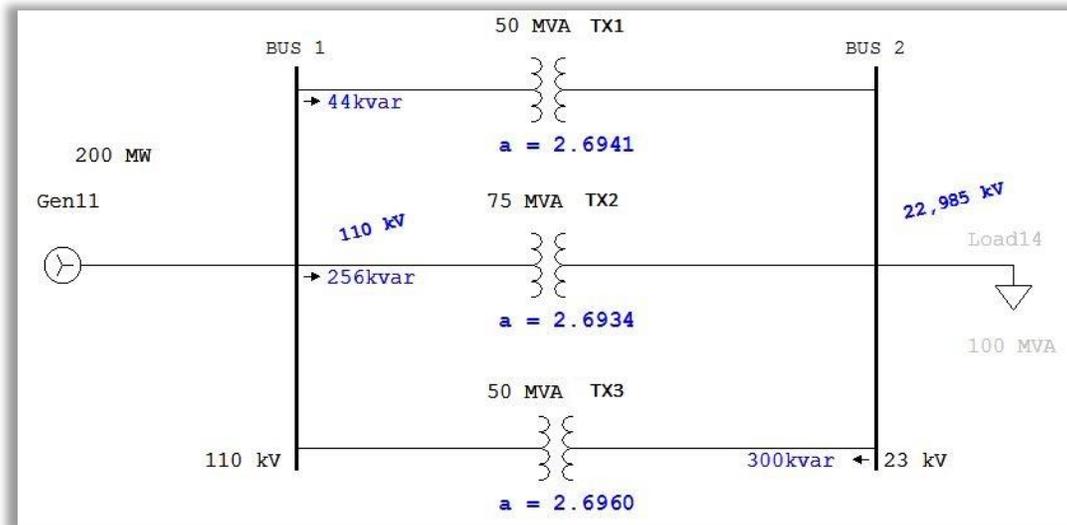
Simulación 14. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 13 fase X1-X2.

Fase X2-X3.



Simulación 15. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 13 fase X2-X3.

Fase X3-X1.



Simulación 16. Corrientes circulantes para arreglo en paralelo en posición de tap 13 fase X3-X1.

En este caso al igual que en el anterior la potencia circulante es del orden de los KVAR.

En la tabla 8 pueden verse los resultados de las simulaciones para corriente circulante por cada transformador y por cada fase en los tap del 9 al 13. Se muestra el resultado de corriente circulante en términos de potencia expresándose en kVAR. Igualmente se muestran los resultados porcentuales comparando la potencia reactiva circulante con la capacidad nominal de cada transformador y con la capacidad total del arreglo. Debe recordarse que las simulaciones fueron realizadas sin cargas, por tanto se obtuvo el valor verdadero de potencia reactiva debida a las corrientes circulantes que se tendrá independientemente de la carga.

Potencia circulante para transformadores en posiciones 9-13 de taps								
TAP	FASE	POTENCIA CIRCULANTE (KVAR)			% DE POTENCIA CIRCULANTE			
		TX1	TX2	TX3	CAPACIDAD TOTAL	CAPACIDAD TX1	CAPACIDAD TX2	CAPACIDAD TX3
9	X1-X2	17	153	136	0,0777	0.0340	0.2040	0.2720
	X2-X3	7	104	112	0,0640	0.0140	0.1387	0.2240
	X3-X1	0.1	178	178	0,1017	0.0002	0.2373	0.3560
10	X1-X2	13	149	163	0,0931	0.0260	0.1987	0.3260
	X2-X3	11	169	158	0,0966	0.0220	0.2253	0.3160
	X3-X1	27	169	196	0,1120	0.0540	0.2253	0.3920
11	X1-X2	10	173	183	0,1046	0.0200	0.2307	0.3660
	X2-X3	24	180	204	0,1166	0.0480	0.2400	0.4080
	X3-X1	15	217	232	0,1326	0.0300	0.2893	0.4640
12	X1-X2	33	199	232	0,1326	0.0660	0.2653	0.4640
	X2-X3	13	240	253	0,1446	0.0260	0.3200	0.5060
	X3-X1	44	202	246	0,1406	0.0880	0.2693	0.4920
13	X1-X2	55	235	289	0,1651	0.1100	0.3133	0.5780
	X2-X3	55	235	290	0,1657	0.1100	0.3133	0.5800
	X3-X1	44	256	300	0,1714	0.0880	0.3413	0.6000

Tabla 8. Tabla de resultados de simulaciones de corriente circulante¹².

Al observar los resultados de las simulaciones para corriente circulante, puede verse que el peor caso se da cuando los transformadores trabajan en el tap 13. En este caso para el transformador 3 (de 50MVA) en la fase X3-X1 se tendrá una potencia circulante de 300kVAR. Esto representa el 0.6% de la potencia nominal del transformador y el 0.17% de la capacidad total del arreglo. Como puede verse en ningún caso se tienen potencias circulantes que alcancen el 1% de la potencia nominal de cada transformador, mucho menos del arreglo. En términos de corriente el valor en amperios que circulará será de 7.5A (referidos al secundario) en el peor de los casos.

¹² En el Anexo E pueden verse resultados de simulación de corriente circulante cuando los transformadores están trabajando en tap diferentes.

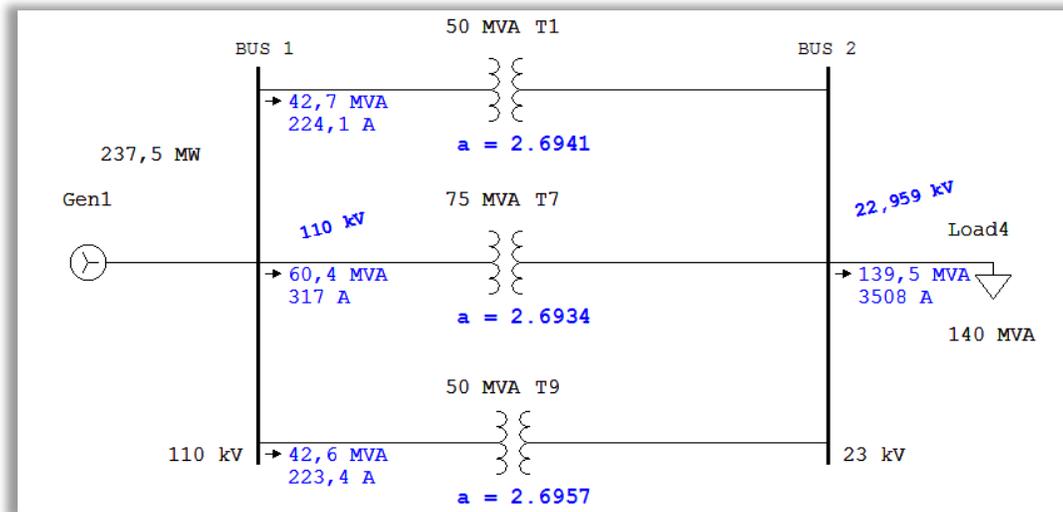
Simulaciones de repartición de carga.

Con respecto a la repartición de carga, ésta depende del valor de la impedancia de los transformadores. En el caso de estudio el transformador con menor impedancia es el de 75MVA (el de mayor potencia), que es el que se cargará más.

Entonces puede verse que al aplicar una carga de 140 MVA (el 80% de la capacidad de la conexión en paralelo), el transformador que entrega más potencia es el de 75 MVA. Puede verse que no hay problemas de sobrecarga y que cada transformador se carga aproximadamente al 80% de su capacidad nominal.

Porcentaje de carga de transformadores.			
Transformador.	Potencia nominal	Potencia que entrega.	% de carga.
TX1	50	42.7	85.4
TX2	75	60.4	80.53
TX3	50	42.6	85.2

Tabla 9. Porcentaje de carga de transformadores cuando alimentan una carga de 140 MVA (80% de capacidad del paralelo).



Simulación 17. Repartición de carga en los transformadores.

La simulación mostrada se realizó con los transformadores trabajando en el tap 13, puesto que es en este caso en que se tiene una repartición “más inequitativa” de carga. Por lo que puede decirse que no se tendrán problemas de sobrecarga en el arreglo en paralelo.

CONCLUSIONES.

Para realizar la conexión de transformadores en paralelo se deben tener ciertas consideraciones en cuanto al diseño de los transformadores a acoplar, con el propósito de reducir en gran medida las pérdidas de potencia ya que antes de considerar cualquier método de los estudiados en este trabajo, se debe procurar que los parámetros de diseño de los transformadores como son sus impedancias de corto circuito y sus relaciones de transformación sean lo más coincidentes posibles para que sea más sencilla la utilización de un método de compensación externo a los transformadores.

Con los resultados obtenidos para la conexión analizada en el presente trabajo se puede concluir que la conexión de los 3 transformadores no presentaría problemas mayores en cuanto a las corrientes circulantes, ya que para las posiciones de tap que se sometieron a análisis, debido a que son las posiciones en las que los tres transformadores operan bajo condiciones normales de trabajo, no se obtuvieron valores de corriente circulante que puedan producir grandes pérdidas de potencia en el arreglo. El valor más alto de potencia circulante se da en la última posición de tap analizada (tap13) para la fase X3-X1 donde la potencia circulante es de 300 kVAR y que será generada por el transformador 3 (50MVA), esto representaría un 0.1714% de la potencia total del arreglo y un 0.6% de la potencia del transformador 3. En todos los casos analizados la potencia circulante nunca supera el 1% de la capacidad individual del transformador que la genera y por lo tanto tampoco el 1% de la capacidad total del arreglo. El total de los resultados se aprecian en la tabla 15 del capítulo V.

En cuanto a la distribución de potencia que tendría cada uno de los transformadores se puede concluir que ninguno de los equipos quedaría sobrecargado operando en condiciones en las cuales la potencia que al arreglo se le demanda no sea superior a la potencia total de los 3 transformadores. En este estudio se realizó una simulación en la cual las máquinas estarían operando al 80% de la capacidad total (175MVA), la potencia que el arreglo debe entregar es de 140MVA con un factor de potencia de 0.95. Los resultados muestran que cada máquina opera cerca del 80% de su capacidad individual, el transformador 1 opera al 84% el transformador 2 opera al 80% y el transformador 3 opera también en el 84% de su capacidad nominal. En este caso la adecuada repartición de carga se debe a las buenas especificaciones de las impedancias de cortocircuito ya que el transformador de mayor potencia nominal es el que se diseñó con la menor impedancia de cortocircuito, ocasionando que sea el que más potencia aporta en el arreglo, tal como se recomienda cuando se conectan transformadores en paralelo con distintas potencias nominales.

Cabe destacar que el análisis realizado se limita exclusivamente al estado estable de la conexión, es decir que no se realizó un análisis dinámico para ver el comportamiento de los transitorios, y en estado estable se concluye que la conexión en paralelo de los 3 transformadores de potencia no presenta inconvenientes. A pesar de tener potencias nominales distintas, los valores de relación de transformación son casi iguales lo que evita que existan corrientes circulantes significativas. Respecto a la repartición de carga, el transformador de mayor potencia es el que tiene una impedancia menor, por tanto es el que se carga más, no habiendo problemas de sobrecargas.

Para el caso de los tres transformadores descritos conectados en paralelo es aplicable el método de maestro-seguidor debido a la similitud en las relaciones de transformación por tap de cada transformador, pues tendrán una mejor operación trabajando todos en el mismo tap. Se puede ver en las simulaciones que se tiene muy poca corriente circulante entre los transformadores en paralelo, que no representa una pérdida significativa de potencia.

El método de maestro seguidor puede ser implementado con reguladores de tensión automáticos disponibles en el mercado de distintos fabricantes. En el capítulo IV se tienen algunos equipos sugeridos para trabajo con transformadores en paralelo que pueden operar con el método de maestro seguidor.

RECOMENDACIONES.

Para verificar por completo el comportamiento en paralelo de los tres transformadores en la subestación, es necesario realizar un análisis dinámico incluyendo los parámetros de impedancia de los elementos que conforman la subestación, como los transformadores de instrumento y las barras de conexión entre los transformadores.

Con un análisis dinámico se conocerá el efecto de los transitorios al realizar una conmutación o cambio de tap, tomando en cuenta el tiempo que dicha acción tomaría. Es importante estudiar los transitorios puesto que al darse un cambio de tap, las tensiones y corrientes pueden elevarse a un punto de representar daños a los transformadores, la subestación en sí, o a los equipos conectados aguas abajo, alimentados por la subestación. Debe conocerse cómo reaccionarán los pararrayos ante una sobretensión ocasionada por los transitorios y evaluar si no se dará el fenómeno de ferorresonancia en la subestación. El análisis dinámico es especialmente importante si se encuentran conectados a la subestación bancos de capacitores.

Para la realización del análisis dinámico debe utilizarse software más potente para la simulación de la subestación, por ejemplo el ATPDraw.

Cuando los transformadores se conectan en paralelo es recomendable utilizar un método de compensación (cualquiera de los descritos en este trabajo), pues en una subestación es clave mantener constante el nivel de tensión, para lo cual dependiendo de la carga conectada se hace necesario aumentar o disminuir la relación de transformación de los transformadores mediante un cambio de tap. Los métodos de compensación se encargan de que los cambios de tap se hagan de forma sincronizada, cuidando que la tensión se mantenga constante sin generar corrientes circulantes innecesarias en el arreglo.

BIBLIOGRAFÍA.

1. Argüelles García, S. (s.f.). *Transformadores*.
2. Ávila Elizondo, G., Gallegos Ríos, A., Cabrera Morelos, V., & Sellschopp Sánchez, F. (s.f.). *Análisis transitorio en devanados de transformadores*. IEEE.
3. Beckwith Electric. (1998). *Introduction to paralleling of LTC transformers by the circulating current method. Tap Changers controls, Application note #11*. Florida: Beckwith Electric.
4. Beckwith Electric. (1999). *Advanced paralleling of LTC transformers by the circulating current method. Tapchanger controls, application note #13*. Florida: Beckwith Electric.
5. Beckwith Electric. (2000). *Advanced paralleling of LTC transformers by Δ VAR method. Tapchanger controls, application note #24*. Florida: Beckwith Electric.
6. Beckwith Electric. (n.d.). *Basic considerations for the application of LTC transformers and associated controls. Appn note 17*. Florida: Beckwith Electric.
7. Beckwith Electric. (n.d.). *Line drop compensation for substation application. Appn tip # 2*. Florida: Beckwith Electric.
8. Calderón, A. M. (2014). *Notas de Clase de Conversión de Energía Electromecánica I, UES*.
9. Cincar, N., & Milojevic, G. (n.d.). *On-Load tap changer testing methods*. DV Power.
10. Dohnal, D. (s.f.). *On-load tap-changers for power transformers. A technical digest*. MR.
11. Echavarría, R., & Berber, E. (2009). Reguladores rápidos de tensión. *RIEE&C Revista de ingeniería eléctrica, electrónica y computación*. Vol 6 no 1, 8-15.
12. Enríquez Harper, G. (2006). *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. México: Limusa.
13. González Vergara, A. (2009). *Estudio de la acoplabilidad de transformadores de potencia*. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid.
14. Harlow, J. (2012). *Electric Power Transformer Engineering*. Florida: CRC Press.
15. Heathcote, M. J. (1998). *The J&P Transformer Book*. Miami: Newnes.
16. IEC. (2004). *Norma IEC60076-1 2004*.
17. Jauch, E. T. (n.d.). *Advanced transformer paralleling*. IEEE.
18. Lemozy, N. A. (2010). *Paralelo de transformadores*.

19. Loáiciga Rodríguez, J. M. (2014). *Propuesta de sistema de control para transformadores en paralelo que minimice la corriente reactiva circulante*. Universidad de Costa Rica.
20. MR. (s.f.). *Digital On-load Tap-changer voltage controller TAPCON250*. www.tapcon250.com. Tenesse: MR.
21. Ras, E. (1991). *Transformadores de potencia, de medida y de protección*. México: Alfaomega.
22. Reinhausen. (2000). *Tapcon 230 Operating Instructions*. MR.
23. Reinhausen. (2001). *Tapcon 260 Customer specified topology Operating Instructions*. MR.
24. Rodríguez Pozueta, M. Á. (2012). *Transformadores*. Universidad de Cantabria.
25. Rodríguez Pozueta, M. Á. (2012). *Transformadores en paralelo*. Universidad de Cantabria.
26. Schneider Electric. (2007). *Loading considerations when paralleling transformers. Application guide*. Tenesse: Schneider Electric.
27. Siemens. (2016). *Voltage control of trnasformers in parallel operation*. Germany: Siemens.
28. Yarza, J. M. (2013). *Advanced tap changer control of parallel transformers based on IEC61850 GOOSE service*. CIGRE Canada conference: ZIV.
29. Yarza, J. M., Ferrero, Í., Cimadevilla, R., & Solaun, I. (n.d.). *Analysis of OLTC control of parallel transformers*. ZIV.

ANEXOS.

A. Índices horarios.

<p>0</p>	<p>Yy0</p>	<p>Dd0</p>	<p>Dz0</p>
<p>1</p>	<p>Yd1</p>	<p>Dy1</p>	<p>Yz1</p>
<p>5</p>	<p>Yd5</p>	<p>Dy5</p>	<p>Yz5</p>
<p>6</p>	<p>Yy6</p>	<p>Dd6</p>	<p>Dz6</p>
<p>11</p>	<p>Yd11</p>	<p>Dy11</p>	<p>Yz11</p>

Tabla 10. Conexiones comunes índices horarios norma IEC 60076-1 2004

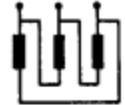
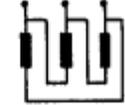
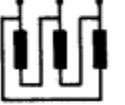
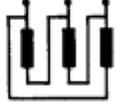
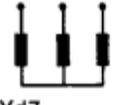
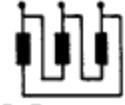
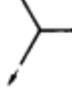
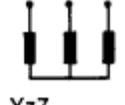
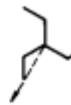
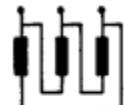
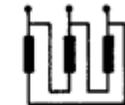
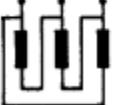
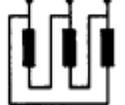
2		  Dd2	  Dz2
4		  Dd4	  Dz4
7	  Yd7	  Dy7	  Yz7
8		  Dd8	  Dz8
10		  Dd10	  Dz10

Tabla 11. Conexiones adicionales índices horarios. IEC6076-1 2004

B. Prueba de TTR.

Una prueba de TTR es realizada para medir la relación de transformación de un transformador. Su objetivo es verificar que las relaciones de transformación para las diferentes posiciones del tap de un transformador están dentro de la tolerancia de medición.

La razón entre el número de vueltas de las bobinas de alta tensión y las de baja tensión de un transformador se conoce como “la relación de vueltas de un transformador”. Los medidores de razón de transformación, más conocidos como TTR, dan la lectura de la relación de vueltas y las corrientes de excitación de los bobinados de un transformador de potencia, potencial o transformador de corriente.

Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones (taps) para modificar su relación de voltaje, la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o porcentaje de voltaje nominal al que está referido. La relación de transformación de estos transformadores se determina para todos los taps y para todo el devanado.

La tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador está sin carga, debe ser de $\pm 0,5\%$ en todas sus derivaciones.

La razón entre el número de vueltas de las bobinas de alta tensión y las de baja tensión de un transformador se conoce como “la relación de vueltas de un transformador”. Los medidores de razón de transformación, más conocidos como TTR, nos dan la lectura de la relación de vueltas y las corrientes de excitación de los bobinados de un transformador de potencia, potencial o transformador de corriente. De inmediato surge la pregunta ¿Por qué realizar pruebas de TTR?

En primer lugar, las pruebas de la relación de vueltas sirven para confirmar la relación de transformación y polaridad de transformadores nuevos y usados e identificar desviaciones en las lecturas de la relación de vueltas, indicando problemas en uno o ambos bobinados o en el circuito magnético del núcleo.

Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones (taps) para modificar su relación de voltaje, la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o porcentaje de voltaje nominal al que está referido. La relación de transformación de estos transformadores se deberá determinar para todos los taps y para todo el devanado.

Para la medición con el TTR, se debe seguir el circuito básico de la figura 54: cuando el detector DET está en balance, la relación de transformación es igual a $R/R1$.

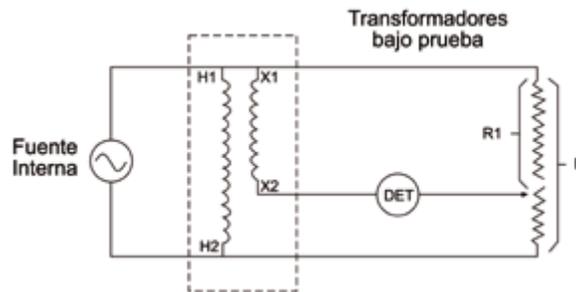


Figura 54. Prueba de TTR.

Hay TTR monofásicos y trifásicos. Algunos fabricantes ofrecen TTR monofásicos que son capaces de medir por fase la relación de vueltas, corriente de excitación, desviación de fase, resistencia de los enrollamientos "X" & "H" y polaridad de la conexión de los enrollamientos "X" & "H" de transformadores de distribución y corriente, así como también de reguladores de tensión.

Asimismo, los TTR trifásicos automáticos están diseñados para medir la relación entre el número de espiras del secundario y del primario en forma simultánea en las tres fases de transformadores de potencia, instrumentación y distribución en subestaciones o fábricas.



Figura 55. Equipo de TTR.

C. Proceso para hacer las simulaciones en etap12.6.

En este apartado se explica el proceso de simulación llevado a cabo en el software Etap 12.6 para comprobar el estado actual de la subestación evaluada en cuanto a corrientes circulantes y repartición de potencia.

En primer lugar, se debe llevar a cabo el diagrama de la subestación a simular como se muestra en la siguiente figura.

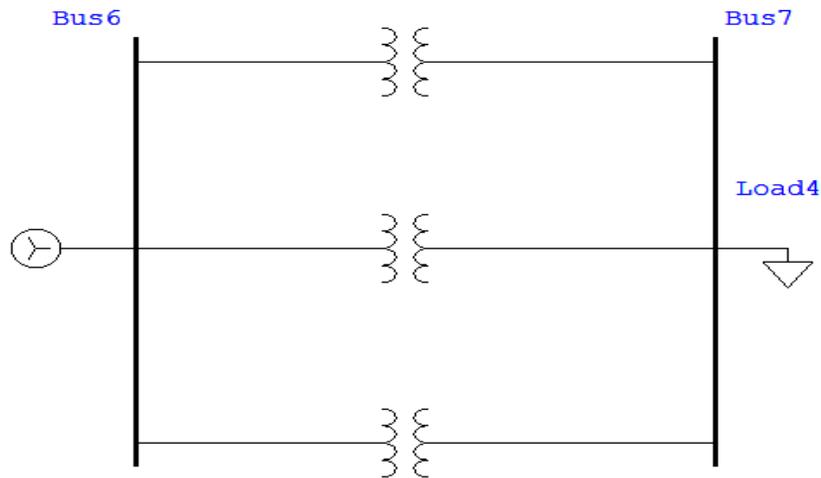


Figura 56. Esquema para simular la subestación en ETAP.

El siguiente paso es modelar las características que cada elemento posee dentro de la subestación en la vida real.

En este caso se muestra el procedimiento seguido para modelar los transformadores ya que dentro de este estudio son los elementos esenciales.

En primer lugar se colocan los valores de voltajes nominales, su capacidad nominal de potencia además de sus impedancias de cortocircuito, en la pestaña 'Rating' se colocan los valores de potencia nominal y voltajes nominales del primario y secundario del transformador a simular, en la pestaña 'Impedance' se introduce el valor de la impedancia de cortocircuito como se observa en la figura:

2-Winding Transformer Editor - T1

Reliability		Remarks			Comment		
Info	Rating	Impedance	Tap	Grounding	Sizing	Protection	Harmonic
50 MVA ANSI Liquid-Fill Other 65 C						110 23 kV	
Voltage Rating				Z Base			
Prim.	kV 110	FLA 262,4	Bus kVnom 110		MVA 50		
Sec.	23	1255	23				
Other 65							
Power Rating				Alert - Max			
MVA				MVA			
Rated 50				50			
Other 65				<input checked="" type="radio"/> Derated MVA <input type="radio"/> User-Defined			
Derated 50				Installation			
% Derating 0				Altitude 3300 ft			
				Ambient Temp. 30 °C			
MFR							
Type / Class							
Type	Sub Type	Class		Temp. Rise			
Liquid-Fill	Other	Other		65			

Figura 57. Ventana de ajuste de parámetros de tensión y potencia de transformador.

2-Winding Transformer Editor - T1

Reliability		Remarks			Comment																				
Info	Rating	Impedance	Tap	Grounding	Sizing	Protection	Harmonic																		
50 MVA ANSI Liquid-Fill Other 65 C						110 23 kV																			
Impedance <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>%Z</th> <th>X/R</th> <th>R/X</th> <th>%X</th> <th>%R</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Positive</td> <td>10,45</td> <td>29,5</td> <td>0,034</td> <td>10,444</td> <td>0,354</td> </tr> <tr> <td>Zero</td> <td>10,45</td> <td>29,5</td> <td>0,034</td> <td>10,444</td> <td>0,354</td> </tr> </tbody> </table> <input type="button" value="Typical Z & X/R"/> <input type="button" value="Typical X/R"/>						%Z	X/R	R/X	%X	%R	Positive	10,45	29,5	0,034	10,444	0,354	Zero	10,45	29,5	0,034	10,444	0,354	Z Base MVA <input type="text" value="50"/> Other 65		
	%Z	X/R	R/X	%X	%R																				
Positive	10,45	29,5	0,034	10,444	0,354																				
Zero	10,45	29,5	0,034	10,444	0,354																				
Z Variation <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>% Tap</th> <th>%Z</th> <th>% Z Variation</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>@ -5</td> <td>% Tap</td> <td>10,45</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>@ 5</td> <td>% Tap</td> <td>10,45</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>						% Tap	%Z	% Z Variation	@ -5	% Tap	10,45	0	@ 5	% Tap	10,45	0	Z Tolerance + <input type="text" value="0"/> % - <input type="text" value="0"/> %								
	% Tap	%Z	% Z Variation																						
@ -5	% Tap	10,45	0																						
@ 5	% Tap	10,45	0																						
No Load Test Data (Used for Unbalanced Load Flow only) <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>% FLA</th> <th>kW</th> <th>% G</th> <th>% B</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Positive</td> <td>0,5</td> <td>62,5</td> <td>0,125</td> <td>0,484</td> </tr> <tr> <td>Zero</td> <td>0,5</td> <td>62,5</td> <td>0,125</td> <td>0,484</td> </tr> </tbody> </table> <input type="checkbox"/> Buried Delta Winding <input type="button" value="Zero Seq. Impedance"/> <input type="button" value="Typical Value"/>									% FLA	kW	% G	% B	Positive	0,5	62,5	0,125	0,484	Zero	0,5	62,5	0,125	0,484			
	% FLA	kW	% G	% B																					
Positive	0,5	62,5	0,125	0,484																					
Zero	0,5	62,5	0,125	0,484																					

Figura 58. Ventana de ajustes de parámetros de impedancia de transformador.

El siguiente paso es el paso esencial para llevar a cabo el estudio del comportamiento de los transformadores en paralelo. Ya que es en este paso que se modelan las características reales que existen entre los transformadores en cuanto a sus relaciones de transformación. Estas diferencias pueden observarse en las tablas 7,8 y 9 del capítulo 5.

Se realizó un cálculo para conocer en que porcentaje cambiaba el voltaje del primario con base en los 110KV nominales. Este procedimiento puede apreciarse en las siguientes tablas.

En la tabla 18 se observan las diferentes relaciones de transformación por tap para cada fase de cada uno de los 3 transformadores, en las columnas con el nombre Vprimario se encuentra el resultado de multiplicar los 23 kV del secundario por la relación de transformación para establecer el voltaje de primario tomando en cuenta que los 23 kV del secundario son constantes, el resultado se muestra para cada una de las fases.

Tap		X1 - X2	X2 - X3	X3 - X1	V primario	V primario	V primario
9	Tx1	2,8308	2,8306	2,8308	112771,057	112763,089	112771,057
	Tx2	2,8301	2,8300	2,8300	112743,171	112739,187	112739,187
	Tx3	2,8314	2,8313	2,8317	112794,959	112790,975	112806,91
10	Tx1	2,7966	2,7965	2,7966	111408,626	111404,642	111408,626
	Tx2	2,7959	2,7958	2,7959	111380,74	111376,756	111380,74
	Tx3	2,7975	2,7974	2,7978	111444,479	111440,495	111456,43
11	Tx1	2,7624	2,7622	2,7625	110046,194	110038,227	110050,178
	Tx2	2,7617	2,7616	2,7617	110018,308	110014,325	110018,308
	Tx3	2,7635	2,7635	2,7639	110090,015	110090,015	110105,95
12	Tx1	2,7282	2,7281	2,7283	108683,763	108679,78	108687,747
	Tx2	2,7276	2,7274	2,7276	108659,861	108651,894	108659,861
	Tx3	2,7296	2,7296	2,7299	108739,535	108739,535	108751,486
13	Tx1	2,6941	2,6939	2,6941	107325,316	107317,348	107325,316
	Tx2	2,6934	2,6933	2,6934	107297,43	107293,446	107297,43
	Tx3	2,6957	2,6957	2,6960	107389,055	107389,055	107401,006

Tabla 12. Tensión primaria según la relación de transformación por fase en cada tap.

El siguiente paso es dividir el voltaje Vprimario obtenido en cada fase entre el nominal de 110 kV, esto con el fin de establecer la relación que deberá tener cada transformador con respecto a los 110 kV con cada cambio de tap, ya que el software así lo requiere. Estos resultados se muestran en la siguiente tabla.

En el software se debe modificar el tap de cada uno de los transformadores para establecer las diferentes relaciones de transformación, en este caso como se realizaron simulaciones por cada fase se tuvo que modificar el tap de cada transformador 3 veces.

Tap		X1 - X2	X2 - X3	X3 - X1
9	Tx1	1,02519143	1,02511899	1,02519143
	Tx2	1,02493792	1,0249017	1,0249017
	Tx3	1,02540872	1,0253725	1,02551737
10	Tx1	1,01280569	1,01276947	1,01280569
	Tx2	1,01255218	1,01251596	1,01255218
	Tx3	1,01313163	1,01309541	1,01324027
11	Tx1	1,00041995	1,00034752	1,00045617
	Tx2	1,00016644	1,00013022	1,00016644
	Tx3	1,00081832	1,00081832	1,00096318
12	Tx1	0,98803421	0,987998	0,98807043
	Tx2	0,98781692	0,98774449	0,98781692
	Tx3	0,98854123	0,98854123	0,98864988
13	Tx1	0,97568469	0,97561226	0,97568469
	Tx2	0,97543118	0,97539496	0,97543118
	Tx3	0,97626414	0,97626414	0,97637279

Tabla 13. Relación entre la tensión primaria de tabla 18 y tensión nominal.

En las siguientes imágenes se muestra el proceso para modificar el tap de cada transformador para establecer la relación que se muestra en la tabla 19.

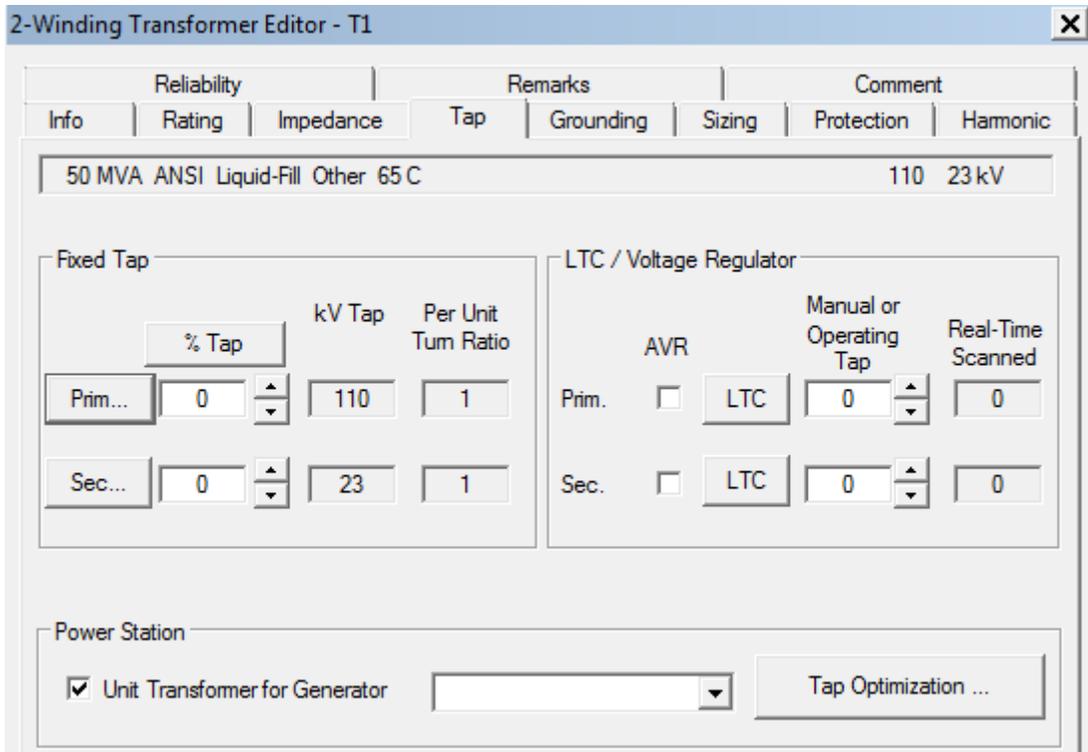


Figura 59. Ventana de ajuste de tap de transformador.

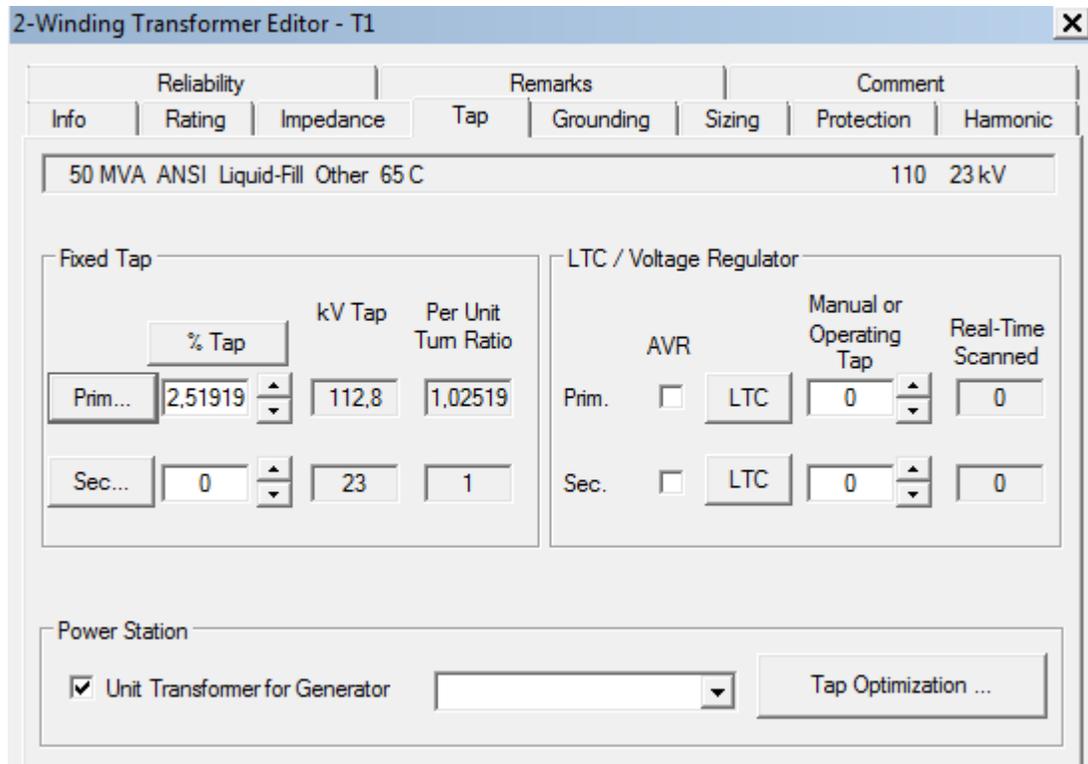


Figura 60. Ejemplo de valor simulado para tap 9 de TX1 fase X1-X2.

D. Datos de rangos permisibles.

Se presenta una tabla de tolerancias según las recomendaciones de IEC76.

Concepto	Tolerancia
a) Pérdidas totales. b) Pérdidas parciales.	a) 1/10 de las pérdidas totales. b) 1/7 de cada una de las pérdidas parciales, a condición de no sobrepasar la tolerancia sobre el total de pérdidas.
Relación de transformación en vacío, para el tap principal (relación de transformación nominal).	El menor de los siguientes: $\pm 1/200$ del valor especificado, o un porcentaje del valor especificado, igual a 1/10 de la tensión de cortocircuito real, a la intensidad nominal, expresada en tanto por ciento.
Tensión de cortocircuito.	$\pm 1/10$ de la tensión de cortocircuito especificada para cada tap.
Corriente de vacío.	$+3/10$ de la corriente de vacío especificada.

Tabla 14. Rango de valores permisibles de algunos parámetros importantes de los transformadores.

E. Resultados de simulaciones de corriente circulante cuando los transformadores trabajan en tap diferentes.

Se realizaron simulaciones para conocer la magnitud de la potencia circulante cuando los transformadores se encuentran en tap diferentes (esta sería una situación de falla en controladores).

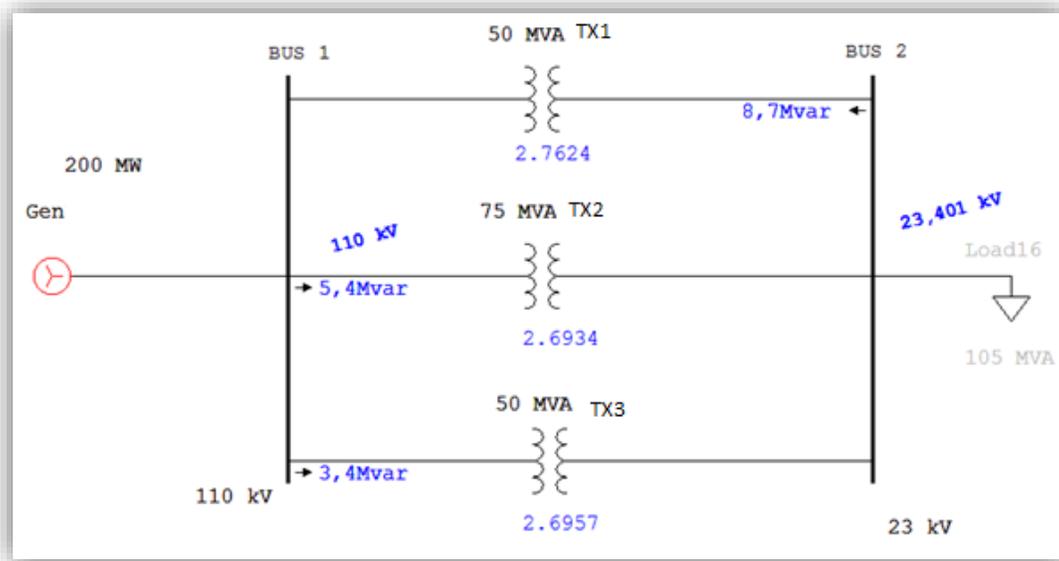
Se evaluó el caso en que uno de los controladores no siguió los cambios de tap de los otros y se queda en un tap diferente al de los otros dos. Para examinar el comportamiento de las corrientes circulantes se deja un transformador trabajando en el tap 11 y los otros 2 en el tap 13.

Las simulaciones realizadas fueron las siguientes:

- Sin carga: Para conocer la potencia circulante reactiva en el arreglo, la cual será constante siempre pues no depende de la carga.
- Con carga con factor de potencia 1: Para ver el efecto de pérdida de potencia por corriente circulante.
- Con carga a un factor de potencia de 0.9: Para ver el efecto de pérdida de potencia por corriente circulante y factor de potencia.
- Con carga sin corriente circulante: Para poder comparar los valores de potencia y definir el porcentaje de pérdidas.

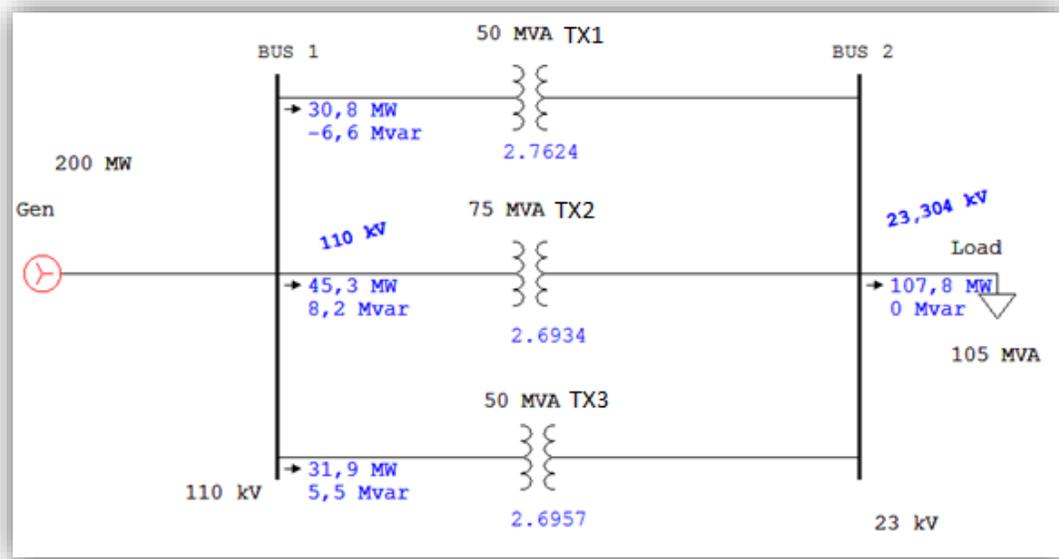
Todas las simulaciones se hicieron para la fase X1-X2.

- Primero se muestra una simulación en la que el transformador1 está en el tap 11 y los transformadores 2 y 3 en el tap 13.



Simulación 18. Potencia circulante sin carga T1 tap 11, T2 tap 13 y T3 tap 13.

Puede verse que la potencia circulante es entregada por los transformadores 2 y 3, y que para el transformador 1 alcanza los 8.7MVAR.



Simulación 19. Con carga con factor de potencia unitario y presencia de corrientes circulantes.

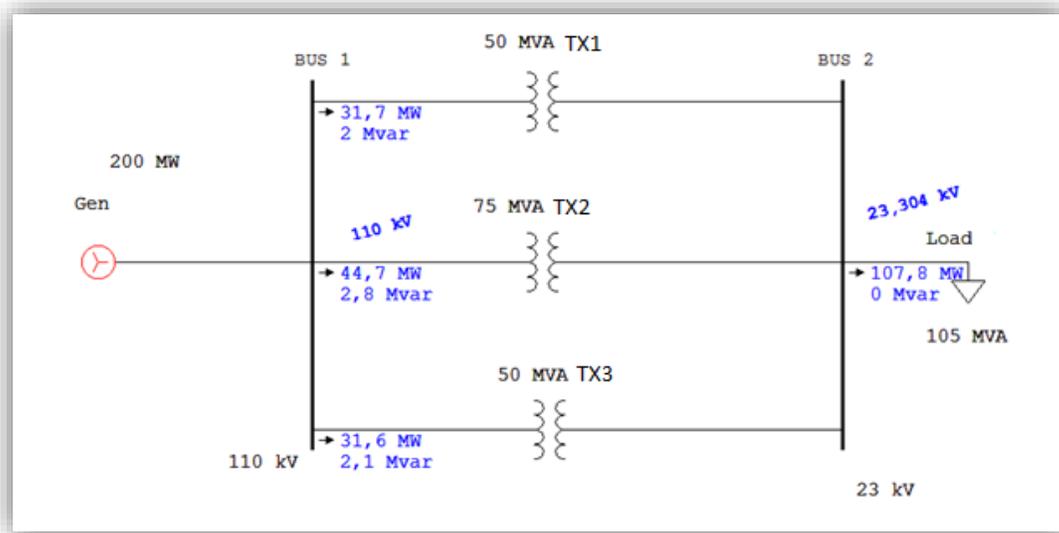
La potencia reactiva presente en el arreglo es debida a la potencia circulante, pues la carga tiene un factor de potencia unitario.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Ecuación 47

$$S_{2cir} = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = 46.04MVA$$

$$S_{3cir} = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2} = 32.37MVA$$



Simulación 20. Carga con factor de potencia unitario, sin corriente circulante.

En este caso a pesar de que las relaciones de transformación son las mismas y no hay potencia circulante. La potencia reactiva que aparece es debido a pérdidas.

$$S_{2carga} = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = 44.79MVA$$

$$S_{3carga} = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2} = 31.67MVA$$

Para establecer el porcentaje de pérdidas, se hace lo siguiente:

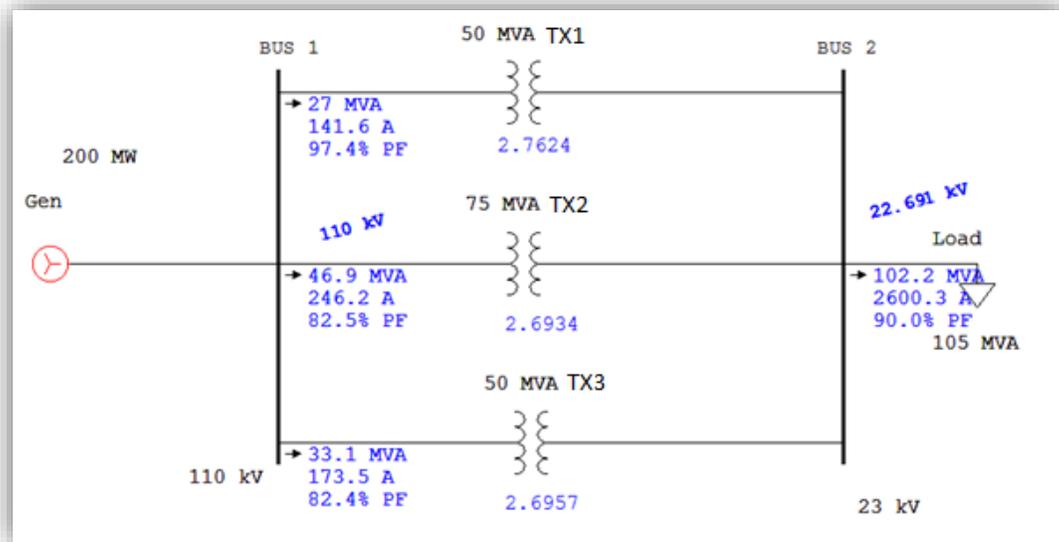
$$\%Pérdidas_{TX} = \frac{S_{cir} - S_{carga}}{S_{TX}} * 100$$

Ecuación 48

$$\%Pérdidas_{T2} = 1.67\%$$

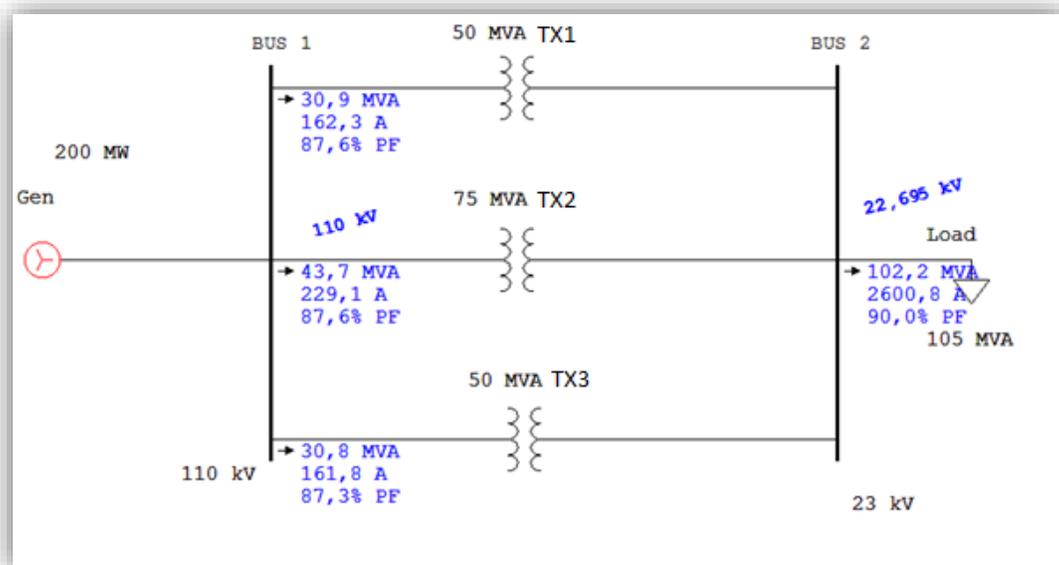
$$\%Pérdidas_{T3} = 1.4\%$$

En el transformador 2 se tiene el 1.67% de pérdidas y en el transformador 3 de 1.4%. Con respecto a la capacidad total del arreglo las pérdidas son del 1.11%.



Simulación 21. Carga con factor de potencia 0.9 con presencia de corrientes circulantes.

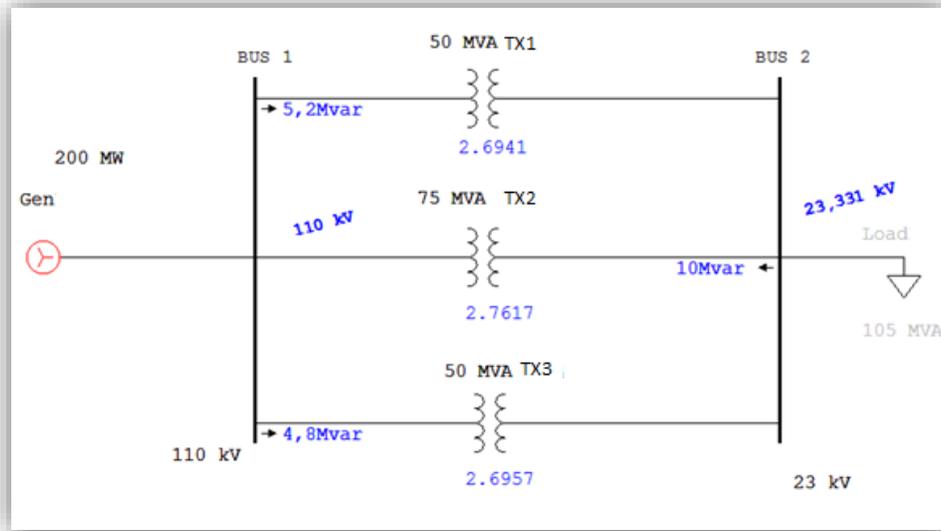
Al tener la carga un factor de potencia de 0.9, sumado a la potencia circulante, el flujo de potencia reactiva se incrementa, y por tanto su potencia aparente (en los transformadores que entregan la potencia circulante).



Simulación 22. Carga con factor de potencia 0.9 sin corriente circulantes.

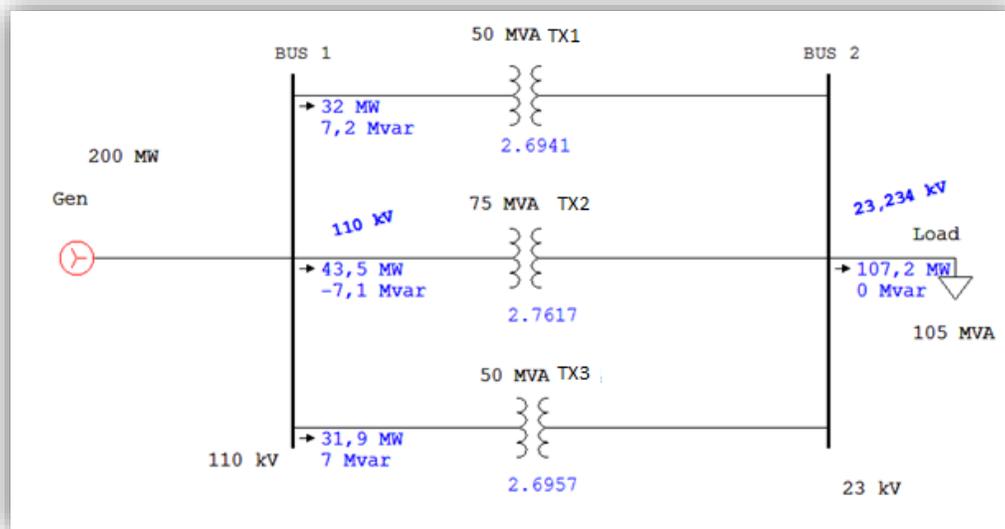
Puede verse que el transformador 1 tiene una mayor potencia aparente en este caso puesto que no se le está restando la potencia circulante que generaban los otros transformadores.

2. Transformador 2 en tap 11 y transformadores 1 y 3 en tap 13.



Simulación 23. Sin carga para conocer potencia circulante, T1 tap 13, T2 tap 11 y T3 en tap 13.

La potencia circulante, es ahora entregada por los transformadores 1 y 3. Para el transformador 2 alcanza un valor de 10MVAR.

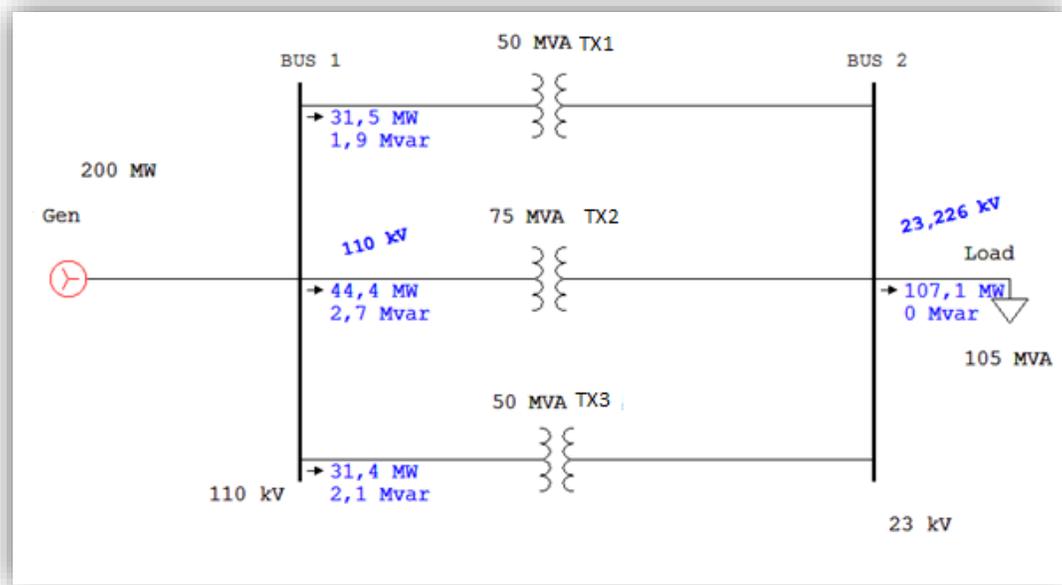


Simulación 24. Con carga, factor de potencia unitario con corriente circulante.

Con una carga con factor de potencia unitario, pueden verse los efectos por corriente circulante en forma de potencia reactiva

$$S_{1cir} = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2} = 32.8MVA$$

$$S_{3cir} = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2} = 32.66MVA$$



Simulación 25. Carga con factor de potencia unitario sin corriente circulante.

Factor de potencia unitario sin corrientes circulantes.

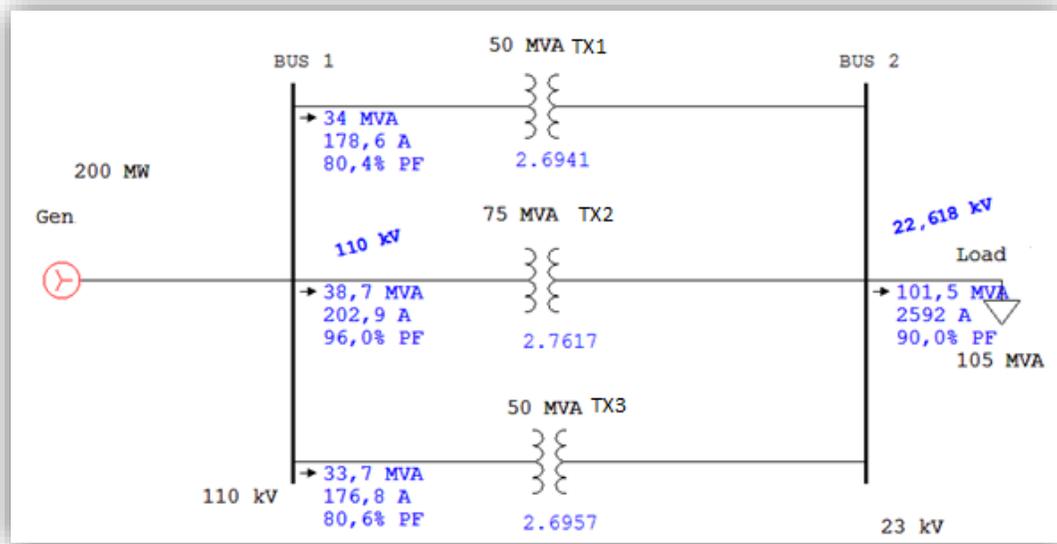
$$S_{1carga} = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2} = 31.56MVA$$

$$S_{3carga} = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2} = 31.47MVA$$

$$\%Pérdidas_{T1} = 2.48\%$$

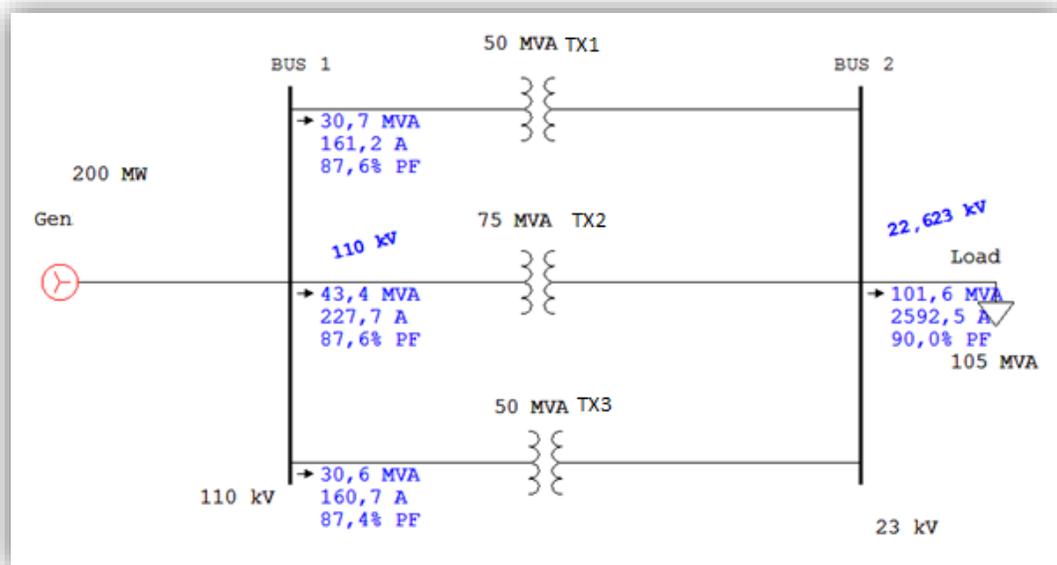
$$\%Pérdidas_{T3} = 2.38\%$$

En el transformador 1 se tiene el 2.48% de pérdidas y en el transformador 3 de 2.38%. Con respecto a la capacidad total del arreglo las pérdidas son del 1.39%.



Simulación 26. Carga factor de potencia 0.9 con corriente circulante.

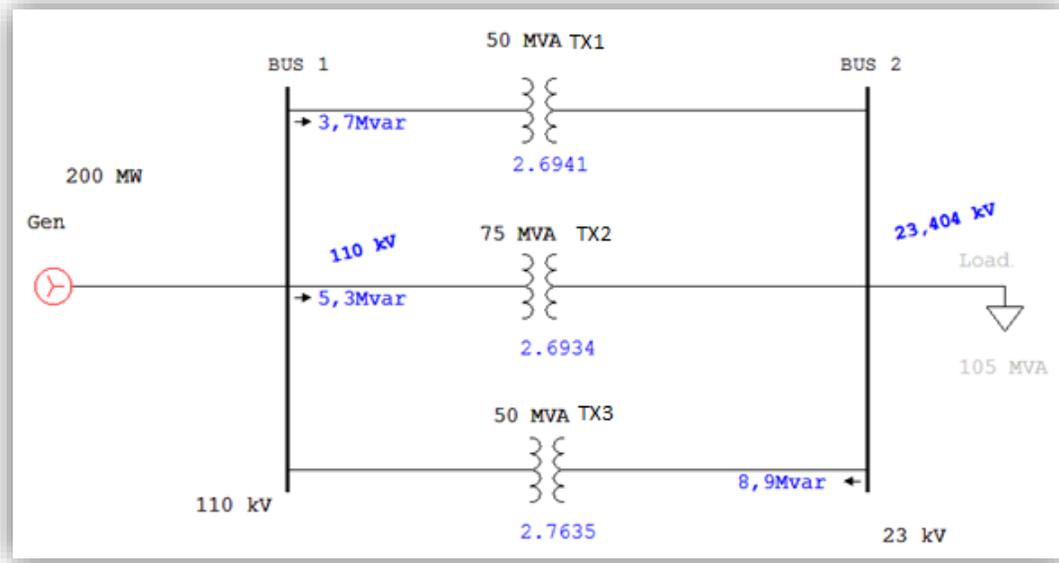
Con un factor de potencia de 0.9 en la carga, la potencia reactiva generada es la debida a corriente circulante y al factor de potencia.



Simulación 27. Carga con factor de potencia 0.9 sin corriente circulante.

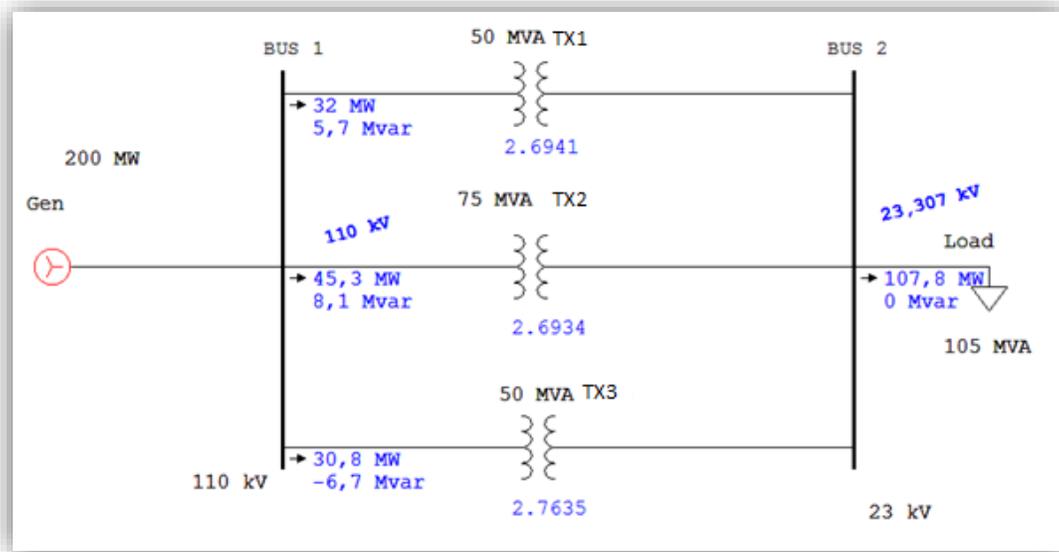
Se muestra una simulación con factor de potencia 0.9 en la que no hay corriente circulante (todos los transformadores tienen el mismo factor de potencia). Igualmente se ve que el transformador 2 incrementa su potencia aparente debido a que ya no se le está restando la potencia circulante generada por los otros transformadores.

3. Transformador 3 en tap 11, mientras que los transformadores 1 y 2 trabajan en el tap 13.



Simulación 28. Sin carga, T1 tap 13, T2 tap 13 y T3 tap 11.

La potencia circulante es generada por los transformadores 1 y 2 y alcanza los 8.9MVAR.

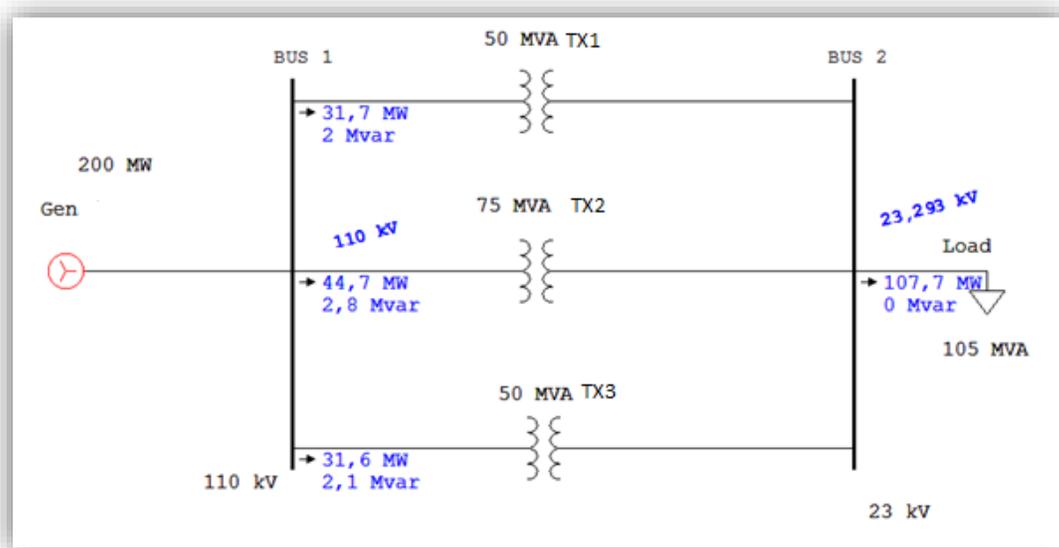


Simulación 29. Carga con factor de potencia unitario con corriente circulante.

Con un factor de potencia unitario se ve el efecto debido a corriente circulante en la potencia de los transformadores.

$$S_{1cir} = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2} = 32.5MVA$$

$$S_{2cir} = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = 46.02MVA$$



Simulación 30. Carga con factor de potencia unitario sin corriente circulante.

Para comparar los valores de potencia, se muestra la simulación con factor de potencia unitario, sin corrientes circulantes.

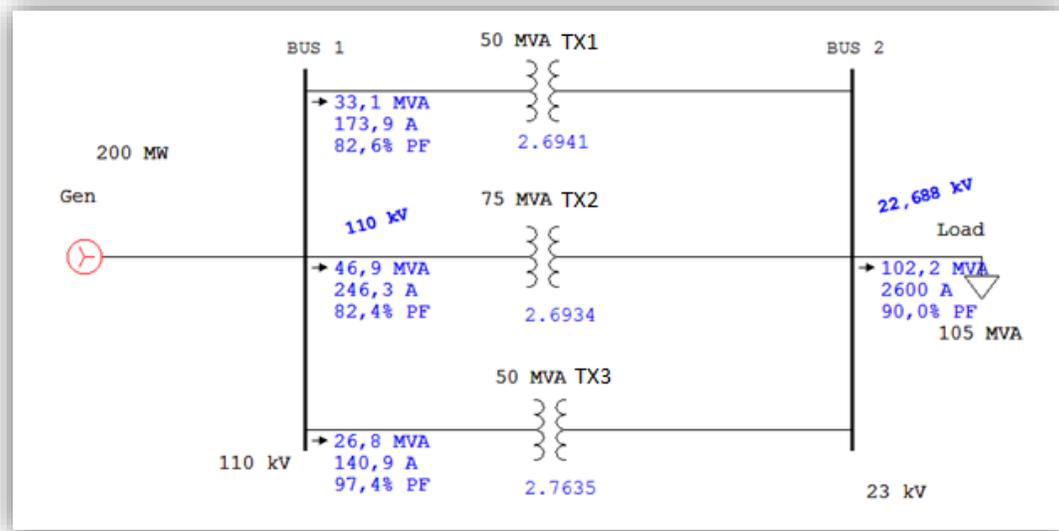
$$S_{1carga} = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2} = 31.76MVA$$

$$S_{2carga} = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = 44.79MVA$$

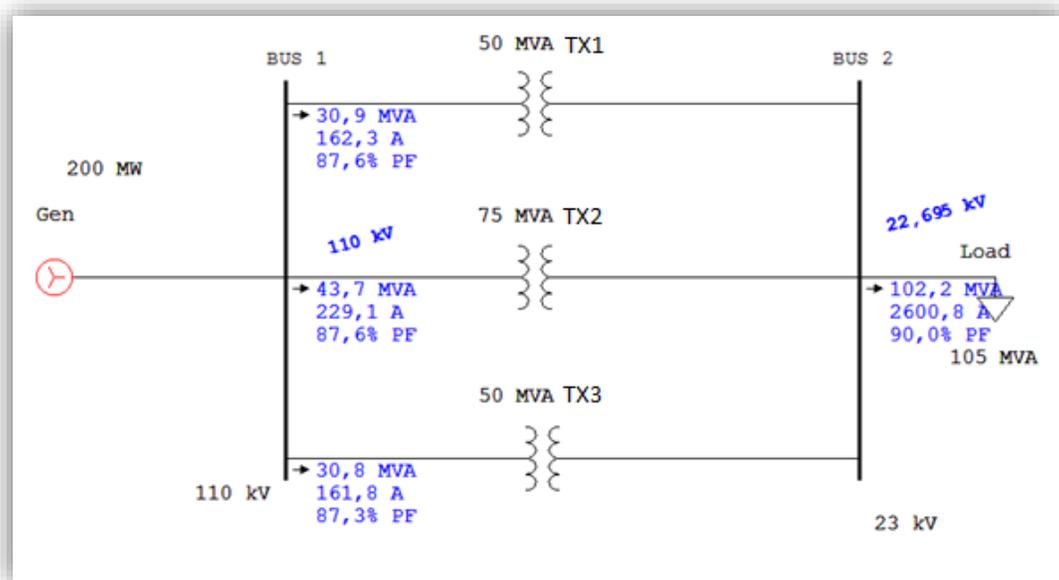
$$\%Pérdidas_{T1} = 1.48\%$$

$$\%Pérdidas_{T2} = 1.64\%$$

En el transformador 1 se tiene el 1.48% de pérdidas y en el transformador 2 de 1.64%. Con respecto a la capacidad total del arreglo las pérdidas son del 1.13%.



Simulación 31. Carga con factor de potencia 0.9 con corriente circulante.



Simulación 32. Carga con factor de potencia 0.9 sin corriente circulante.

Puede concluirse que el peor de los casos se da cuando el transformador 2 se encuentra en un tap diferente al de los otros dos transformadores. En este caso el porcentaje de pérdidas en el transformador 1 es del 2.48% y en el transformador 3 de 2.38%. Con respecto a la capacidad total del arreglo las pérdidas son del 1.39%.

Cuando se tiene un factor de potencia más bajo, se tendrán mayores pérdidas debido a la potencia reactiva que debe generarse para suplir la necesidad de la carga.