

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**OPERACIÓN EN PARALELO DE TRANSFORMADORES DE
POTENCIA UTILIZANDO SISTEMAS DE RELES REGULADORES
DE TENSIÓN**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

MELVIN GONZALES VALVERDE

**PROMOCIÓN
2010- I**

**LIMA – PERÚ
2014**

**OPERACIÓN EN PARALELO DE TRANSFORMADORES UTILIZANDO SISTEMAS DE
RELES REGULADORES DE TENSIÓN**

Dedicado con mucho cariño a mi papá Luis, a
mi mamá Lita, a mi hermano Owen y a mi
amorcito Lili por su apoyo y amor
incondicional.

SUMARIO

Es usual encontrar en un sistema eléctrico transformadores operando en paralelo, en particular en el Sistema Interconectado Nacional existen muchas de estas unidades operando en tales condiciones, cuyo número se incrementara por el crecimiento del sector eléctrico del Perú que durante los últimos años ha dado origen a la ejecución de proyectos para el reforzamiento de su infraestructura. Como parte de estos proyectos se encuentra la implementación de nuevas unidades de transformación que se instalaran en nuevas subestaciones o para operar con unidades existente.

Estos transformadores son también utilizados para regular la tensión en barras del sistema. Sin embargo la relación entre la operación en paralelo de transformadores y su aplicación para la regulación de la tensión puede ser mejorada en muchos casos.

En este informe se analizan los métodos para la operación eficiente y segura de transformadores en paralelo y su relación con la regulación de la tensión. En ese sentido, se describe la aplicación en la subestación Trujillo Norte de un sistema moderno de relés reguladores de tensión necesarios para un buen control del paralelismo y por ende mejorar la regulación de la tensión así como la performance de la operación.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1 Descripción del problema	3
1.2 Objetivos del trabajo.....	6
1.3. Evaluación del problema	7
1.4 Limitaciones del trabajo	7
1.5 Síntesis del trabajo.....	8
CAPITULO II	9
REGULACION DE LA TENSIÓN CON TRANSFORMADORES Y METODOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PARALELO	9
2.1 Antecedentes	9
2.2. El transformador de potencia.....	9
2.3 Tipos de transformadores.....	10
2.3.1 Transformadores con regulación sin carga ni tensión	10
2.3.2 Transformadores con regulación en carga	11
2.4 Regulación de la tensión	12
2.4.1 Clasificaciones de las variaciones de tensión	12
2.4.2 Métodos para regular las variaciones de tensión de larga duración	13
2.4.3 Regulación de la tensión utilizando transformadores con tomas	14
2.4.4 Caída de tensión.....	21
2.5 Operación en paralelo de transformadores.....	22
2.5.1 Relación entre la conexión trifásica y la relación ángulo-fase	22
2.5.2 Diferencia de la relación transformación y corriente circulante.....	24
2.5.3 Impedancias de cortocircuito diferentes	26
2.6 Métodos para la operación en paralelo de transformadores	27
2.6.1 Método de la reactancia negativa	28
2.6.2 Método de la corriente reactiva circulante	30

2.6.3 Método Maestro – Seguidor	30
2.6.4 Método del factor de potencia	31
2.6.5 Método Balance de la corriente reactiva (ΔVAr)	31
2.7 Sistema de control e Integración	32
2.7.1 Definiciones	33
CAPITULO III	37
DESARROLLO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PARALELO	37
3.1 Análisis de los métodos para la implementación del paralelo de transformadores..	37
3.1.1 Análisis del método de la reactancia negativa	38
3.1.2 Análisis del método de la corriente reactiva circulante	40
3.1.3 Análisis del método de Maestro - Seguidor	42
3.1.4 Análisis del Método del factor de potencia	43
3.1.5 Análisis del Balance de la corriente reactiva (ΔVAr)	44
3.2 Desarrollo del sistema de automatización para la operación en paralelo de transformadores	44
3.2.1 Equipamiento para la automatización del paralelo de transformadores	44
3.2.2 Sistemas de relés reguladores de tensión	46
3.2.3 Arquitectura del sistema de automatización con AVR's	49
CAPITULO IV	51
APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE PARALELO Y RESULTADOS EN LA SUBESTACIÓN TRUJILLO NORTE	51
4.1 Método de Paralelo – Aplicación – Implementación	51
4.2 Método de Paralelo y la regulación de la tensión	51
4.3 Resultados de la implementación en la subestación Trujillo Norte	54
4.4 Presupuesto para la implementación del sistema de regulación automática para la operación en paralelo de tres transformadores.	55
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	56
ANEXO A	58
ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN GUADALUPE DE REP	58
ANEXO B	60
LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS TRANSFORMADORES AT12, AT31 Y AT99	60
ANEXO C	65
POSIBILIDADES DE CONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA AL RELÉ REGULADOR DE TENSIÓN	65

Conexión A: Medición monofásica en la red de fase 1	66
Conexión B: medición monofásica en la red de fase 3	66
Conexión C	67
Conexión D	67
Conexión E	68
Conexión F	68
BIBLIOGRAFIA	70

INTRODUCCIÓN

La conexión de transformadores para su operación en paralelo es habitual en el sistema eléctrico de potencia, para lo cual existen métodos de control del paralelismo, siendo los más conocidos el método de reducción de la corriente reactiva circulante y el de sincronismo de tomas (Maestro – Seguidor).

Estos transformadores también son utilizados para realizar la regulación de la tensión en barras del sistema mediante la modificación de su relación de transformación mediante el cambio de la posición de la toma.

El control de la operación en paralelo de transformadores y la regulación de la tensión son actividades que realiza diariamente el operador del sistema, para lo cual se requiere un adecuado sistema de control para realizar el cambio de la toma en los transformadores. Sin embargo los sistemas implementados durante varios años para este control han presentado deficiencias que han traído consigo un control inadecuado del paralelismo y de las tensiones en barras provocando operaciones inadecuadas del cambio de tomas incrementado los mantenimientos de los conmutadores bajo carga de los transformadores, aumento de la corriente circulante y por ende costos por pérdidas. Así también se tienen casos en los cuales el control es realizado en forma manual a criterio del operador de turno en la subestación, sin utilizar los resultados de un cálculo que brinde mayor precisión.

El presente informe da a conocer los métodos para la operación en paralelo de transformadores y su relación directa con la regulación de la tensión. Asimismo, detalla la importancia de la implementación de un sistema de relés reguladores de tensión para el control adecuado del paralelismo el cual tendrá un impacto positivo en la regulación de la tensión.

En el capítulo I, se describen los problemas que presentan los relés reguladores de tensión que se encuentran instalados en las subestaciones hace algunos años y su impacto en la operación del sistema y se cita el caso de la subestación Trujillo Norte.

En el capítulo II, se resumen los fundamentos teóricos del informe, se describe la regulación de la tensión utilizando transformadores, se estudian los métodos para realizar el paralelo de transformadores y se describe un sistema de control.

En el capítulo III, se analiza cada uno de los métodos para el paralelo de transformadores y se desarrolla un sistema de automatización para la operación en paralelo de transformadores así como una arquitectura del sistema de automatización del paralelo de transformadores en la subestación Trujillo Norte.

En el capítulo IV, se describe la aplicación de cada método para el paralelo según las condiciones del sistema, asimismo se compara el sistema antiguo con el nuevo sistema de relés reguladores de tensión de la subestación Trujillo Norte. También se muestra un presupuesto para su implementación.

Finalmente son descritas las conclusiones y recomendaciones del informe.

CAPITULO I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Descripción del problema

El desarrollo del sector eléctrico del país ha dado origen a la necesidad de reforzar su infraestructura eléctrica para sostener este crecimiento, como es el caso del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Como parte de esta expansión se incrementa la capacidad de transformación en las subestaciones de alta tensión mediante la implementación de la operación en paralelo de transformadores de potencia.

La operación de la red, debe atender las variaciones de tensión que se presentan en una barra de un sistema eléctrico de potencia, lo que podría afectar la operación adecuada de las cargas conectadas a ésta, por ello la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) ha establecido tolerancias de hasta $\pm 5.0\%$ sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las etapas y en todos los niveles de tensión.

Un método para regular la de tensión y mantenerla dentro de las tolerancias admitidas es mediante la modificación de la relación de transformación de los transformadores de potencia los cuales están provistos de tomas. Es en función de la toma en la que se encuentre que cambia el número de espiras y por tanto la relación de transformación.

Los cambiadores de tomas que utilizan los transformadores pueden ser de operación en vacío, es decir que el equipo se debe encontrar desenergizado para realizar el cambio de toma o de cambiadores de tomas bajo carga los cuales pueden operar con el equipo en servicio y realizar el cambio de tomas de forma manual o motorizada.

Los transformadores de potencia con conmutador bajo carga (OLTC) son los más utilizados en el Sistema Interconectado Nacional (SEIN) porque permiten regular la tensión de salida del transformador a los niveles requeridos sin la interrupción de la corriente en la carga.

El control del conmutador bajo carga de los transformadores de potencia es realizado mediante sistema de relés reguladores de tensión (AVRs) los cuales envían órdenes al cambiador de tomas bajo carga (OLTC - On Load Tap Changer) para realizar el cambio de toma y de esta manera fijar la tensión de acuerdo al valor consigna ajustado.

Los actuales relés reguladores de tensión permiten también el control de la operación en paralelo de los transformadores de potencia con conmutadores bajo carga, para ello se debe implementar un relé de regulación por cada transformador y un sistema de comunicación entre ellos. Para la operación en paralelo se aplican principalmente dos métodos. El primero de ellos es el sincronismo de tomas en transformadores, en este caso, se determina un relé regulador de tensión como regulador de referencia (Maestro), al que le siguen los relés reguladores en marcha en paralelo (Seguidores) al modificarse la posición de toma. El segundo principio es la reducción de la corriente reactiva circulante, en este caso, no solo se mide la tensión sino también las corrientes reactivas de cada transformador y se comparan con la corriente de carga. Mediante una conmutación adecuada de los cambiadores de tomas bajo carga implicados se minimiza la corriente reactiva circulante y de este modo los transformadores marchan en paralelo.

Los relés reguladores de tensión que vienen siendo utilizados desde hace algunos años presentan problemas en el tiempo de coordinación entre ellos lo cual dificulta la minimización del número de operaciones del conmutador bajo carga en un sistema de energía y también tienen obstáculos para mantener el retardo de tiempo aceptable para realizar el control automático de las tomas de los transformadores instalados en las cercanías de las cargas. En la actualidad para una mejor operación del sistema es necesaria la integración de los relés reguladores de tensión a los Sistemas de Automatización de la Subestaciones (SAS) y a los Scadas, sin embargo los antiguos relés reguladores de tensión no cuentan con los puertos y los protocolos de comunicación necesarios para realizar una integración y control adecuado remotamente.

En este contexto se tiene que, como parte del crecimiento de la infraestructura eléctrica, se ha venido incrementando la capacidad de transformación de la subestaciones del Sistema Interconectado Nacional. Una subestación opera normalmente con transformadores de potencia en paralelo, es por ello que estos equipos cuentan con conmutadores bajo carga. Para la operación en paralelo de los transformadores se usan principalmente dos métodos, el de corriente circulante y el principio de Maestro – Seguidor. También como parte de la operación del Sistema Interconectado Nacional, un

método para regular la tensión es mediante el cambio de tomas de los transformadores de potencia, para lo cual se utiliza un sistema de relés reguladores de tensión.

En el Sistema Interconectado Nacional existen subestaciones que no cuentan con un adecuado sistema de relés reguladores de tensión. Estos equipos son los encargados de enviar órdenes al conmutador bajo carga de los transformadores para realizar el cambio de taps y también son utilizados para la operación en paralelo de los transformadores. Estos sistemas de relés reguladores de tensión que vienen siendo utilizados hace algunos años presentan la siguiente situación:

- Problemas en los tiempos de coordinación.
- Comunicación inadecuada entre los relés para la operación en paralelo de los transformadores de potencia.
- Imposibilidad de integración al Sistema de Automatización de la Subestación (Nivel 2) y al Scada (Nivel 3).

Estos problemas impactan en la operación del sistema:

- Incrementa la cantidad de operaciones del conmutador bajo carga influyendo en su tiempo de vida útil e incrementando la cantidad de mantenimientos, debido a los tiempos de coordinación.
- Incremento de la corriente circulante, originado por la limitación de una comunicación adecuada entre los relés reguladores de tensión.
- No mejora la operación del sistema ya que estos relés reguladores no cuentan con los puertos y los protocolos de comunicación para ser integrados a Nivel 2 y 3, esto forma parte de la necesidad de contar con personal de operación en las subestaciones.
- Incremento de los costos de mantenimientos, pérdidas por corriente circulante, operación del sistema.

Así se tiene el caso de la subestación Trujillo Norte, en la cual existen dos transformadores de potencia (AT12-211 y AT31-211) en los niveles 220/138 kV de 100 MVA los cuales cuentan con un relé regulador de tensión cada uno (Figura 1.1), en el tablero de regulación se visualiza que en el nivel secundario no tienen el mismo nivel de tensión, así como el esquema de operación Maestro-Seguidor se encuentra desactivado, por otra parte estos reguladores tampoco han podido ser integrados al Sistema de Automatización de la Subestación y la regulación se realiza en forma manual por cada equipo.



Fig. 1.1 Tablero de regulación de los transformador AT12-211 (142.3 kV) y AT31-211 (137.5 kV), SE Trujillo Norte (fotografía del 05-feb-2014)

De lo expuesto se tiene que el problema descrito queda formulado en las siguientes preguntas:

¿Es posible mejorar la regulación de la tensión mediante un sistema de relés reguladores de tensión en subestaciones de alta y extra alta tensión con transformadores de potencia operando en paralelo?

¿Cuál es el método para la implementación del paralelo de transformadores más conveniente?

¿Cuál es el impacto de la utilización de un sistema de relés reguladores de tensión en la operación en paralelo de transformadores de potencia?

1.2 Objetivos del trabajo

Determinar que es posible la operación de transformadores de potencia de alta y extra alta tensión utilizando relés reguladores de tensión, teniendo un impacto positivo sobre la

regulación de la tensión y mejorar la operación en paralelo de los transformadores de potencia.

1.3. Evaluación del problema

Durante la operación en paralelo de transformadores mediante el principio de corriente circulante es necesario reducir al máximo esta corriente; en el caso de utilizar el principio de maestro-seguidor es vital una buena comunicación entre los relés reguladores para una adecuada coordinación. De continuarse con la utilización de los sistemas de relés reguladores de tensión existentes las pérdidas por corriente circulante no se reducirán y se continuarán con las dificultades para realizar el cambio de tomas y la regulación de la tensión, ya que presentan limitaciones para integrarse a los actuales sistemas de control y automatización.

En atención al crecimiento del Sistema Interconectado Nacional es necesaria la implementación de nuevas unidades de transformación las cuales deben operar en paralelo con otros transformadores, sean existentes o nuevos. En la actualidad se tienen subestaciones con transformadores de potencia que no operan en paralelo de manera adecuada.

El control de la tensión es una de las actividades más importantes que lleva a cabo el operador del sistema ya que de ésta depende mantener un nivel adecuado dentro de las tolerancias establecidas en la NTCSE.

La implementación de un adecuado sistema de relés reguladores de tensión para la operación en paralelo de transformadores de potencia con cambiadores de tomas bajo carga y la regulación de tensión en barras en las subestaciones del SEIN, tendrá un impacto positivo en la operación del sistema ya que permitiría mejorar la operación en paralelo de los transformadores así como realizar un adecuado control de la tensión manteniéndolo dentro de las tolerancias establecidas de acuerdo al valor consigna establecido.

1.4 Limitaciones del trabajo

En el desarrollo de la investigación se presentaron las siguientes limitaciones:

- Conocimiento de las nuevas tecnologías de relés reguladores de tensión, por lo que se solicitó información a los fabricantes.
- Eventualmente se instalan nuevos transformadores potencia, es durante estas actividades que se implementan los nuevos sistemas de regulación por lo que no ha sido posible tener una participación continua anudada a los permisos.

- Falta de disposición por parte de los fabricantes y los operadores en brindar información.
- Escasa bibliografía relacionada a la implementación de relés reguladores de tensión modernos.
- Conocimiento de los métodos utilizados para la implementación del paralelo de transformadores.

1.5 Síntesis del trabajo

El crecimiento del sector eléctrico en el país contempla la instalación de nuevas unidades de transformación en el SEIN los cuales en muchos casos son instalados en paralelo con otras unidades y son utilizado también para regular la tensión mediante la variación de la relación de transformación, con este propósito el presente informe contempla la instalación de un sistema de relés reguladores de tensión que permitan mejorar la operación en paralelo los transformadores de potencia con conmutadores bajo carga influenciando positivamente en la regulación de la tensión.

Estos sistemas modernos de relés reguladores de tensión contribuyen a la automatización de una subestación eléctrica ya que pueden ser integrados para ser operados desde un centro de control, permitiendo de esta manera al operador un mayor control del sistema.

CAPITULO II

REGULACION DE LA TENSION CON TRANSFORMADORES Y METODOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PARALELO

2.1 Antecedentes

En el año 2006, L. Díaz, en la Universidad Nacional de Ingeniería – Perú, desarrolló el informe de suficiencia titulado “Cálculo del Límite de Operación de TAPS en un sistema Radial” [1] en el cual se evalúa y analiza los efectos de la operación del OLTC (On Load Tap Changers) en la estabilidad de tensión de un sistema eléctrico de potencia, al restablecer la tensión en la carga después de una perturbación.

En el año 2009, A. Gonzáles, en la Universidad Carlos III de Madrid desarrolló “El Estudio de la acoplabilidad de transformadores de potencia” [2] en la cual se analiza las corrientes que circulan por los transformadores cuando operan en paralelo dependiendo de la ubicación de las tomas.

E.Choque.P y M. Carranza A. publican el documento “Paralelo de Transformadores: Experiencia de Campo y Recomendaciones para su Optima Operación” [3], en la cual se analiza la operación en paralelo de transformadores según las estrategias de control Maestro-Seguidor o Corriente Circulante.

2.2. El transformador de potencia

El transformador de Potencia (Figura 2.1), refiere la IEC - 60076-1 [4] es un aparato estático, con dos arrollamientos o más, que por inducción electromagnética transforma un sistema de tensión y corriente alterna en otro sistema de tensión y corriente alterna, de la misma frecuencia, generalmente de valores diferentes, con el fin de transmitir la potencia eléctrica.

Los transformadores de potencia tienen un papel representativo en la transmisión y distribución, así como en la industria eléctrica de baja tensión, ya que transforman la energía eléctrica de un nivel de tensión a otro aumentando escalonadamente las tensiones para minimizar las pérdidas de transmisión o reduciéndolas para su distribución y forman parte de los activos más valiosos de una compañía eléctrica.

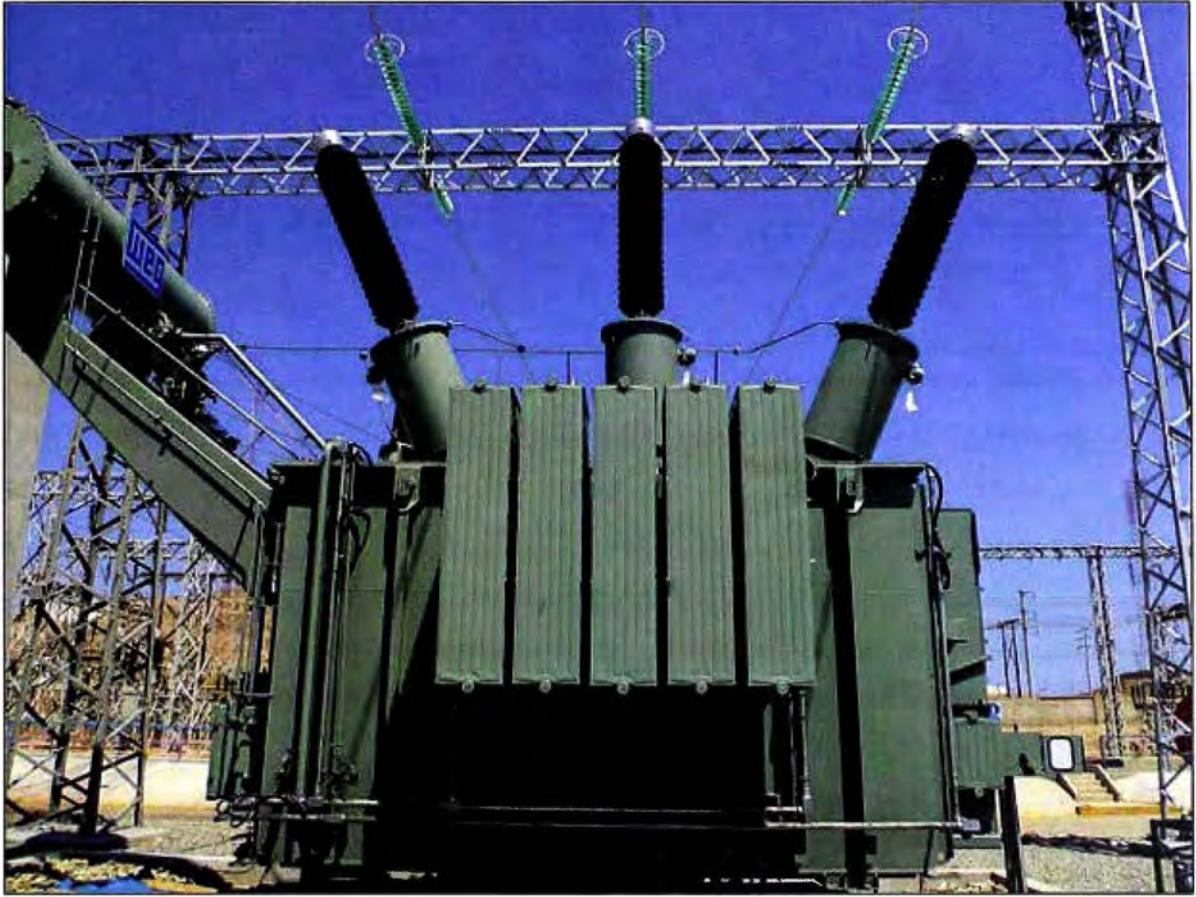


Fig. 2.1 Transformador de Potencia de 100 MVA 220/60/0.38 kV SE Chiclayo Oeste

2.3 Tipos de transformadores

Los transformadores son elementos que intervienen activamente en el control de las tensiones debido a que representan una relación de transformación variable (físicamente presentan un número N escalones que dan lugar a N posibles relaciones de transformación). Existen diferentes formas de clasificar a los transformadores de potencia como son según el número de fases, utilización, forma del núcleo, condiciones de servicio, lugar de instalación, tipo de aislamiento, regulación, entre otros.

A continuación se resumen la clasificación de los transformadores desde el punto de vista del modo en que regulan.

2.3.1 Transformadores con regulación sin carga ni tensión

Pueden variar su relación de transformación pero deben de salir fuera de servicio para cambiar de toma (Figura 2.2).

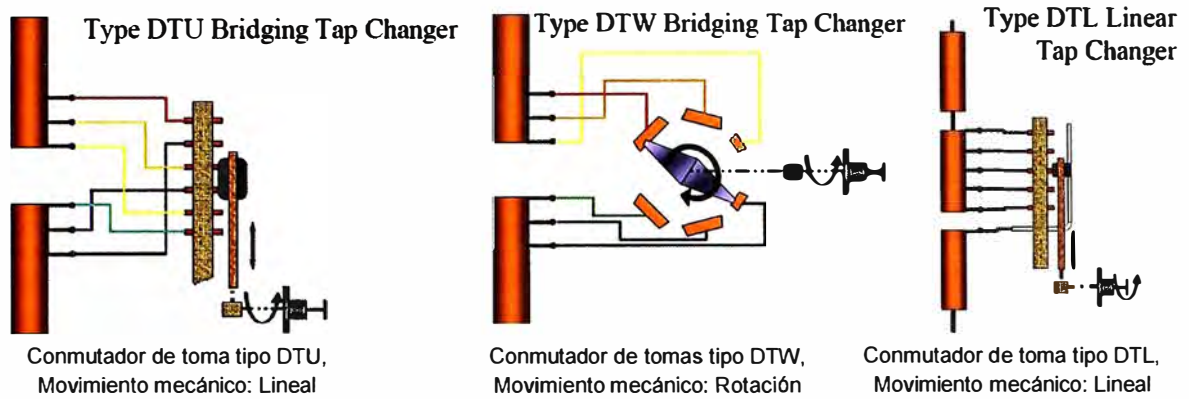


Fig. 2.2 Tipos de reguladores de tensión en vacío (sin carga, sin tensión) (Fuente: ABB-2013)

2.3.2 Transformadores con regulación en carga

Pueden variar su relación de transformación sin interrumpir la corriente para lo cual requieren de un Conmutador de tomas bajo carga (OLTC - On load tap changers) (Figura 2.3).

La función principal de un Conmutador Bajo Carga es modificar la relación de transformación de los transformadores de potencia, en respuesta a un cambio de carga en el sistema, permitiendo regular la tensión de salida del transformador a los niveles requeridos sin la interrupción de la corriente en la carga.

Con este fin, en uno de los arrollamientos del transformador, denominado arrollamiento de regulación (frecuentemente conectado en serie con el arrollamiento de alta tensión) se realizan conexiones (tomas) sobre el OLTC que permitirán modificar el número total de espiras.

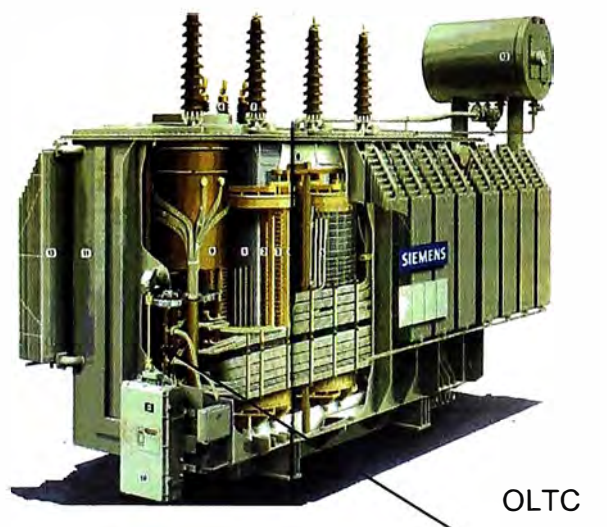


Fig. 2.3 Conmutador bajo carga (Fuente: Capacitación REP)

2.4 Regulación de la tensión

Entre dos nodos del sistema eléctrico conectados entre sí, la diferencia entre los valores eficaces de sus tensiones y flujo de potencia reactiva están relacionados y estos a su vez son independientes de los desfases de tensión y de la potencia activa. Por otra parte la potencia reactiva circula desde los nodos con mayor tensión hacia los nodos con menor tensión, considerando ambas tensiones en por unidad. Así mismo para aumentar la tensión en un nodo hay que inyectar en él potencia reactiva, y para disminuir su tensión hay que extraer potencia reactiva. Para estos fines como parte de la operación del sistema se realiza el “control de tensión” y “control de reactiva”. El control de tensión es necesario en la red por varias razones:

- a. Las tensiones en los nodos deben permanecer dentro de unos límites aceptables. Tanto los equipos de las instalaciones eléctricas como los de los consumidores están diseñados para trabajar en un rango determinado de tensión, por lo que la operación de los mismos fuera de este rango puede afectar a su funcionamiento o dañarlos.
- b. Un buen nivel de tensión mejora la estabilidad del sistema.
- c. El flujo potencia reactiva provoca pérdidas en las líneas por efecto Joule, y un control adecuado ayuda a reducir estas pérdidas.

Durante el día, la demanda de cargas en el sistema eléctrico varía, por lo que el sistema de control debe operar de forma continua para corregir las desviaciones de tensión. Además, de ser posible, la potencia reactiva debe producirse allí donde se necesita, con el fin de reducir los gradientes de tensión y las pérdidas del sistema. En este sentido el control de tensión es un control esencialmente local, al contrario que el control de frecuencia, y por ello se ejecuta mediante dispositivos repartidos por todo el sistema.

Por lo descrito, la regulación de la tensión es un tema principal para las empresas encargadas del sector eléctrico, para lo cual la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos ha establecido una tolerancia de $\pm 5.0\%$ en todos los puntos del sistema eléctrico a excepción de las zonas urbano-rurales y/o rurales con $\pm 7.5\%$.

2.4.1 Clasificaciones de las variaciones de tensión

Las principales variaciones de tensión de acuerdo a R.Echavarría y E.Berber [5] se clasifican de la siguiente manera:

- a. **Sobretensión de larga duración.**- Es un incremento superior al 110 % de la tensión nominal, durante un tiempo mayor a un minuto. Generalmente resultan de la desconexión de una carga muy grande.
- b. **Baja tensión de larga duración.**- Es una disminución a un valor menor que el 90 % del nominal, durante un tiempo mayor a un minuto. Su principal causa es la sobrecarga en las líneas.
- c. **Sobretensión de corta duración (swell).**- Es un incremento a un valor entre el 110% y el 180% del nominal, con una duración entre 0.5 ciclos a 1 minuto. De manera similar a la sobretensión de larga duración, se produce generalmente por la desconexión de cargas muy grandes.
- d. **Baja tensión de corta duración (sag).**- Es una disminución a un valor entre el 10 % y el 90% del nominal, con una duración entre 0.5 ciclos a 1 minuto. Generalmente es ocasionado por la conexión de grandes cargas o el encendido de motores.
- e. **Armónicos.**- Es una tensión cuya frecuencia es un múltiplo entero de la nominal del sistema. Se describen de acuerdo al contenido de su espectro, aunque es común utilizar un valor denominado distorsión armónica total (Total Harmonic Distorsion, THD).
- f. **Parpadeo.**- Consiste en variaciones cíclicas de la envolvente de tensión, con valores entre el 90% y el 110% del nominal. Se le conoce por este nombre (en inglés, flicker) debido al efecto que tiene sobre la operación normal de las lámparas. Son causados por la variación sistemática de la demanda debida a ciertos tipos de cargas, como los hornos de arco.

Es parte de este estudio la regulación de la tensión utilizando transformadores de potencia con conmutadores bajo carga para controlar las variaciones de tensión de larga duración, a continuación se describen las formas de regular estas perturbaciones.

2.4.2 Métodos para regular las variaciones de tensión de larga duración

Con la finalidad de mantener las tensiones dentro de las tolerancias máximas establecidas, los principales métodos utilizados son los siguientes:

- a. **Inyección o absorción de potencia reactiva:** Se modifica la potencia reactiva circulante en el sistema ya que es una de las causas principales de la variación de tensión. Los principales dispositivos utilizados son: condensadores, reactores, compensadores síncronos, SVCs y generadores de las centrales.

- b. Inserción de una tensión serie adicional: Se utilizan transformadores o autotransformadores con tomas (descritos en el acápite 2.3) los cuales permiten variar la relación de transformación de manera escalonada.
- c. Modificación de la reactancia: Para mantener constante la caída longitudinal ZI. Se consigue por ejemplo, usando conductores fasciculados, empleando condensadores serie, colocando líneas en paralelo o disminuyendo el largo de las líneas, acercando los transformadores de distribución a los consumos.

Es parte del presente informe la regulación de la tensión utilizando transformadores o autotransformadores con tomas, este método se describe a continuación.

2.4.3 Regulación de la tensión utilizando transformadores con tomas

Actualmente las empresas eléctricas tienen instalados transformadores con tomas como parte de sus redes y son utilizados para regular la tensión en barras del sistema. Para la transmisión de la energía eléctrica son muy utilizados los transformadores con regulación bajo carga según lo mencionando en el acápite 2.3.2, para ello estos equipos cuentan con conmutadores bajo carga (OLTC) los cuales durante muchos años de experiencia los fabricantes han mejorado sus diseños presentándose actualmente una gran gama de conmutadores.

El presente informe se centra en la operación en paralelo de transformadores de potencia con OLTCs y su relación con la regulación de la tensión utilizando relés reguladores de tensión (AVRs) para el cambio adecuado de tomas.

Por ejemplo, es usual encontrar en las placas características de los transformadores indicaciones como $220\pm 10\%$ / 138 / 24 kV, 21 tomas, esto quiere decir:

- El equipo cuenta con regulación en el lado de alta tensión en el rango de 198 a 242 kV
- 21 tomas: 10 pasos encima del TAP central, 10 pasos por debajo del TAP central y cada paso representa una variación del 1% de la tensión nominal (220 kV) es decir 2.2 kV.

El sistema de regulación normalmente es instalado en el lado de alta tensión del transformador (Figura 2.4) con el fin de evitar grandes esfuerzos en los contactos debido a las corrientes que aparecen durante el cambio de toma.

Esta variación discreta de tomas origina un cambio en la relación de transformación de los transformadores el cual es usado para regular la tensión.

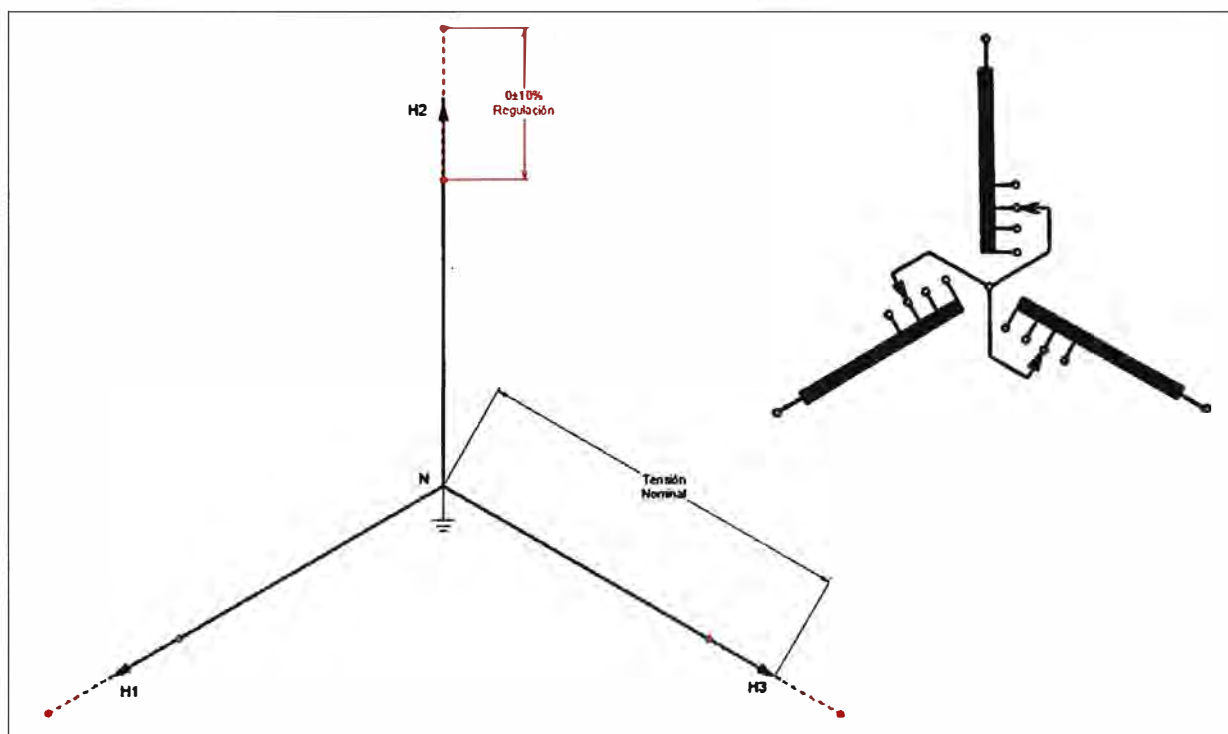


Fig. 2.4 Devanado de Alta tensión en Y con regulación

El proceso del cambio de TAP ocurre dentro del conmutador bajo carga y esta compuesta de dos pasos fundamentales, selección e interrupción de toma. Este proceso tiene una duración que varía entre los 5 y 7 segundos, dependiendo del tipo de conmutador.

El selector y el mecanismo acumulador de energía en conjunto, son los primeros elementos en moverse al recibir la orden de cambio de toma.

Finalizando el paso anterior, se libera la energía acumulada en los resortes del acumulador de energía, dando lugar a la operación del ruptor, donde se produce el cambio de toma propiamente dicho, con una duración aproximada de 40ms. A este subproceso se lo denomina interrupción.

El OLTC está diseñado para que el subproceso de interrupción se realice en el menor tiempo posible, debido a las altas temperaturas que provocan los arcos eléctricos de corriente. Es por eso que el ruptor del OLTC generalmente se encuentra sumergido en aceite con un coeficiente dieléctrico suficiente para atenuar el arco eléctrico y minimizar el desgaste de contactos eléctricos (Ver figura 2.5).

Si durante la etapa de interrupción existe un instante en el cual ninguna toma queda conectada, la línea de salida quedaría sin tensión, lo cual no es deseable. Y si tocara dos

tomas simultáneamente, se produciría un cortocircuito en un cierto número de espiras, originando una corriente de circulación importante.

La solución a este inconveniente es colocar una resistencia, denominada resistencia de paso, entre las tomas que están siendo cortocircuitadas, tal como se muestra en la figura 2.6.

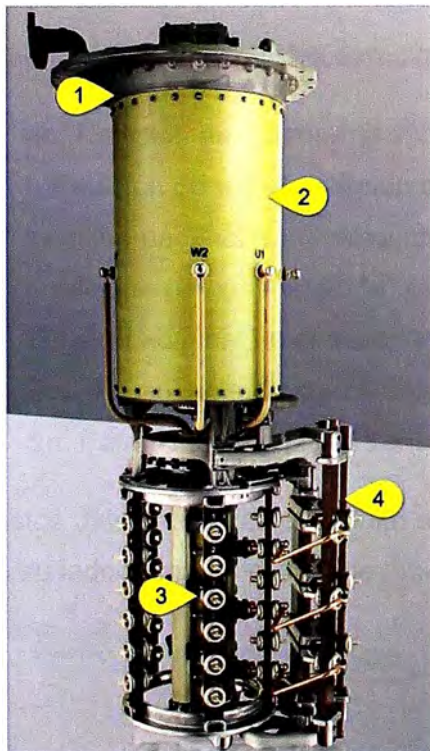


Fig. 2.5 Conmutador bajo carga
 1. Cabeza del OLTC
 2. Recipiente de aceite del ruptor
 3. Selector
 4. Preselector

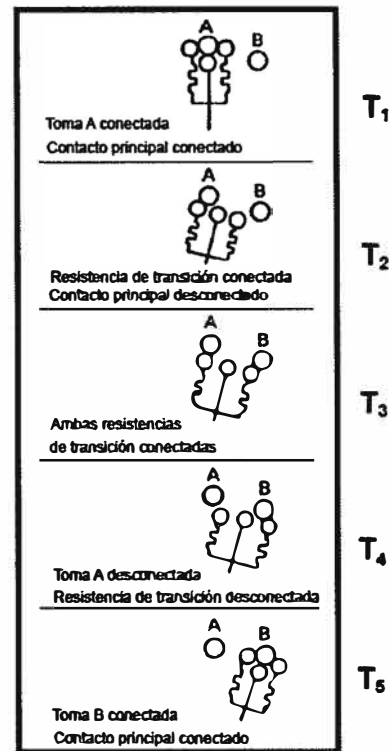


Fig. 2.6 Pasos en la interrupción de la toma A hacia la toma B

Durante estos procesos de conmutación descritos se producen arcos eléctricos controlados los cuales originan el desgaste de los contactos y carbonización del aceite dieléctrico, por ello es muy importante la operación adecuada del conmutador bajo carga de manera tal que se evite el desgaste de sus partes, minimizar los mantenimientos, incrementar el tiempo de vida útil y se obtenga una regulación adecuada de la tensión.

Se ha descrito de manera general el funcionamiento del OLTC, a continuación se analiza (desde el punto de vista de circuitos eléctricos) la razón por la que un transformador con tomas, es capaz, mediante el incremento o decremento de TAPs mantener la tensión de suministro o de una barra constante.

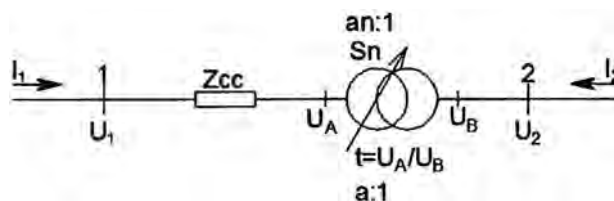


Fig. 2.7 Representación unifilar de un transformador

De acuerdo a la figura 2.7, los datos que se tienen son los siguientes:

- an: Relación de transformación nominal
- t: Relación de transformación con el tap ubicado fuera de su posición nominal
- Tensión nominal en el devanado primario: $U_A \times a$ (teniendo en cuenta la variación producida por las tomas. "a" oscilará entre 0.9 y 1.1)
- Tensión nominal en el devanado secundario: U_B
- Z_{cc} : Impedancia de cortocircuito en por unidad, referidos a sus magnitudes bases.
- S_n : Potencia nominal del transformador

Con estos datos se utiliza el circuito equivalente de un transformador con regulación visto desde su lado primario, el cual se muestra en la figura 2.8

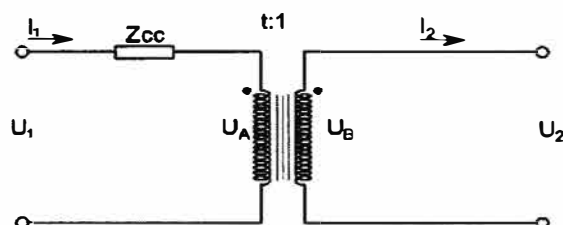


Fig. 2.8 Circuito equivalente de un transformador desde su lado primario

Dónde:

$$t = \frac{U_A}{U_B} ; U_B = U_2 \quad (2.1)$$

Del circuito se deduce:

$$U_1 = t \cdot U_2 + Z_{cc} \cdot I_1 \quad (2.2)$$

$$t \cdot I_1 + I_2 = 0 \quad (2.3)$$

De (2.2) y (2.3)

$$U_1 = t \cdot U_2 - \frac{Z_{cc}}{t} \cdot I_2 \quad (2.4)$$

De (2.2) y (2.4)

$$I_1 = \frac{1}{Z_{cc}} \cdot U_1 - \frac{t}{Z_{cc}} \cdot U_2 \quad I_2 = \frac{-t}{Z_{cc}} \cdot U_1 + \frac{t^2}{Z_{cc}} \cdot U_2 \quad (2.5)$$

Las ecuaciones encontradas se pueden escribir de forma matricial:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{11} & y_{12} \\ y_{21} & y_{22} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_{cc}} & \frac{-t}{Z_{cc}} \\ \frac{-t}{Z_{cc}} & \frac{t^2}{Z_{cc}} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

De las ecuaciones matriciales se tiene:

$$y_{11} = \frac{1}{Z_{cc}} \Rightarrow y_{12} = y_{21} = \frac{-t}{Z_{cc}} \Rightarrow y_{22} = \frac{t^2}{Z_{cc}} \quad (2.7)$$

Atendiendo la ecuación matricial obtenida, los circuitos de las figuras 2.7 y 2.8 se representan mediante el modelo π , como se observa en la siguiente figura.

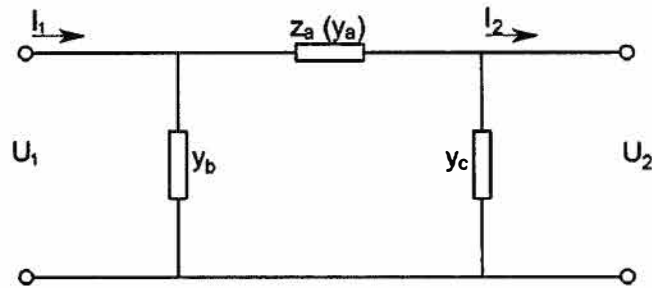


Fig. 2.9 Modelo π para un transformador

De las ecuaciones matriciales y (2.5) se tiene:

Si $U_2 = 0$

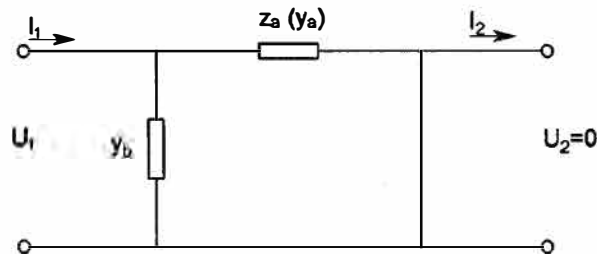


Fig. 2.10 Modelo π cuando $U_2 = 0$

$$y_{11} = \frac{I_1}{U_1} \Rightarrow y_{11} = y_a + y_b \Rightarrow y_{21} = \frac{I_2}{U_1} \Rightarrow y_{21} = -y_a \quad (2.8)$$

Si $U_1 = 0$

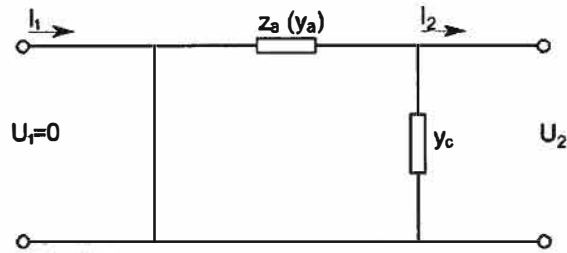


Fig. 2.11 Modelo π cuando $U_1 = 0$

$$y_{12} = \frac{I_1}{U_2} \Rightarrow y_{12} = -y_a \Rightarrow y_{22} = \frac{I_2}{U_2} \Rightarrow y_{22} = y_a + y_c \quad (2.9)$$

De (2.8) y (2.9) se obtiene:

$$y_a = \frac{t}{Z_{cc}} ; z_a = \frac{Z_{cc}}{t} \quad (2.10)$$

$$y_b = \frac{1-t}{Z_{cc}} \quad (2.11)$$

$$y_c = \frac{t(t-1)}{Z_{cc}} \quad (2.12)$$

Finalmente el modelo resulta:

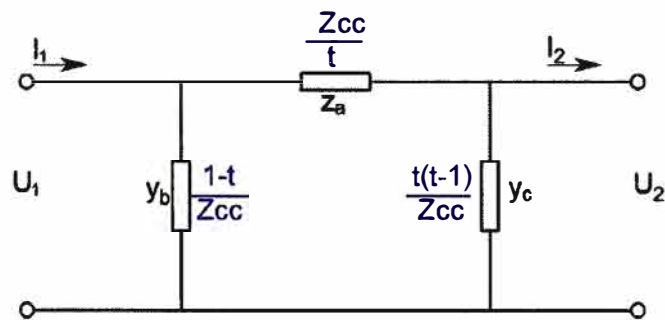


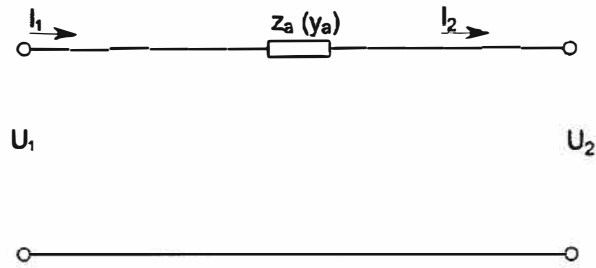
Fig. 2.12 Modelo π para el transformador

Se analizan los siguientes casos:

Caso a:

$$\text{Si } t = 1 \Rightarrow y_a = \frac{1}{Z_{cc}} \quad z_a = Z_{cc} \quad (2.13)$$

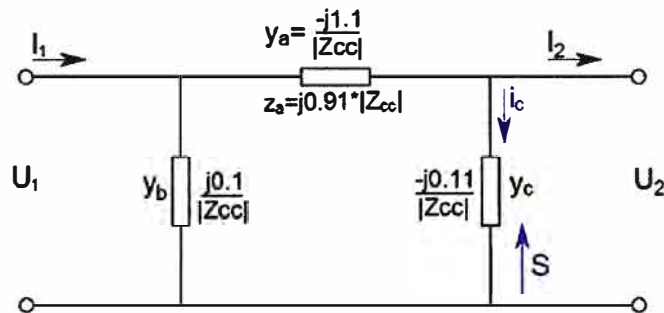
$$y_b = y_c = 0 ; U_1 = U_2 \quad (2.14)$$

Fig. 2.13 Modelo π Caso a $t=1$ **Caso b:**

$$\text{Si } t > 1 \Rightarrow U_1 > U_2 \quad Z_{cc} = j \cdot |Z_{cc}| \quad (2.15)$$

Se toma $t=1.1$, entonces:

$$y_a = \frac{-j \cdot 1.1}{|Z_{cc}|} \quad z_a = j \cdot 0.91 |Z_{cc}| \quad y_b = \frac{j \cdot 0.1}{|Z_{cc}|} \quad y_c = \frac{-j \cdot 0.11}{|Z_{cc}|} \quad (2.16)$$

Fig. 2.14 Modelo π Caso b $t=1.1$

Se aprecia que el cambio de toma para aumentar el nivel de tensión en el lado primario conlleva a la aparición de reactivos inyectados en el lado secundario, que según se regule puede llegar a compensar el efecto de la reactancia de la carga y a situar las tensiones U_1 y U_2 en aproximadamente el mismo valor en por unidad.

Caso c:

$$\text{Si } t < 1 \Rightarrow U_1 > U_2 \quad Z_{cc} = j \cdot |Z_{cc}| \quad (2.17)$$

Cuando $t=0.9$, entonces:

$$y_a = \frac{-j \cdot 0.9}{|Z_{cc}|} \quad z_a = j \cdot 1.11 |Z_{cc}| \quad y_b = \frac{-j \cdot 0.1}{|Z_{cc}|} \quad y_c = \frac{j \cdot 0.09}{|Z_{cc}|} \quad (2.18)$$

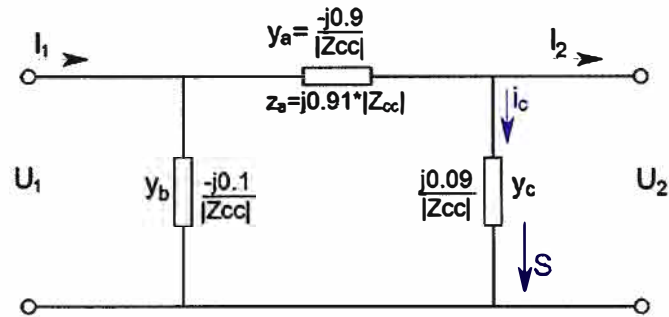


Fig. 2.15 Modelo π Caso c $t=0.9$

Se aprecia que el cambio de toma para disminuir el nivel de tensión en el lado primario conlleva a la aparición de reactivos absorbidos desde el lado secundario, que según se regule puede llegar a compensar el efecto de una carga capacitiva y a situar las tensiones U_1 y U_2 en aproximadamente el mismo valor en por unidad.

De los casos analizados se aprecia que los transformadores con tomas son una herramienta importante para el control de las tensiones en los sistemas de potencia, así mismo este control causa cambios en las tensiones de sus terminales e influye sobre el flujo de potencia reactiva del transformador.

2.4.4 Caída de tensión

El objetivo de la compensación por la caída de tensión de línea (LDC - Line Drop Compensation) es controlar la tensión, no en el lado de baja tensión del transformador de potencia, sino en un punto más cercano al punto de carga.

La figura 2.16 muestra el diagrama de vectores para una línea modelada como una impedancia en serie con la tensión U_B en la barra de baja tensión y la tensión U_L en el centro de carga. La corriente de carga en la línea es I_L , la resistencia y la reactancia de línea desde la barra de estación hasta el punto de carga son R_L y X_L .

El ángulo entre la tensión de barra y la corriente es φ . Si se conocen todos estos parámetros, U_L se puede obtener mediante un simple cálculo de vectores.

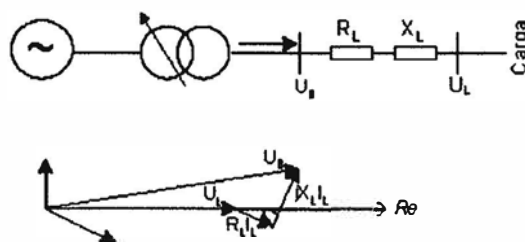


Fig 2.16 Diagrama vectorial para la compensación por la caída de tensión de línea

2.5 Operación en paralelo de transformadores

La regulación de la tensión de un transformador con tomas es relativamente clara y fácil de operar. No obstante, estando los transformadores conectados en paralelo, es fácil perder la visión de conjunto.

Solo se puede garantizar un servicio en paralelo de transformadores seguro y rentable si se puede aprovechar su rendimiento, es decir, su potencia de consigna, por completo y sin sobrecargar ninguno de ellos.

El funcionamiento en paralelo significa la conexión directa de terminal a terminal entre los transformadores en la misma instalación. También se aplica a bancos de transformadores monofásicos.

La IEC 60076-8 refiere, para la operación en paralelo con éxito, los transformadores requieren:

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

La IEC brinda las siguiente recomendaciones para una nueva unidad destinada a funcionar en paralelo con transformadores existente

- a. No es recomendable combinar transformadores con diferentes grados de potencia (por ejemplo, más de 1:2). La impedancia relativa natural para diseños óptimos varía con el tamaño del transformador.
- b. Transformadores contruidos de acuerdo a los diferentes conceptos de diseño son propensos a presentar diferentes niveles de impedancia y presentar diferentes tendencia en a través de todo el rango de tomas.

A continuación se detalla cada una de las condiciones indicadas para la operación en paralelo

2.5.1 Relación entre la conexión trifásica y la relación ángulo-fase

Las conexiones comunes de los transformadores trifásicos se muestran en la figura 2.17 (Fuente: Anexo D de la norma IEC 60076-1). En cada bloque, uno o dos índices horarios se indican por permutación. Esto significa por ejemplo que si los terminales del

secundario de un transformador con índice horario N° 1 fueron simplemente renombrados por permutación cíclica (II se convierte en I, III se convierte en II y I se convierte en III), entonces el desplazamiento de fase se cambia por 120 grados eléctricos a índice horario N° 5, en consecuencia, transformadores con diferencias de índices horarios de 4 ó 8 se pueden conectar en paralelo después de la permutación cíclica de las conexiones a la línea en cada lado del transformador.

Incluso es posible combinar transformadores con índice horario de 1 ó 5 con transformadores con índice horario de 11 ó 7 mediante la inversión de la secuencia de fase en ambos lados de cualquiera de los transformadores.

Conexión en paralelo de Dyn y Zn no se recomiendan debido a las diferentes propiedades de impedancia de secuencia cero.

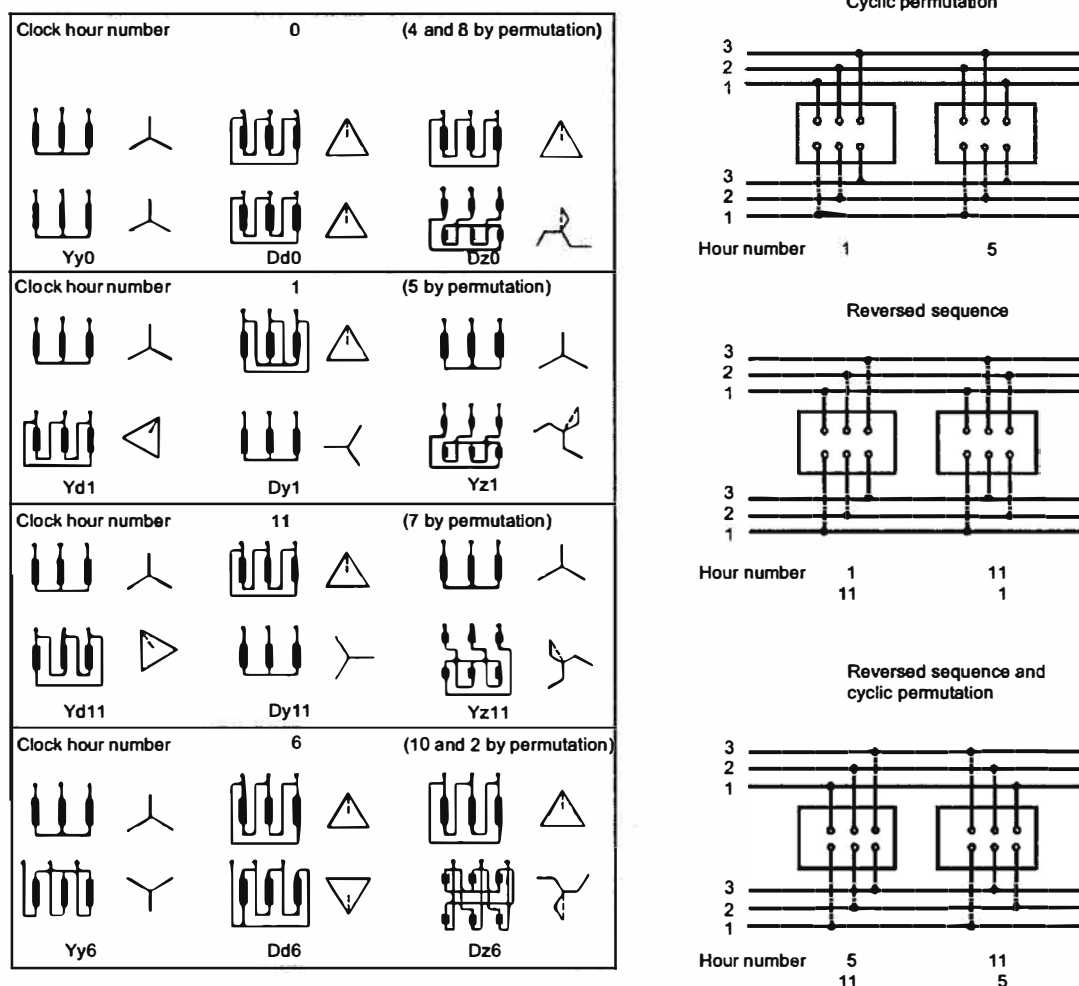


Fig. 2.17 Conexiones comunes de los transformadores trifásicos y algunas posibilidades de paralelismo artificiales (Fuente: Anexo D de la norma IEC 60076-1)

2.5.2 Diferencia de la relación transformación y corriente circulante

Si dos transformadores con ligeramente diferentes relaciones de transformación, se conectan en paralelo, dará lugar a una corriente que circula entre los transformadores. La magnitud aproximada de esta corriente se evalúa de la siguiente manera.

Se tiene los siguientes datos:

Transformador A:

- Potencia nominal: S_{ra}
- Impedancia de cortocircuito: Z_a
- Voltaje inducidos en vacío: U_a

Transformador B:

- Potencia nominal: S_{rb}
- Impedancia de cortocircuito: Z_b
- Voltaje inducidos en vacío: U_b

Se energizan en paralelo en vacío de cualquier lado. La diferencia entre los voltajes inducidos en vacío U_a y U_b en el lado opuesto de los transformadores se expresa como una fracción p de la tensión promedio, el cual se asume que es aproximadamente igual a la tensión nominal U_r :

$$p = \frac{U_a - U_b}{\frac{U_a + U_b}{2}} \approx \frac{U_a - U_b}{U_r} \quad (2.19)$$

Esta diferencia de tensión origina una corriente que circula a través de la suma de las dos impedancias de los transformadores en paralelo. Ya que son principalmente inductivos, esta corriente también es inductiva.

La corriente circulante I_c y la correspondiente potencia reactiva Q_c , expresada como una fracción de la corriente nominal I_r y de la potencia nominal S_r de los respectivos transformadores será aproximadamente:

$$I_c = \frac{U_a - U_b}{Z_a + Z_b} \quad (2.20)$$

$$\frac{I_c}{I_{ra}} = \frac{Q_c}{S_{ra}} \approx \frac{p}{Z_a + \frac{S_{ra}}{S_{rb}} \cdot Z_b} \quad (2.21)$$

$$\frac{I_c}{I_{rb}} = \frac{Q_c}{S_{rb}} \approx \frac{-p}{Z_{b+} \frac{S_{rb}}{S_{ra}} \cdot Z_a} \quad (2.22)$$

Si ambos transformadores tienen la misma potencia nominal y la misma impedancia de cortocircuito relativa, estas expresiones simplifican a:

$$\pm \frac{p}{2Z} \quad (2.23)$$

Por ejemplo cuando $p = 0,01$ de la tensión nominal (paso 1%) y $Z_{cc} = 0,1$ por unidad (pu), la corriente circulante será de $1/20$ de la corriente nominal. Esta corriente inductiva se combina vectorialmente con la corriente de carga.

El análisis indica el orden de la magnitud de la corriente circulante a través de los cambiadores de tomas los transformadores conectados en paralelo cuando se encuentran separados por un paso (1%) durante una operación de cambio de TAP bajo el principio maestro-seguidor del cual se describirá posteriormente.

Bajo ciertas condiciones, tomas escalonadas incluso pueden utilizarse deliberadamente con el fin de compensar la parte reactiva de una corriente circulante causada por la diferencia de valores de impedancia de cortocircuito de los transformadores.

En el caso de tener más de dos transformadores en paralelo, se utiliza el gráfico de la figura 2.18.

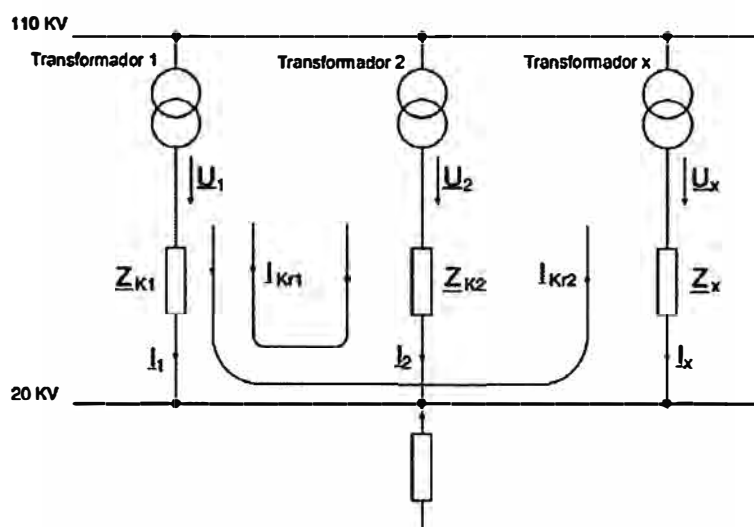


Fig. 2.18 Esquema de transformadores en paralelo (Fuente: MR Tapcon 260)

Se considera:

- Tensiones en vacío desiguales $U_1 \rightarrow U_x$

La diferencia de tensión $\Delta U = U_1 - U_x$ impulsa una corriente a través de los devanados de los transformadores operados en paralelo, esta corriente es independiente de la carga.

Para el cálculo de la corriente circulante son determinantes las impedancias de cortocircuito que se encuentran en serie de los transformadores conectados en paralelo, incluyendo la impedancia del conductor de conexionado entre los equipos. La impedancia de la carga es ínfima, ya que incluso en caso de falta de carga, esta corriente fluye a través de los transformadores.

Las corrientes reactivas I_{Kr} dependen de las impedancias de cortocircuito y de las diferencias de tensiones en vacío, por ejemplo en la figura 2.18 suponemos que la tensión de alimentación U_1 es superior a U_2 hasta U_x . De donde se obtiene:

$$I_{Kr1} = \frac{U_1 - U_2}{Z_{K1} + Z_{K2}} \quad (2.24)$$

2.5.3 Impedancias de cortocircuito diferentes

Cuando los transformadores tienen impedancias iguales de cortocircuito, esto significa que ellos presentan la misma caída de tensión por unidad de carga. Si se conectan en paralelo, van a compartir la carga en proporción a sus valores de potencia nominal, es decir el porcentaje de carga de cada transformador respecto a su potencia nominal será igual.

Cuando los transformadores con valores de impedancia de cortocircuito desiguales están conectados en paralelo, el transformador con menor impedancia ocupará un mayor porcentaje de su potencia nominal y el transformador de mayor impedancia ocupará un porcentaje menor de su potencia nominal. Esto puede causar un incremento marginal pérdida de potencia combinada de la transformación, pero sobre todo se puede restringir la capacidad de carga de la instalación.

De la figura 2.18 y se toma los siguientes datos:

- Potencia nominal del transformador i : S_{Ni}
- Tensión de cortocircuito del transformador i : U_{CCi}
- Impedancia de cortocircuito del transformador i : Z_{Ki}

Se tiene que:

$$I_1 = \frac{S_{N1}}{U_{cc1}}; I_2 = \frac{S_{N2}}{U_{cc2}}; \dots; I_x = \frac{S_{Nx}}{U_{ccx}} \quad (2.25)$$

$$I_1 + I_2 + \dots + I_x = I_{Total} = \frac{S_{NTotal}}{U_{ccpromedio}} \quad (2.26)$$

Se conoce que:

$$U_{cci} = Z_{ki}; U_{ccpromedio} = Z_{ccT} \quad (2.27)$$

$$S_{NTotal} = S_{N1} + S_{N2} + \dots + S_{Nx} \quad (2.28)$$

$$\frac{S_{N1}}{U_{cc1}} + \frac{S_{N2}}{U_{cc2}} + \dots + \frac{S_{Nx}}{U_{ccx}} = \frac{S_{NTotal}}{Z_{ccT}} \quad (2.29)$$

El valor resultante de la impedancia es:

$$Z_{ccT} = \frac{S_{NTotal}}{\frac{S_{N1}}{U_{cc1}} + \frac{S_{N2}}{U_{cc2}} + \dots + \frac{S_{Nx}}{U_{ccx}}} \quad (2.30)$$

La potencia de la carga S_L se distribuirá en cada transformador de acuerdo a la siguiente expresión:

$$S_{Ci} = \left(\frac{S_L \cdot Z_{ccT}}{S_{NTotal}} \right) \cdot \left(\frac{S_{Ni}}{Z_{cci}} \right) = \left(\frac{S_L}{\sum_{n=1}^x \frac{S_{Nn}}{Z_{Kn}}} \right) \cdot \left(\frac{S_{Ni}}{Z_{cci}} \right) \quad (2.31)$$

2.6 Métodos para la operación en paralelo de transformadores

Si dos transformadores en paralelo con cambiadores de tomas similares, operan de manera inadecuada podría llegar a generar que la toma de un transformador se ubique en la posición más alta mientras la toma del otro transformador se ubique en su posición más baja. La tensión de barras será un promedio de sus tensiones en los terminales y una alta corriente circulante fluirá entre ellos. Esto causará una pérdida de energía innecesaria dentro de los transformadores y la red, reduciendo su capacidad y rendimiento útil, existiendo la posibilidad de la pérdida de un transformador debido a la sobrecarga o a una sobretensión severa consecuente.

Por ello diferentes métodos se han identificado en los últimos años para llevar a cabo el paralelo de transformadores con conmutadores bajo carga mediante control electrónico o

numérico. Por tanto, los principales objetivos de cualquier sistema de control de voltaje deben ser:

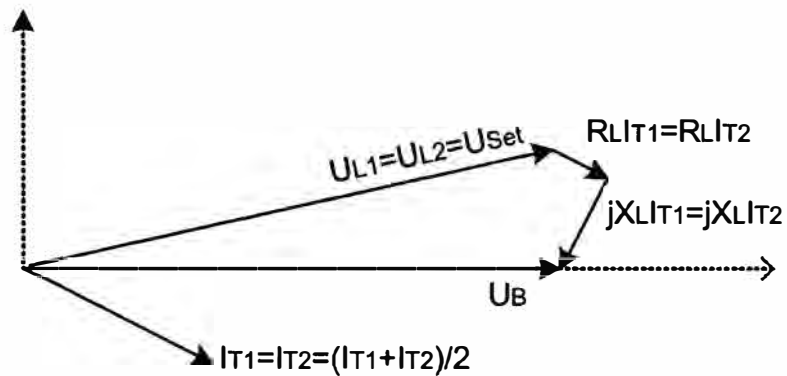
- Mantener la tensión correcta en el cliente o en barras, teniendo en cuenta las caídas de tensión de línea.
- Minimizar las corrientes circulantes reactivas que fluyen a través de los transformadores conectados en paralelo y través de las redes.

A continuación se describen los métodos para la implementación del paralelo.

2.6.1 Método de la reactancia negativa

En este método se utiliza la compensación por la caída de tensión de línea. El propósito es controlar la tensión en un punto de carga lejano en la red.

En la figura 2.19, se muestra un diagrama de vectores en el que se ha introducido el principio de reactancia inversa para los transformadores de la figura 2.18. Aquí, se supone que los transformadores están en la misma posición de toma y que la tensión de barra proporciona un valor compensado calculado U_L que coincide con la tensión meta U_{Set} .



IEC06000485_2_en.vsd

Fig. 2.19 Diagrama vectorial para dos transformadores regulados exactamente para la tensión meta

Una comparación con el diagrama de la figura 2.16 da como resultado que la compensación por la caída de tensión de línea para control de la reactancia inversa se realiza con un signo opuesto en X_L ; de allí, el nombre de “reactancia inversa” o “reactancia negativa”. En efecto, esto significa que, mientras la compensación por la caída de tensión de línea en la figura 2.16 genera una caída de la tensión a lo largo de una línea desde la tensión de barra U_B hasta una tensión de punto de carga U_L , la

compensación por la caída de tensión de línea en la figura 2.19 genera un aumento de la tensión (en realidad, al ajustar la relación X_L/R_L respecto del factor de potencia, la longitud del vector U_L es aproximadamente igual que la longitud de U_B) desde U_B hacia el transformador mismo. Por ende, la diferencia principal entre los diagramas de vectores en la figura 2.16 y la figura 2.19 es el signo del parámetro de ajuste X_L .

Si ahora la posición de toma entre los transformadores difiere, aparece una corriente circulante, y el transformador con la toma más alta (tensión sin carga más alta) es la fuente de esta corriente circulante. La figura 2.20 a continuación muestra esta situación con T1 en una toma más alta que T2.

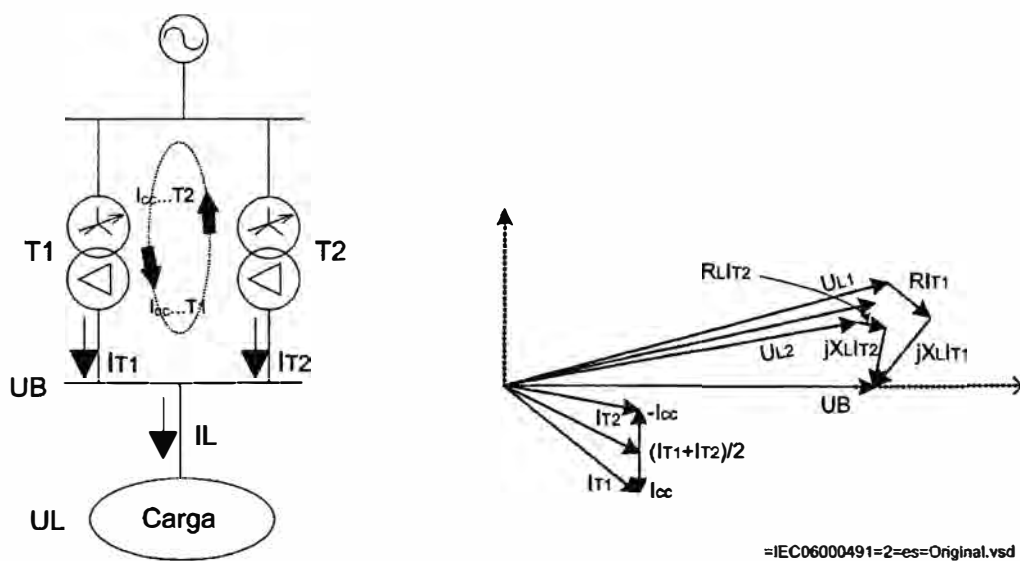


Fig. 2.20 Corriente circulante causada por T1 en una toma más alta que T2

La corriente circulante I_{cc} es predominantemente reactiva, debido a la naturaleza reactiva de los transformadores. El impacto de I_{cc} en las corrientes de transformadores individuales provoca que aumente la corriente en T1 (el transformador que conduce I_{cc}) y la disminuye en T2 al mismo tiempo que introduce desplazamientos de fase contradictorios, como se puede observar en la figura 2.20. Por lo tanto, el resultado es que la tensión calculada de compensación por la caída de tensión de línea U_L para T1 es mayor que la tensión calculada de compensación por la caída de tensión de línea U_L para T2, o en otras palabras, el transformador con la posición de toma más alta tiene el valor U_L más alto, y el transformador con la posición de toma más baja tiene el valor U_L más bajo. Como consecuencia, cuando aumenta la tensión de barra, T1 es el único en bajar la toma, y cuando la tensión de barra disminuye, T2 es el único en subir la toma. El

resultado total es, entonces, que se evita la situación de descontrol de tomas y que se minimiza la corriente circulante.

2.6.2 Método de la corriente reactiva circulante

En el acápite 2.5.2 se explicó que la formación de las corrientes circulantes depende de la diferencia de las tensiones en vacío de los transformadores. Cuando se conecta una carga, la corriente circulante es la misma pero se superpone con la corriente de carga de cada transformador. El control del paralelo de transformadores con el método de corriente circulante consiste en la reducción de la corriente reactiva circulante mediante la conmutación adecuada de los cambiadores de tomas bajo carga implicados.

Al minimizar el flujo de corriente circulante por los transformadores, el flujo total de potencia reactiva también se mejora. Al mismo tiempo, en este estado óptimo el flujo de potencia aparente se distribuye entre los transformadores del grupo con similar impedancia de cortocircuito en proporción a su potencia nominal.

De esta manera, la acción de control general siempre es correcta porque la posición de un cambiador de tomas está directamente relacionada con la tensión sin carga del transformador asociado.

Este método también puede ser aplicado a transformadores con condiciones diversas como:

- a. Impedancias diferentes
- b. Impedancias con cambio dinámico
- c. Diferentes relaciones de transformación
- d. Tensiones por paso diferentes
- e. Rango de tomas diferente

Como resultado final se obtiene un rendimiento mejorado de los transformadores en condiciones diversas.

2.6.3 Método Maestro – Seguidor

En este método uno de los transformadores es seleccionado como Maestro y regula la tensión de acuerdo a una tensión de referencia, en este proceso los demás transformadores a los cuales llamaremos Seguidores, siguen las órdenes del maestro, esto significa que las posiciones de toma de los seguidores armonizaran con la del maestro. En el caso de que exista una desviación en la posición de toma, el maestro se encargara de que las posiciones de tomas de los seguidores se igualen.

Este método es recomendable si los transformadores que se van a regular en paralelo siempre llevan la carga por igual por encontrarse en la misma posición de toma. Esto se consigue generalmente cuando transformadores idénticos funcionan en paralelo. Por tanto los transformadores que operen en paralelo con el esquema Maestro-Seguidor deben cumplir con los siguientes criterios:

- Potencia nominal comparable.
- Mismo grupo de conexión.
- Mismo rango, paso y número de tomas.
- Tensiones nominales iguales y relaciones de transformación similares.
- Impedancias de cortocircuito % comparables
- Los transformadores deben ser alimentados de la misma fuente primaria.

2.6.4 Método del factor de potencia

Este método encuentra la ubicación más convenientes para las tomas de los transformadores en paralelo de manera mantenga igual los factores de potencia de cada transformador. Esto daría lugar a la operación en diferentes posiciones de toma de los transformadores que causarían un flujo desigual de potencia reactiva en los transformadores

Los factores de potencia pueden ser determinados mediante la comparación del ángulo relativo de las corrientes de cada transformador ya que la encontrarse en paralelo sus tensiones son iguales. Este método no está orientado al control de la operación, sino que bloquea el control del funcionamiento en la dirección equivocada en base al factor de potencia.

En aplicaciones en las que hay una diferencia en la impedancia, el método de factor de potencia resultara en que el transformador con la carga activa más alta (impedancia más baja) también tendrá la mayor carga reactiva.

2.6.5 Método Balance de la corriente reactiva (ΔVAr)

La base teórica del método es que los transformadores en paralelo tiene el propósito de compartir la carga reactiva VAr (Así como la potencia activa) en la barra de carga. Desde que la carga activa es compartida por los transformadores en paralelo esta es determinada por la relación de transformación y el sistema de impedancias y no a la posición de la toma, es decir de potencia activa no es capaz de afectar la posición de la toma. Por otra parte, la mejor opción de operar a los transformadores en paralelo es el

mantener el intercambio de la potencia reactiva independientemente de la potencia activa de carga.

La finalidad de este método es distribuir la potencia reactiva en cada transformador hacia la barra de carga de manera proporcional al tamaño de los transformadores. Esta proporción está determinada por la elección de las relaciones de transformación de los transformadores de corriente. Por ejemplo si un transformador de 100 MVA se conecta en paralelo con uno de 50 MVA, la proporción de carga reactiva deseada es 2, esto se logra de forma automática si las relaciones de los transformadores de corriente son diferentes por un factor 2.

Si se cuentan con barras separadas, por ejemplo, en la figura 2.21 se asume que el interruptor A se encuentra abierto y todos los demás cerrados, probablemente se genera flujos desiguales de potencia reactiva y/o potencia activa en los dos transformadores, una situación similar puede ocurrir en subestaciones con configuración en anillo u otras configuraciones de interruptores y barras en el lado de la fuente. Esta operación viola todos los supuestos de los demás métodos, excepto el método de Balance de la corriente reactiva (ΔVAr) ya que mantiene la posición más apropiada para las tomas de los transformadores [6].

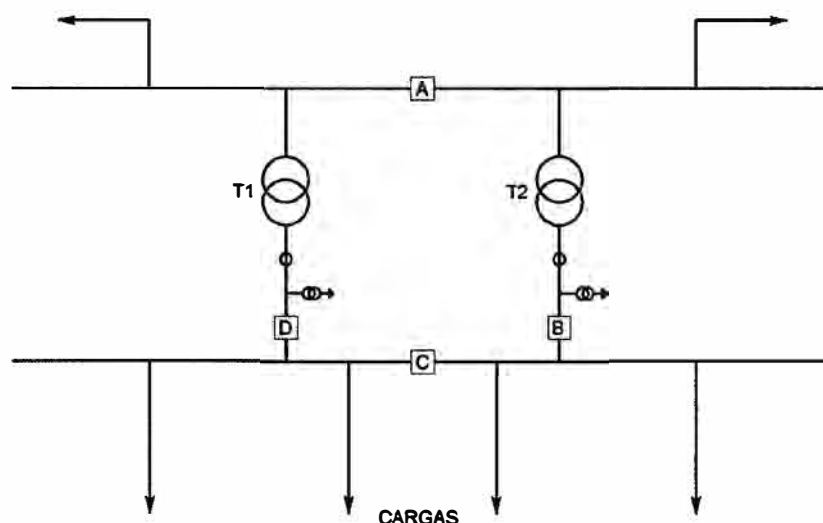


Fig. 2.21 Configuración con barras partidas

2.7 Sistema de control e Integración

Un sistema de control, refiere Mejía Villegas S.A. [7], es un conjunto formado por dispositivos o funciones de medida, indicación, registro, señalización, regulación, control manual y automático de los equipos y relés de protección, los cuales verifican, protegen y

ayudan a gobernar un sistema de potencia. La función principal de un sistema de control es supervisar, controlar y proteger el sistema eléctrico.

Actualmente existen dos conceptos de control: Control convencional y control numérico.

Control Convencional: Se encuentran conformados por equipos y componentes integrados como se ha realizado en la forma tradicional. Esto es, utilizando cables multiconductores, relés auxiliares, relés repetidores, relés de disparo y bloqueo, etc.

Existen los equipos primarios del patio (nivel de campo), el cableado de interconexión y los equipos de procesamiento de información, en este caso el cuarto de relés y/o el de control. La interconexión entre dichos equipos y los sistemas primarios de alta tensión, para su correcto funcionamiento, siempre han implicado un gran trabajo de ingeniería, cableado, montaje y puesta en servicio.

Control Numérico: La introducción en el mercado de la tecnología numérica en la protección y control y la utilización de redes LAN (Local Área Network: Red de área local.) de alta velocidad permitieron desarrollar un nuevo concepto en el diseño de los sistemas de control protección y monitoreo, tomando en cuenta los requerimientos de eficiencia y confiabilidad. Asimismo la tendencia de integrar cada vez más funciones en un hardware común combinados con software potentes abren la posibilidad de incrementar la confiabilidad de las subestaciones. La comunicación a su vez permite la integración del control, la protección y el monitoreo en un sistema integrado común, brindando diversas ventajas en comparación a los sistemas convencionales.

2.7.1 Definiciones

Para una mejor comprensión de los sistemas de control, a continuación describiremos los términos principalmente utilizados.

a. SCADA:

Supervisory Control And Data Acquisition - Supervisión, Control y Adquisición de Datos - Es un sistema de control que utiliza redes de comunicación para supervisar, controlar y adquirir datos en nuestro caso de diferentes subestaciones, líneas de transmisión y generadores del sistema interconectado.

b. SAS:

Sistema de automatización de la subestación que contiene dispositivos programables del sistema secundario, conocidos como dispositivos electrónicos inteligentes (IED) para tareas de control, supervisión, protección y automatización.

c. IED:

Intelligent Electronic Device - Dispositivos electrónicos inteligentes que utilizando microprocesadores, permiten controlar, proteger y monitorizar el sistema eléctrico de potencia y sus subestaciones. En una subestación eléctrica los IEDs pueden ser los relés, controladores, medidores entre otros. Se caracterizan porque pueden incluir varias funciones realizan cálculos gran velocidad y cuentan con varios medios para integrarse al SAS de la subestación.

d. Protocolos de comunicaciones:

Es un conjunto de reglas que permiten la transferencia e intercambio de datos entre los distintos dispositivos que conforman una red. Estos han tenido un proceso de evolución gradual a medida que la tecnología electrónica ha avanzado y muy en especial en lo que se refiere a los microprocesadores.

Las tendencias en la automatización de las compañías eléctricas, especialmente la de subestaciones, han convergido sobre una arquitectura de comunicaciones común con el objetivo de tener la interoperabilidad entre una variedad de IEDs de diferentes fabricantes para intercambiar información y utilizarla para realizar sus funciones de forma cooperativa. El resultado fue el estándar internacional IEC 61850 que ahora está siendo adoptada por todas las compañías eléctricas y fabricantes de IEDs, tiene como plataforma de comunicaciones las redes Ethernet.

e. HMI

Human Machine Interface - Es una interfaz que permite la interacción entre un humano y una máquina. Una interfaz hombre maquina es la que permite que el usuario u operador del sistema de control o supervisión, interactúe con los procesos. En el caso de la subestaciones de alta tensión es un computador desde el cual el operador en turno puede realizar maniobras y descargar información de la subestación.

f. Niveles de Automatización:

De acuerdo a los sistemas de control de las subestaciones eléctricas y desde el punto de vista de control y automatización, por lo general se divide en 4 niveles como se aprecia en la figura 2.22.



Fig. 2.22 Niveles de automatización de una subestación

g. AVR:

Automatic Voltage Regulators - Relé regulador de tensión automático, es el dispositivo encargado de controlar el cambio de tomas del conmutador bajo carga del transformador que tenga asociado para lo cual recibe medidas de corriente, tensión y otras señales y procesa la información recibida para realizar el paralelo según el esquema seleccionado. Los reguladores actuales ya cuentan con el protocolo de comunicación IEC 61850, algunos de ellos se muestran en la figura 2.24.



Fig. 2.23 Reguladores de tensión actuales

En el Anexo A se muestra la arquitectura del sistema de automatización de la subestación Guadalupe de REP, modernizada el año 2012, en ella se aprecian los IEDs, HMIs y demás equipos integrados al SAS de la subestación. Se puede visualizar que los nuevos AVRs no han podido ser integrados en protocolo IEC-61850.

CAPITULO III

DESARROLLO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PARALELO

En el Capítulo I se describieron los problemas que afrontan los AVR's que viene siendo utilizados hace algunos años ya que sus tiempos de coordinación pueden originar una operación inadecuada de los conmutadores bajo carga de los transformadores, también presentan inconvenientes para comunicarse entre otros AVR's asociados lo cual genera que el paralelo de los transformadores no se desarrolle de la mejor manera, anudado a la dificultad para realizar el control automático de tomas la cual está relacionada directamente con la regulación de la tensión. Por otra parte no han podido ser integrados en todos los niveles de automatización dificultando la operación del sistema.

En este sentido, el objetivo del presente trabajo está enmarcado por la operación en paralelo de transformadores de potencia de alta y extra alta tensión y su relación con la regulación de la tensión, por ello este capítulo está enfocado en el sistema de transmisión eléctrico.

Una de las prioridades de la operación de un sistema de transmisión es mantener las tensiones en barras dentro de las tolerancias establecidas para ello se utilizan principalmente bancos de condensadores, reactores, compensadores síncronos, SVCs, generadores y transformadores o autotransformadores con cambiadores de tomas bajo carga, siendo estos últimos materia del presente informe.

3.1 Análisis de los métodos para la implementación del paralelo de transformadores

Anteriormente se describieron los métodos para la implementación del paralelo, los cuales son:

- Método de la reactancia negativa
- Método de la corriente reactiva circulante
- Método Maestro – Seguidor
- Método del factor de potencia
- Método Balance de la corriente reactiva (ΔVAr)

A continuación se analizan estos métodos.

3.1.1 Análisis del método de la reactancia negativa

El funcionamiento está basado en un punto de ajuste por DLC, se define R_{line} y X_{line} como los ajustes que proporcionan la resistencia y reactancia de la línea desde la barra hasta el punto de carga. La tensión compensada, que se denomina "tensión del punto de carga U_L ", es un aumento de tensión en el transformador. Para lograr este aumento de tensión, X_{line} debe ser negativo. La sensibilidad de la regulación de tensión paralela está proporcionada por la magnitud de los ajustes R_{line} y X_{line} , y R_{line} es importante para obtener un control correcto de la tensión de barra. Esto se puede realizar de la siguiente manera. La figura 3.1 muestra el diagrama de vectores para un transformador controlado en un grupo en paralelo con el método de reactancia inversa y sin corriente circulante (por ejemplo, dos transformadores iguales en la misma posición de toma). La corriente de carga retrasa la tensión de barra U_B con el factor de potencia φ y el argumento de la impedancia R_{line} y X_{line} se denomina φ_1 .

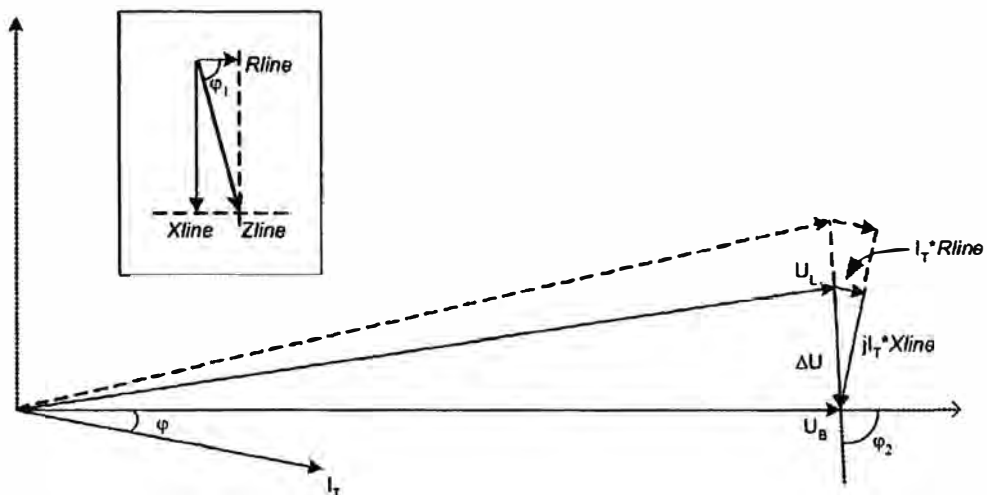


Fig. 3.1 Transformador con regulación de reactancia inversa y sin corriente circulante

La tensión:

$$\Delta U = U_B - U_A = I_T \cdot R_{line} + j \cdot I_T \cdot X_{line} \quad (3.1)$$

Tiene un argumento φ_2 es levemente inferior a -90° , U_L tiene aproximadamente la misma longitud que U_B , independientemente de la magnitud de la corriente de carga I_T del transformador (indicada con la línea discontinua). El control de cambio de tomas automático regula la tensión hacia un valor ajustado que representa una magnitud de tensión sin tener en cuenta el ángulo de fase. Así, se podría decir que U_B y U_L , como también la línea discontinua, están en el valor meta.

Se supone que deseamos lograr que $\varphi_2 = -90^\circ$. Entonces:

$$\Delta \bar{U} = \bar{Z} \cdot \bar{I} \Rightarrow \Delta U \angle -90 = (Z \angle \varphi_1) \cdot (I \angle \varphi) \Rightarrow \varphi_1 = -\varphi - 90 \quad (3.2)$$

Si por ejemplo, $\cos\varphi=0.8$, entonces $\varphi=37^\circ$, se toma como referencia la figura 3.1, φ es negativo (carga inductiva), se obtiene:

$$\varphi_1 = -(-37) - 90 = -53^\circ \quad (3.3)$$

Para lograr una regulación más adecuada, se puede realizar un ajuste a un valor de φ_2 levemente inferior a -90° ($2-4^\circ$ menos).

El efecto de cambiar el factor de potencia de la carga es que φ_2 ya no es cercano a -90° , lo cual da como resultado que U_L es inferior o superior a U_B si la relación R_{line}/X_{line} no se ajusta.

En la figura 3.2 se muestra un ejemplo de lo indicado, se aplicaron los ajustes de X_{line} y R_{line} para $\varphi=11^\circ$ de la figura 3.1 con un valor diferente de φ ($\varphi=30^\circ$).

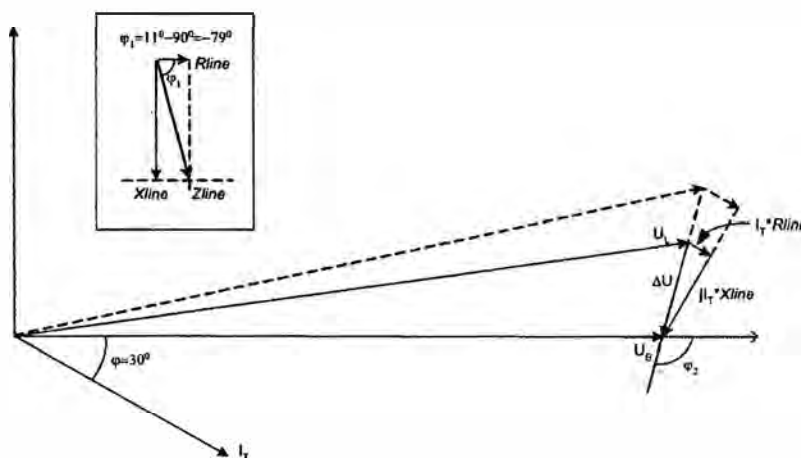


Fig. 3.2 Transformador con regulación de reactancia inversa mal ajustado al factor de potencia

Como se puede observar en la figura 3.2, el cambio del factor de potencia dio como resultado un aumento de φ_2 que, a su vez, hace que la magnitud de U_L sea superior a U_B . También se puede observar que un aumento en la corriente de carga agrava la situación, como también la agrava un aumento en el ajuste de Zline (Rline y Xline).

Aparentemente, la relación Rline/Xline sigue la ecuación 3.3, es decir, el valor de φ_1 , se debe ajustar con respecto al factor de potencia, lo cual también significa que el método de reactancia inversa no se debería aplicar a sistemas con un factor de potencia variable.

No existen reglas para el ajuste de Xline a fin de que se logre un equilibrio óptimo entre la respuesta al control y la susceptibilidad al factor de potencia variable. Una manera de determinar el ajuste es por prueba y error.

Este método no es muy utilizado, excepto en aplicaciones muy especiales. Controla de manera eficiente la tensión en el extremo de la carga en lugar de la barra asociada a los transformadores siempre y cuando el factor de potencia se mantenga constante.

Para su implementación no se requieren dispositivos adicionales a los AVR's, no se requiere interconexión con los demás AVR's por lo que los transformadores pueden estar distantes unos de otros.

3.1.2 Análisis del método de la corriente reactiva circulante

Como se describió en el Capítulo II este método consiste en reducir la corriente circulante que puede generarse al conectarse los transformadores en paralelo, con el fin de lograr este objetivo se utiliza la siguiente técnica (figura 3.3):

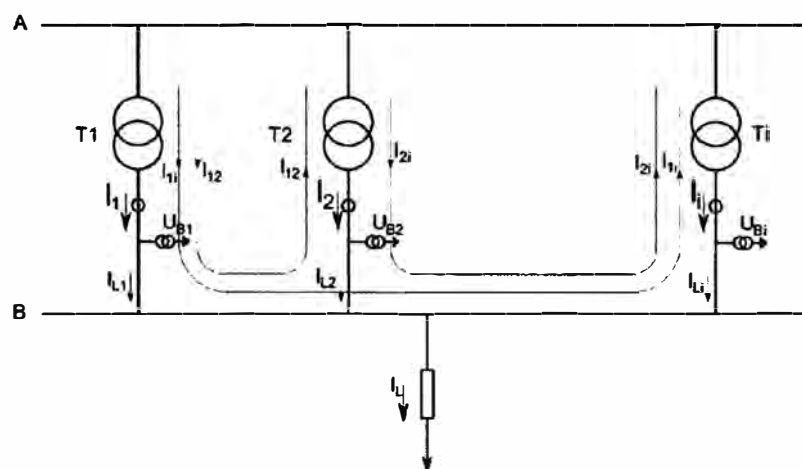


Fig. 3.3 Desarrollo del Método de la corriente circulante

- La tensión en barras U_B se mide de manera independiente para transformador del grupo de paralelo, tomamos las medidas U_{B1} , U_{B2} , hasta U_{Bi} , se calcula el

promedio de estos valores al cual llamamos U_{BPRM} , este valor será utilizado por los AVR's para regular la tensión.

- Los valores de corriente y ángulos de fase medidos en cada transformador (I_1, I_2 hasta I_i) son utilizados para calcular la corriente circulante. Se llama " I_{cir-i} " a la corriente circulante para el transformador " i ".

$$I_1 = I_{L1} + I_{L2} + \dots + I_{Li} ; I_2 = I_{L2} + (-I_{12}) + \dots + I_{L2i}$$

$$I_i = I_{Li} + (-I_{1L}) + (-I_{2i}) + \dots + I_{(i-1)i}$$
(3.4)

$$I_{CIR1} = I_{12} + I_{13} + \dots + I_{1i} \quad I_{CIR2} = -I_{12} + I_{23} + \dots + I_{2i1}$$
(3.5)

El AVR se encargara de realizar el cálculo de las corrientes circulantes en cada transformador con los datos de medición obtenidos.

- Se asocia a la corriente circulante de cada transformador a una desviación de tensión " $U_{\Delta i}$ " de la siguiente manera:

$$U_{\Delta i} = C_i \cdot I_{cir-i} \cdot X_{cc-i}$$
(3.6)

Donde para el transformador " i ", X_{cc-i} es la reactancia de cortocircuito y C_i es un coeficiente de ajuste.

Esta tensión proporcional a la corriente circulante de cada transformador es positiva si el transformador produce corriente circulante y negativa si el transformador recibe corriente circulante.

- Ahora la tensión en vacío de cada transformador " U_{Bvac-i} " se puede aproximar de dos formas:

$$U_{Bvac-i} = U_{BPRM} + U_{\Delta i}$$
(3.7)

$$U_{Bvac-i} = U_{Bi} + U_{\Delta i}$$
(3.8)

- Como se explicó en el acápite 2.5.2, las corrientes reactivas circulantes dependen de las impedancias de cortocircuito y de las diferencias de tensiones en vacío. Entonces si se detecta una corriente reactiva inadmisibles, los AVR's llevan a cabo un ajuste de los cambiadores de tomas bajo carga afectados de manera que las tensiones en vacío calculadas se aproximen.

De esta manera el control se realiza de manera adecuada ya que la posición del cambiador de tomas es directamente proporcional a la tensión en vacío calculada de cada transformador. Sin embargo es posible que los diferentes valores de U_{SET} (tensiones de seteo) de cada transformador provoquen que los transformadores operen en forma desequilibrada (por ejemplo tomas debajo de las condiciones normales) y la regulación de la tensión sea inestable.

Para superar este inconveniente utilizaremos el valor promedio de U_{SET} para transformadores que funcionan en paralelo, el cual se debe de calcular automáticamente y se puede usar para regular la tensión. Así la tensión en vacío calculada para cada transformador se compara con la tensión de ajuste del AVR " U_{SET} ". Una desviación fuera de la zona inactiva externa (Intervalo en U_1 y U_2 de la figura 3.4) iniciara el cambio de toma.

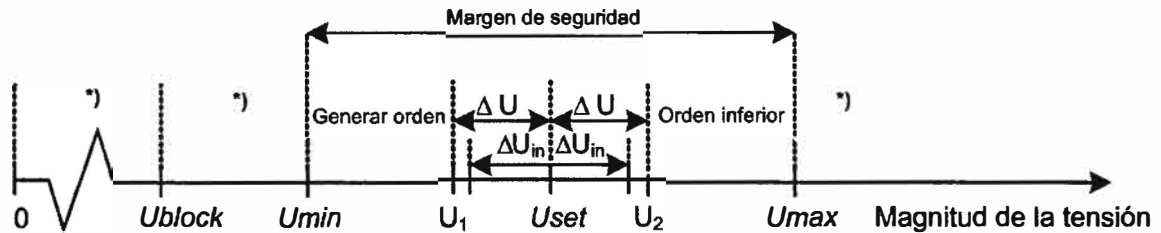


Fig. 3.4 Medidas de control en una escala de tensión

Para la implementación de este método se requiere una interconexión para el intercambio de información entre los AVRs, también deben de tener la una alta capacidad de procesamiento de datos. Los circuitos de control pueden ser confusos y se debe de tener en cuenta las polaridades de los transformadores de media, precisión, entre otros.

Este método es recomendable en el caso de conectar en paralelo transformadores con potencia nominal, tensión nominal, tensión de cortocircuito y grupo de conexión comparable; con rango de tomas, paso, relación de transformación igual o diferente.

3.1.3 Análisis del método de Maestro - Seguidor

En el acápite 2.6.3 se citaron las características que deben de tener los transformadores que operan con este método ya que en el caso de que presenten diferencias, por ejemplo en el número de tomas, se podrían generar corrientes circulantes debido a las diferencias de tensión.

Para su implementación se asigna la función de maestro a uno de los AVRs, que se encargara de medir y ajustar el cambiador de tomas bajo carga para regular la tensión de acuerdo a una tensión de referencia. Envía las órdenes los demás reguladores para que la posición de sus tomas se igualen a la del maestro.

Esta función permite que la regulación se realice de forma automática lo cual facilita la operación del sistema. Para la implementación de este automatismo se debe de tener en cuenta la posibilidad de la salida de servicio de alguna de las unidades del grupo del paralelo, frente a ello algunos fabricantes han desarrollado lógicas mediante las cuales

frente a la desconexión del transformador maestro, se asigna automáticamente la función maestro a otro transformador.



Fig. 3.5 Enlace de comunicación entre reguladores

Por ejemplo el fabricante MR determina de forma automática como maestro al regulador con la dirección más baja establece de esta manera un nivel de jerarquía. Según la figura 3.5 el maestro es el transformador A, a continuación se describe cómo funciona esta lógica para los transformadores:

- A, B y C en servicio: A es maestro, B y C seguidores.
- A desconectado, B y C en servicio: B es maestro y C es seguidor.
- B desconectado, A y C en servicio: A es maestro y C es seguidor.
- C desconectado, A y B en servicio: A es maestro y B es seguidor.
- A y C desconectados: B regula
- A y B desconectados: C regula
- B y C desconectados: A regula

Para conseguir la implementación de este método es necesario que los AVR's se comuniquen para intercambiar y procesar la información y de esta forma tener un control adecuado bajo el principio Maestro – Seguidor.

Este método tiene la ventajas de que los transformadores del grupo del paralelo siempre estarán equilibrados, lo que resulta en un mínimo de pérdidas del sistema y una eficaz regulación de la tensión.

3.1.4 Análisis del Método del factor de potencia

Este método ubica la posición de las tomas de los transformadores para mantener el factor de potencia igual en todos los transformadores, lo cual conlleva a que el transformador con mayor carga activa (impedancia más baja) también tendrá la mayor carga reactiva.

Este método no está orientado al control de la operación, por lo que la aplicación de este método es discutible, por ello es el menos recomendable.

3.1.5 Análisis del Balance de la corriente reactiva (ΔVAr)

Este método se basa en equilibrar el flujo de potencia reactiva en los transformadores. Dado que los cálculos de los flujos reactivos circulantes son realizados mediante algoritmos de los AVRs, para la implementación de este método se podrían utilizar los mismos equipos que para el método de corriente circulante para determinar la carga frente a la corriente circulante.

En el acápite 2.5 se indica que “El funcionamiento en paralelo significa la conexión directa de terminal a terminal entre los transformadores en la misma instalación.”, en el caso del ejemplo de la figura 2.21 se tiene una barra partida (con el interruptor A abierto), por ende configura una situación de paralelo incompleto, sin embargo los demás métodos no son aplicables en esta configuración.

Se recomienda utilizar este método cuando se tengan configuraciones especiales como subestaciones con configuraciones en anillo u otras configuraciones más complejas ya que el paralelismo puede ser implementado donde los demás métodos no funcionan.

3.2 Desarrollo del sistema de automatización para la operación en paralelo de transformadores

En el acápite 3.1 se han analizado los métodos para la operación en paralelo de transformadores, una vez seleccionado el método a utilizar debemos de proceder a desarrollar físicamente su implementación, en general los métodos de paralelo requieren un equipamiento similar los cuales describiremos a continuación.

3.2.1 Equipamiento para la automatización del paralelo de transformadores

En el Capítulo II se han descrito los problemas de vienen presentando los sistemas de relés reguladores de tensión que vienen siendo utilizados hasta hace pocos años, así también en los métodos mostrados para el paralelo de transformadores y sus respectivos análisis se evidencia la necesidad de ejecutar cálculos en tiempo real, para lo cual los datos y resultados deben de procesarse vía redes de comunicación para lograr una operación en paralelo adecuada. Para se utilizara la tecnología y los sistemas de comunicaciones que describiremos.

a. Relé regulador de tensión automático (AVR)

Este dispositivo se describió en el acápite 2.7.1, el cual junto con el conmutador bajo carga es uno de los más importantes para desarrollar el paralelo de manera

eficaz, por ello hay que prestarle una atención especial al momento de su selección ya que se encargara de procesar los datos e intercambiarlos con los demás AVR's, por ello debe de cumplir como mínimo con los siguientes requisitos:

Tecnología Numérica y programable, con ajustes de tiempo graduables.

Protocolos e interfaces para SCADA: IEC61850, DNP3, MODBUS, IEC 60870-5. Interfaces: Ethernet (RJ45, FO), serie (RS232, 485, BUS CAN)

Compatible con las tensiones y corrientes de medida de los PTs y TCs.

Métodos de paralelo según el seleccionado.

Bloqueo por subtensión y por sobretensión, DLC

Visualización de posición de TAP y de valores medidos como tensión, corriente, potencias (Activa, reactiva, aparente) y factor de potencia.

Parametrización remota.

b. Switch

Dispositivo digital lógico de interconexión de equipos, su función será interconectar a los reguladores a la red de control de la subestación, deberá contar cumplir las normas de fabricación IEC 61850-3, IEEE 1613, IEC 61588, protocolo IEC 61850, puerto de fibra óptica y RJ45

c. Tablero de regulación

Es el tablero o gabinete en el cual se instalaran los AVR's, Switch y demás dispositivos asociados, deberán de cumplir los requerimientos establecidos en las últimas publicaciones de las normas IEC 60439 y IEC 60947.

d. Fibra óptica

Se utilizara fibra óptica para el enlace de comunicaciones de los AVR's hacia el switch y del switch a la red de control de la subestación. La fibra deberá ser multimodo y cumplir las normas IEC 60793, IEC 60794, ITU-T G.651.1

e. Cables de control

Se utilizan para llevar las medidas de los transformadores de corriente y tensión asociados a los transformadores y las señales de posición desde los AVR's hasta los tableros de los OLTCs de los transformadores, debe de tenerse en cuenta las caídas de tensión que pueden producirse. Deben de cumplir la norma IEC60502, aislamiento XLPE y apantallados.

f. Indicadores de posición

Son unos equipos complementarios que también nos permitirán visualizar la posición de la toma del transformador, pueden ser instalados en el tablero de los OLTCs ubicados en el transformador o en el tablero de regulación, opcionalmente pueden ser habilitados para subir o bajar taps.

3.2.2 Sistemas de relés reguladores de tensión

A continuación se describe como deberá de funcionar el sistema de relés reguladores de tensión para la operación en paralelo de transformadores, con esta finalidad utilizaremos el caso de la subestación Trujillo Norte.

Como se describió en los antecedentes en la subestación Trujillo Norte existen dos autotransformadores de potencia (AT12 y AT31) los cuales están conectados en paralelo pero esta operación es desarrollada de manera deficiente, como se aprecia en la figura 1.1 en el lado secundario de cada uno de estos transformadores existen diferentes niveles de tensión para cada unidad.

Para atender el crecimiento de la demanda en la subestación Trujillo Norte, se ejecutó un proyecto para incrementar la capacidad de transformación en la subestación, mediante la instalación de un nuevo autotransformador (AT99) el cual deberá operar en paralelo con otros dos autotransformadores (AT12 y AT31) entre los niveles de 220 y 138 kV, según se aprecia en el diagrama unifilar de la figura 3.6.

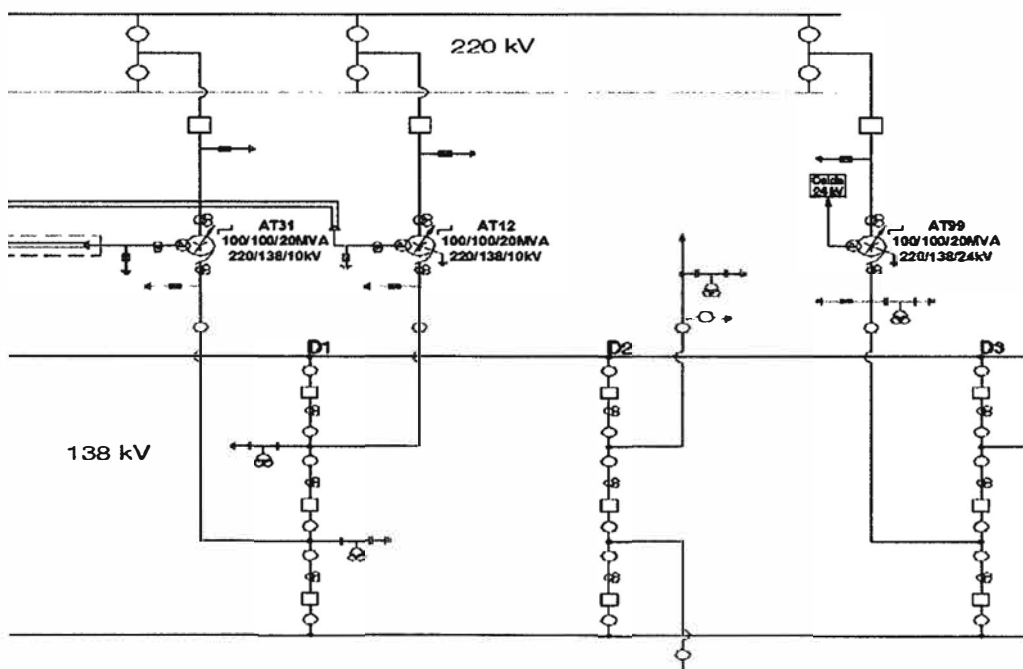


Fig. 3.6 Diagrama unifilar SE Trujillo Norte

Las características técnicas de los transformadores AT12, AT31 y AT99 se adjuntan en el Anexo B.

Se ha revisado las características de cada unidad, y se ha encontrado que tienen la misma potencia nominal en todas sus etapas de refrigeración, impedancias de cortocircuito y relación de transformación aproximadamente iguales, tensiones nominales

en el lado primario y secundario iguales, rango de tomas y pasos iguales. De acuerdo a los análisis desarrollados en la sección 3.1 y con estas condiciones resulta que el método para la implementación del paralelo es el Maestro-Seguidor debido que los transformadores tienen características similares, cumpliendo los criterios citados en el acápite 2.6.3.

Debido a que los AVR's existentes correspondientes a las unidades AT12 y AT99 no están trabajando adecuadamente y que no ha sido posible integrarlas hasta los niveles 2 y 3, se realizará su reemplazo, se adquirirán nuevos reguladores los cuales se instalarán en un nuevo tablero de regulación y deberán de cumplir como mínimo los requisitos indicados líneas arriba igualmente el resto del equipamiento a implementarse.

El sistema de relés reguladores de tensión, debe atender dos objetivos: El primero será que el control de la tensión en la barra de 138 kV se realice de manera automática utilizando el método Maestro – Seguidor, el segundo objetivo es poder realizar en forma manual el cambio de toma del transformador maestro desde todos los niveles de control (0, 1, 2 y 3) al cual los demás transformadores seguirán.

A fin de lograr los dos objetivos antes mencionados, la figura 3.7 constituye un apoyo del cual se obtienen las siguientes actividades e implementaciones que se deben realizar:

- i. Verificar disponibilidad de puntos de conexión en los transformadores de tensión y corriente.
- ii. Instalar el tablero de regulación en la ubicación seleccionada e instalar los AVR's y realizar los conexiones propios del tablero.
- iii. Realizar cableado y conexionado desde los transformadores de medida (PTs y TCs) asociado a cada transformador hacia su respectivo AVR para llevar las medidas de tensión y corriente de cada transformador. De manera similar realizar la conexión entre el tablero del OLTC ubicado en el transformador y el AVR para llevar señal de posición de TAPs.
- iv. Realizar el cableado y conexionado del enlace de comunicación hacia el sistema de automatización de la subestación y entre los AVR's.
- v. Realizar la configuración de los AVR's, habilitar el nivel de jerarquía según lo descrito en el apartado 3.1.3, el cual se establecer por orden de antigüedad de los equipos:
AT99 - Maestro > AT31 - Seguidor 1 > AT12 – Seguidor 2, de manera que frente a una salida de servicio, el transformador más joven será el maestro. Disponer a los AVR's para su configuración remota. De ser posible realizar pruebas preliminares.

- vi. Integrar los AVR's al sistema de automatización de la subestación (Nivel 2) mediante el protocolo IEC-61850 y realizar su integración hasta el centro de control (Nivel 3). Se realizaran pruebas entre nivel 2 y 3 en base a una lista de señales.
- vii. Realizar las pruebas funcionales desde todos los niveles (0, 1, 2 y 3), verificar la ejecución correcta del paralelo enviando ordenes de subir o bajar TAPs al maestro, al cual deberán de seguir los demás transformadores, activarla la función de automática del maestro (según el modelo del AVR), verificar él envió de órdenes y su ejecución de manera individual desde cada AVR, probar la regulación de cada transformador de manera individual en todo su rango de tomas (requerirá a la unidad sin carga), estas pruebas requieren coordinaciones con el centro de control.
- viii. En caso de que durante las pruebas se encuentren errores, como por ejemplo que un TAP se encuentre en la posición 15 y el AVR indique 16, se deberá realizar las correcciones necesarias y realizar la prueba hasta que sea satisfactoria.

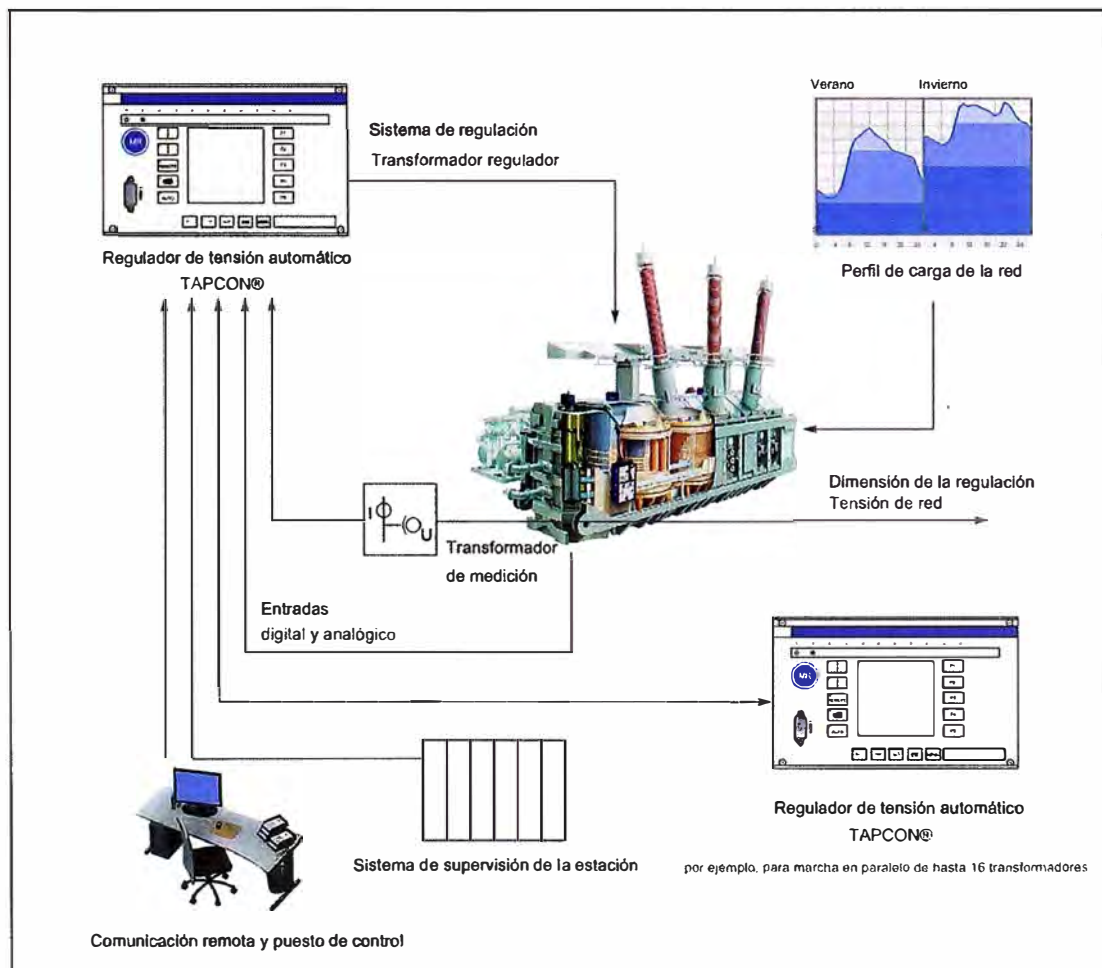


Fig. 3.7 Sinóptico guía para la regulación (Fuente MR – Tapcon 260)

Los AVR's han sido configurados para regular en base a la tensión consigna para la barra de 138 kV de la SE Trujillo Norte brindada por el operador del sistema, se encuentra activada la función (según el modelo del AVR) para que paralelismo bajo el esquema maestro-seguidor se realice en forma automática en base a la tensión consigna de la barra, de esta manera se regula la tensión de manera automática sin intervención del hombre, cumpliéndose el primer objetivo.

En el sexto paso, los AVR's se integraron a todos los niveles de control, es decir pueden ser manejados desde el centro de control (nivel 3), para realizar un cambio de toma, el operador del centro de control podrá desactivar la función automática, activar la función manual y de esta manera realizar el cambio de toma del transformador maestro y los demás los seguirán, de manera similar si realizamos la operación desde los demás niveles, de esta manera se cumple con el segundo objetivo.

Esta modernización para la operación en paralelo de los autotransformadores de la subestación Trujillo Norte mediante el nuevo sistema de relés reguladores de tensión ha dado buenos resultados como el buen control del paralelismo, mejor regulación de la tensión así como de la performance de la operación y gestión del sistema ya que se encuentra integrado en todos los niveles de control.

3.2.3 Arquitectura del sistema de automatización con AVR's

Se ha descrito la implementación de la modernización del sistema de relés reguladores de tensión en la subestación Trujillo Norte, el cual se desarrolló en base a una arquitectura para su integración hasta nivel 3, la cual se muestra en la figura 3.8.

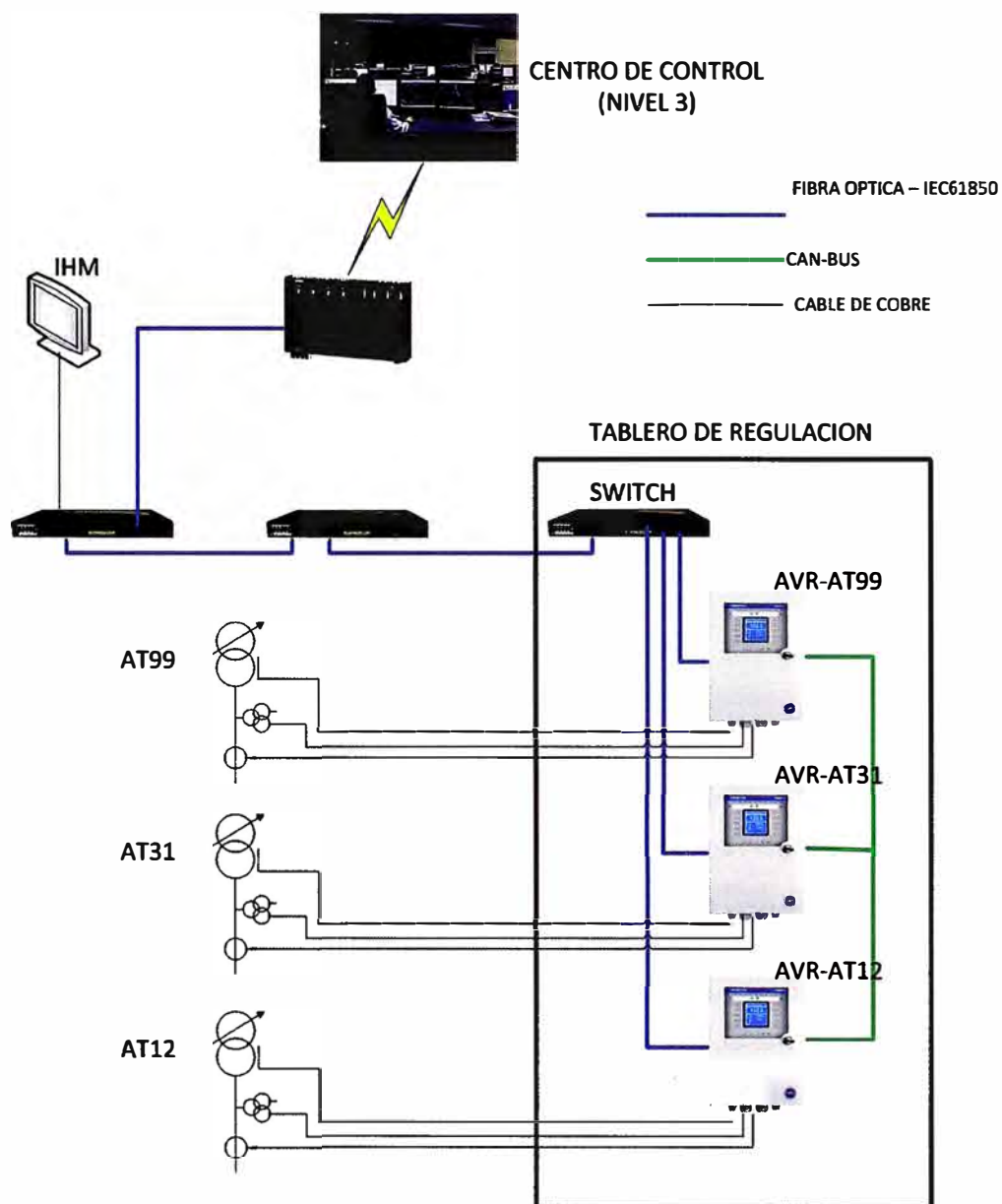


Fig. 3.8 Arquitectura del sistema de automatización del paralelo de transformadores en la subestación Trujillo Norte

CAPITULO IV

APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE PARALELO Y RESULTADOS EN LA SUBESTACIÓN TRUJILLO NORTE

4.1 Método de Paralelo – Aplicación – Implementación

De los métodos para el paralelo de transformadores estudiados y los requerimientos para su implementación, se presenta en la tabla N° 4.1 el cual muestra en qué casos es conveniente aplicar un método.

El sistema de automatización de la operación en paralelo de los transformadores es realizado a través de los relés reguladores de tensión (AVRs), los métodos de corriente reactiva circulante, maestro-seguidor y balance de la corriente reactiva requieren una interconexión entre los AVRs para el intercambio y procesamientos de datos. Esta interconexión permite la operación en paralelo de los transformadores según el método escogido y será implementada en el tablero de regulación en el cual se encuentran instalados los AVRs

Para la integración del sistema de relés reguladores hasta la IHM (nivel 2), estos equipos se deben conectar a la red local del sistema de control de la subestación, preferentemente en protocolo IEC 61850 si la subestación ya cuenta con este protocolo y para su integración al centro de control realizar el enlace desde el nivel 2 hacia nivel 3 (Centro de control).

Realizada la integración en todos los niveles del sistema automático de relés reguladores, se obtendrá la supervisión del paralelo de transformadores desde el patio de llaves de la subestación hasta los centros de control alejados y de esta manera se obtiene un mejor control de las tensiones y de la operación del sistema.

4.2 Método de Paralelo y la regulación de la tensión

EL sistema de transmisión eléctrico Peruano debe de mantener las tensiones en barras dentro de una tolerancia de $\pm 5\%$ de la tensión consigna en barras, en mucho casos esta

TABLA N° 4.1 Aplicación de los métodos de paralelo

Método	Aplicación	Implementación
Reactancia negativa	Sistemas con un factor de potencia constante.	Los AVR's no requieren intercambiar datos por lo que no hay cableado de interconexión, de esta forma su instalación es más sencilla
Corriente reactiva circulante	Transformadores con potencia nominal, tensión nominal, tensión de cortocircuito y grupo de conexión comparable; con rango de tomas, paso, relación de transformación igual o diferente.	Los AVR's requieren intercambiar y procesar la información para ello se debe implementar un enlace de comunicación entre los reguladores.
Maestro – Seguidor	Transformadores con: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Potencia nominal comparable. ▪ Mismo grupo de conexión, rango, paso y número de tomas. ▪ Tensiones nominales y relaciones de transformación iguales. ▪ Impedancias de cortocircuito % aproximadamente iguales. 	Los AVR's requieren intercambiar y procesar la información para ello se debe implementar un enlace de comunicación entre los reguladores.
Factor de potencia	No aplicable	No aplicable
Balance de la corriente reactiva (ΔVAr)	Solo en caso de tener configuraciones especiales (como por ejemplo barra de la fuente partida) y los demás métodos no puedan ser aplicados.	Los AVR's requieren intercambiar y procesar la información para ello se debe implementar un enlace de comunicación entre los reguladores, adicional a ello, dependiendo del tipo de configuración, se podría requerir por ejemplo llevar señales de posición de los interruptores a los AVR's y mayor procesamientos de datos por lo que su implementación puede llegar a ser más compleja y costosa que los métodos de corriente circulante o maestro-seguidor.

tensión es regulada mediante el cambio de tomas de los transformadores los cuales operan conectados en paralelo hacia la misma barra por su lado primario y secundario.

Es habitual encontrar transformadores en paralelo de potencias nominales diferentes (por ejemplo 50, 50, 100 MVA en la subestación Guadalupe ó 30, 50 MVA en la subestación Huacho) pero con tensiones nominales iguales e impedancias de cortocircuitos aproximadamente iguales, también en algunas situaciones especiales se han instalado transformadores de emergencia de potencia nominales, tensiones nominales impedancias de cortocircuito comparables. Entonces ¿Cuál es el método de paralelo que se debe utilizar de manera de obtener un adecuado control de la tensión en las subestaciones con transformadores del sistema de transmisión peruano? El sistema de transmisión eléctrico peruano presenta básicamente estas dos situaciones descritas (Subestación Trujillo Norte con transformadores de características similares y el caso de transformadores de emergencia de características comparables) por lo cual en base al cuadro anterior se debe utilizar los métodos maestro-seguidor ó corriente circulante para regular la tensión de acuerdo a las características de los transformadores, en tabla N° 4.2 se precisa este aspecto.

TABLA N° 4.2 Regulación de la tensión del sistema de transmisión con transformadores en paralelo

Situación	Método a usar
Transformadores con potencia nominal, tensión nominal, tensión de cortocircuito y grupo de conexión comparable; con rango de tomas, paso, relación de transformación igual o diferente.	Corriente reactiva circulante: En este método se utilizó una tensión promedio de las medidas por los transformadores UB_{PROM} el cual junto con un cálculo de corrientes circulantes es usada para calcula la tensión en vacío de cada transformador, el valor promedio de estas tensiones en vacío es usada regular la tensión y se minimizan las corrientes circulantes.
Transformadores con: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Potencia nominal comparable. ▪ Mismo grupo de conexión, rango, paso y número de tomas. ▪ Tensiones nominales y relaciones de transformación iguales. ▪ Impedancias de cortocircuito % aproximadamente iguales. 	Maestro – Seguidor Para usar este método se deben de cumplir las condiciones descritas, con lo cual lo transformadores siempre tendrán la toma en la misma posición regulando adecuadamente y las corrientes circulantes son prácticamente nulas.

4.3 Resultados de la implementación en la subestación Trujillo Norte

Anteriormente se describió el problema de regulación de la tensión de las barras de 138 kV de los transformadores en paralelo entre los niveles de 220 y 138 kV de la subestación Trujillo Norte, el sistema de regulación fue modernizado de acuerdo a la arquitectura de la figura 3.8, en la figura 4.1 se presentan las medidas de los nuevos reguladores de los transformadores AT12 (arriba) y AT31 (abajo).



Fig. 4.1 Nuevo tablero de regulación para los transformadores AT12, AT31 y AT99 de la subestación Trujillo Norte

En base a los registros mostrados por los reguladores en las figuras 2.1 y 4.1, se realiza una comparación en la tabla 4.3.

TABLA N° 4.3 Comparación sistema antiguo Vs. sistema nuevo

Transformador	Sistema antiguo	Sistema Modernizado
Autotransformador AT12	TAP 11, 142.3 kV	TAP 12, 139 kV
Autotransformador AT31	TAP 11, 137.5 kV	TAP 12, 138 kV

De la tabla N° 4.3, se tiene que en el sistema antiguo existe una diferencia de 4.8 kV entre los bornes de los secundarios de los transformadores AT12 y AT31, mientras que en el nuevo sistema se obtiene una diferencia de 1.0kV, esto significa una gran mejora en la regulación del nivel de tensión de la barra de 138 kV favoreciendo a la adecuada operación del sistema.

4.4 Presupuesto para la implementación del sistema de regulación automática para la operación en paralelo de tres transformadores.

La implementación de la automatización del paralelo de los transformadores de la SE Trujillo forman parte de un proyecto de Ampliación de la capacidad de subestación mediante la instalación de un nuevo Autotransformador de 100 MVA, el presupuesto para la automatización del paralelo de los tres transformadores se muestra en la siguiente tabla:

TABLA N° 4.4 Presupuesto para la implementación del sistema de relés reguladores de tensión para la SE Trujillo Norte para la operación en paralelo de tres transformadores

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario (USD)	Precio (USD)
1	Ingeniería de detalle	GI	1	4,000.00	4,000.00
2	Relé regulador de tensión para cada transformador	Un	3	13,520.00	40,560.00
3	Tablero de regulación	Un	1	19,883.00	19,883.00
4	Cables, fibra óptica y switch	GI	1	5,000.00	5,000.00
5	Instalación de tablero de regulación, AVR's, cableado y conexiónado	GI	1	6,500.00	6,500.00
6	Integración a los niveles 2 y 3, pruebas y puesta en servicio	GI	1	7,500.00	7,500.00
	TOTAL				83,443.00

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. En el presente trabajo se resumen los métodos que existen para la operación en paralelo de transformadores y se ha determinado su aplicación en cada caso.
2. Se ha mostrado que el uso de un sistema moderno de relés reguladores de tensión para el control de la operación en paralelo de transformadores de potencia tiene un impacto positivo en la regulación de la tensión ya que reduce la corriente circulante y mantiene la tensión en las barras alimentadas mediante los transformadores dentro de los niveles adecuados.
3. Cuando se aplica el método de corriente reactiva circulante a los casos de transformadores en paralelo con rango de tomas, paso, igual relación de transformación ó diferente, la corriente circulante es reducida y se mejora la regulación de la tensión en barras utilizando como tensión de referencia el valor promedio de las tensiones medidas por los transformadores.
4. El método Maestro – Seguidor se aplica en los casos de transformadores en paralelo con potencias nominales comparables, mismo grupo de conexión, rango, paso y número de tomas, iguales tensiones nominales y relaciones de transformación así como impedancias de cortocircuito en por unidad aproximadamente iguales. Dando como resultado transformadores en paralelo siempre equilibrados por ende un mínimo de pérdidas por corriente circulante y una eficaz regulación de la tensión.
5. Se muestra que los modernos relés reguladores de tensión ayudan a mejorar la performance de la operación y gestión del sistema permitiendo su integración al Sistema de Automatización de la Subestación y al Scada. Una comunicación adecuada entre los relés reguladores de tensión permite el intercambio rápido de la data. De esta manera los tiempos de coordinación son adecuados ya que el número

de operaciones del conmutador bajo carga será controlado, incrementándose el tiempo de vida útil del OLTC y reduciéndose el número de mantenimientos.

RECOMENDACIONES

6. Modernizar el sistema de relés reguladores de tensión en las subestaciones existentes e implementar en las nuevas instalaciones AVR's integrables mediante el protocolo IEC61850 e integrarlos a todos los niveles de control.
7. No operar en forma manual, dejar que el control de la operación en paralelo de los transformadores mediante el sistema moderno de relés reguladores de tensión sea automático en base a una tensión consigna. La tensión consigna o de referencia podrá ser cambiada cada cierto periodo de acuerdo a un estudio de tensiones en barras del sistema ó en base a la experiencia del operador. Para ello el sistema de control del paralelo debe operar de forma continua para corregir las desviaciones de tensión.
8. Debido a que los AVR's para el control del paralelismo requieren medidas de corriente y tensión, se debe disponer en los transformadores de corriente un núcleo de medida exclusivo, así también contar como mínimo con un transformador de tensión por cada transformador de potencia en paralelo para llevar las medidas de corriente y tensión a los reguladores.

ANEXO A

**ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN
GUADALUPE DE REP**

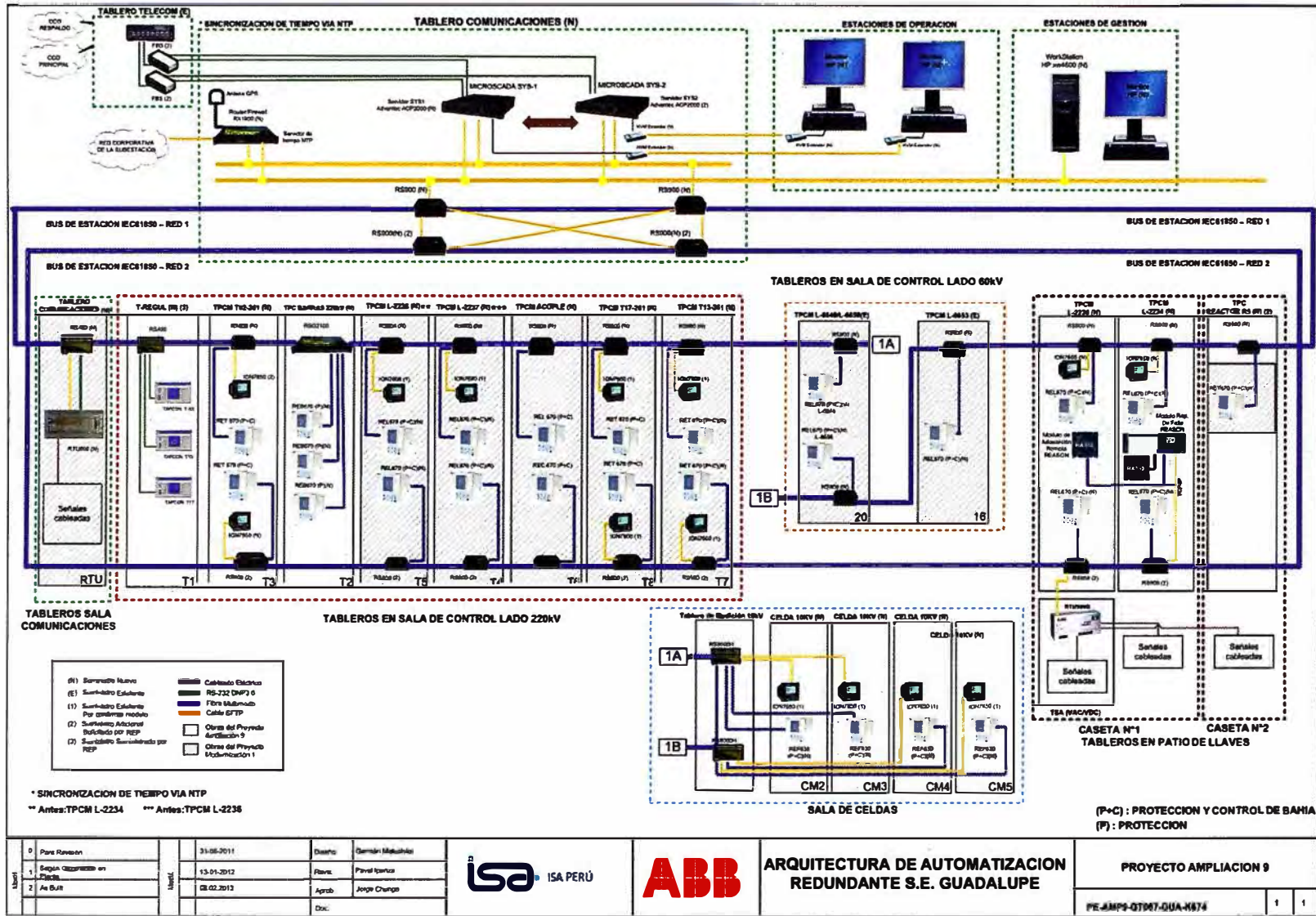


Fig. A1: Arquitectura de Automatización de la subestación Guadalupe

ANEXO B

LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS TRANSFORMADORES AT12, AT31 Y AT99.

Westinghouse S.A.					
100 000 KVA AT 220 ± 10 x 1% kV BT 138 kV FRECUENCIA 60 Hz		AUTOTRANSFORMADOR TRIFASICO DE COLUMNAS CLASE ONAN/ONAF		SERVICIO CONTINUO CALENTAMIENTO 65° C NORMAS IEC-76 AÑO 1985 N° 62408	
ALTA TENSION		BAJA TENSION		TERCIARIO	
POTENCIA NOMINAL 100 000 KVA NIVEL DE AISLAMIENTO LINEA 900 kV NEUTRO 325 kV		POTENCIA NOMINAL 100 000 KVA NIVEL DE AISLAMIENTO LINEA 550 kV NEUTRO 325 kV		POTENCIA NOMINAL 20 000 KVA NIVEL DE AISLAMIENTO LINEA 95 kV	
TENSION NOMINAL VOLTIOS	INTENSIDAD NOMINAL AMPERIOS	TENSION NOMINAL VOLTIOS	INTENSIDAD NOMINAL AMPERIOS	TENSION NOMINAL VOLTIOS	INTENSIDAD NOMINAL AMPERIOS
220000	262.43	138000	418.37	10000	1154.7
TENSION DE CORTOCIRCUITO	BASE KVA	RELACION KV		TENSION CTO CTO	
	100000	220/138		6.72%	
	100000	220/10		30.455	
	100000	138/10		21.97%	
GRUPO DE CONEXIONES	AT/BT: Yyn0o (AUTO), AT/TERC YNd11, BT/TERC Yyn0				
		PESO PARTE ACTIVA	38000 Kg		
		PESO CUBA Y ACCESC	29500 Kg		
		PESO DEL ACEITE	37800 Kg		
		PESO TOTAL	105300 Kg		
		PESO DE DESENCUBA	42000 Kg		
		PESO DE TRANSPORT	56000 Kg		
FABRICA DE CORDOBA (ESPAÑA)					

Fig. B1 Placa característica del Autotransformador AT12-211

CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO								
ALTA TENSION: 100 000 KVA CONMUTADOR JANSEN N° 180769					BAJA TENSION 100 000 KVA		TERCIARIO 20 000 KVA	
POSICION	SELECTOR	INVERSOR	TENSION VOLTIOS	INTENSIDAD AMPERIOS	TENSION VOLTIOS	INTENSIDAD AMPERIOS	TENSION VOLTIOS	INTENSIDAD AMPERIOS
1	1	+	242000	238.57	138000	418.37	10000	1154.7
2	2	+	239800	240.76				
3	3	+	237600	242.99				
4	4	+	235400	245.26				
5	5	+	233200	247.58				
6	6	+	231000	249.94				
7	7	+	228800	252.34				
8	8	+	226600	254.79				
9	9	+	224400	257.29				
10	10	+	222200	259.83				
11a	11	+	220000	262.43				
11b	K	+/-	220000	262.43				
11c	1	-	220000	262.43				
12	2	-	217800	265.08				
13	3	-	215600	267.79				
14	4	-	213400	270.55				
15	5	-	211200	273.37				
16	6	-	209000	276.24				
17	7	-	206800	279.18				
18	8	-	204600	282.18				
19	9	-	202400	285.25				
20	10	-	200200	288.39				
21	11	-	198000	291.59				
FABRICA DE CORDOBA (ESPAÑA)								

Fig. B2 Placa característica de la regulación del Autotransformador AT12-211

SIEMENS									
AUTOTRANSFORMADOR TRIFASICO DE POTENCIA									
PLACA DE CARACTERISTICAS									
TIPO COMOSM C786 S/230		P9 173471 - 1756		NUMERO DE BPCS 6991051		AÑO CONSTRUCCION 1997		NORMAS IEC 76	
POTENCIA NOMINAL AT/MT		80000/100000 KVA		CLASE T.P.		NIVEL BASICO DE INPULSO AT/MT/BT 950/550/95 Kv			
POTENCIA NOMINAL BT		16000/20000 KVA		SOBRETENPERATURA DE DEVANADO 65 K			SOBRETENPERATURA ACEITE 60 K		
TEMPERATURA PROMEDIO ANUAL		30 °C		FRECUENCIA 60 Hz		REFRIGERACION ONAN/ONAF		TEMPERATURA DE AMBIENTE MAX. 40° C	
GRUPO DE CONEXIÓN : Yyn0D11		SERVICIO CONTINUO		CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 5.91 KAAT			DURACION MAX. DEL CORTOCIRCUITO 2s		
POS		TENSION		CORRIENTE			IMPEDANCIA ONAN/ONAF		
1		242000 V		190 / 238.6 A			8,57 / 10.71		
11		220000 V 138000 V 10000 V		209 / 262.4 A		334.7 / 418.4 A		923.8 / 1154.7 A	
21		198000 V		233.3 / 291.6 A			3.94 / 4.93		
TANQUE RESISTENTE AL VACIO				PESO DESMONTABLE		45.5 T		PESO DEL ACEITE	
PESO TOTAL DEL TRANSFORMADOR				126 T		VOLUMEN DE ACEITE A 20° C		51150 l	
CONMUTADOR 3 X MA 351 - 170 / B-12233W				CORRIENTE NOM. 351 A		SERIE DE TENSION		170 kV	
								ACEITE SHELL DIALA A	
¡ATENCIÓN! ALTA TENSION EN BORNES AL ABRIR EL SECUNDARIO DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE									
¡ATENCIÓN! LEVANTAR TODO EL TRANSFORMADOR DE LAS OREJAS DEL TANQUE									
AUTOTRANSFORMADOR PROPIEDAD DE ETECEN									
PRIMARIO - ALTA TENSION									
CONEXIÓN	POS	TENSION (V)	CORRIENTE (A)		CONEXIÓN SELECTOR	CONEXIÓN PRESELECTOR			
			ONAN	ONAF			0+	0-	
	1	242000	190.9	238.6	1	0+			
	2	239800	192.6	240.8	2				
	3	237600	194.4	243.0	3				
	4	235400	196.2	245.3	4				
	5	233200	198.1	247.6	5				
	6	231000	199.9	249.9	6				
	7	228800	201.9	252.3	7				
	8	226600	203.8	254.8	8				
	9	224400	205.8	257.3	9				
	10	222200	207.9	259.8	10				
	11	220000	209.9	262.4	11				
	11A	220000	209.9	262.4	0	0-			
	11B	220000	209.9	262.4	1				
	12	217800	212.1	265.1	2				
	13	215600	214.2	267.8	3				
	14	213400	216.4	270.5	4				
	15	211200	218.7	273.4	5				
	16	209000	221.0	276.2	6				
	17	206800	223.3	279.2	7				
	18	204600	225.7	282.2	8				
	19	202400	228.2	285.3	9				
20	200200	230.7	288.4	10					
21	198000	233.3	291.6	11					
SECUNDARIO - MEDIA TENSION									
CONEXIÓN	TENSION	CORRIENTE							
		ONAN	ONAF						
	138000	334.7	418.4						
TERCIARIO - BAJA TENSION									
CONEXIÓN	TENSION	CORRIENTE							
		ONAN	ONAF						
	10000	923.8	1154.7						
FABRICADO EN COLOMBIA Licencia S.I.C N° 1054								Ref. 00/1997-03	

Fig. B3 Placa característica el Autotransformador AT31-211



TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO

TRANSFORMADOR TIPO	OSFSZ-100 000/220	N. DE FASES	3	NIVEL DE AISLAMIENTO				
N. DE SERIE	5352PN037/01	FRECUENCIA	60 Hz	ARROLLAMIENTO	HV	MV	LV	NEURO ALTA
FECHA DE FABRICACION	2013.09	DIAGRAMA DE CONEXIONES	YN _o d11	Um kV	245	145	24	-
CLASE DE ENFRIAMIENTO	ONAN/ONAF	NIVEL DE RUIDO	dB	LI kV	950	550	125	125
NORMA	IEC60076			AC kV	395	230	60	60
				SI kV	750	-	-	-

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	POTENCIA NOMINAL(MVA)			TENSION NOMINAL(V)			CORRIENTES NOMINAL (A)		
	HV	MV	LV	HV	MV	LV	HV	MV	LV
ONAN	80	80	16	220000	138000	24000	210	335	385
ONAF	100	100	20				262.4	416.4	481

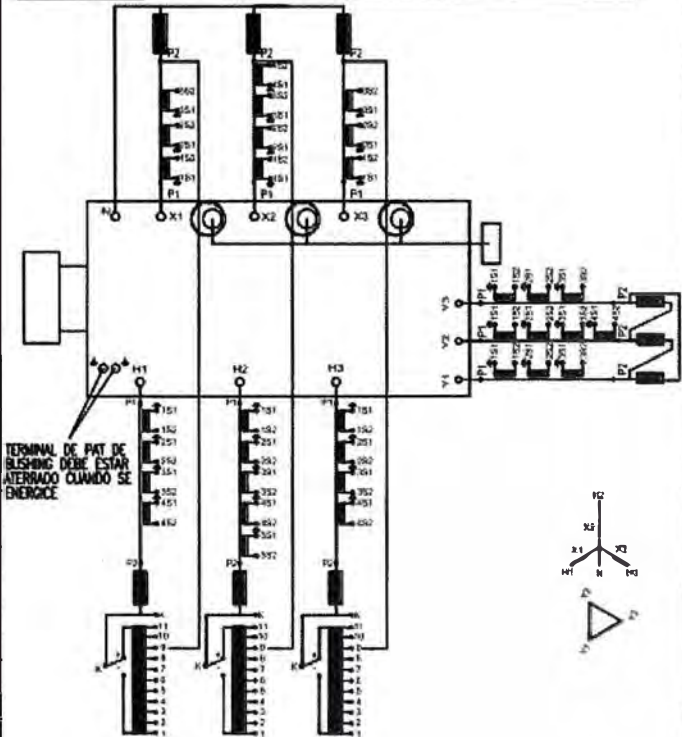
IMPEDANZA (%) (BASE DE 100 MVA, 75°)				PERDIDAS CON CARGA (kW, 75°) BASE DE 100MVA			PERDIDAS SIN CARGA (kW)	
TAP POS.	1	11 (A-B-C)	21	TAP POS.	1	11A, 11B, 11C	21	36.2
HV / MV	9.86	6.62	4.66	HV / MV	164.2	117.2	144.4	CORRIENTE SIN CARGA (A)
HV / LV	34.76	30.90	28.35	HV / LV	32.40	30.9	32.9	

IMPEDANZA (%) (BASE DE 100 MVA, 75°)		PERDIDAS CON CARGA (kW, 75°) BASE DE 100MVA		CIL TYPE NO MEDIDO TIPO "0"
MV / LV	21.31	MV / LV	32.8	

TAP POS	TENSION V	CORRIENTE(A)		O.L.T.C. CAMBIADOR	
		ONAN	ONAF	SELECTOR	PRE-SELECTOR
1	242000	191	238.6	1	K +
2	238800	183	240.8	2	
3	237800	184	243	3	
4	235400	198	245.3	4	
5	233200	198	247.6	5	
6	231000	200	249.9	6	
7	228800	202	252.3	7	
8	226600	204	254.8	8	
9	224400	206	257.3	9	
10	222200	208	259.8	10	
11A	220000	210	262.4	11	
11B	220000	210	262.4	K	K -
11C	220000	210	262.4	1	
12	217800	212	265.1	2	
13	215800	214	267.8	3	
14	213400	216	270.5	4	
15	211200	219	273.4	5	
16	209000	221	276.2	6	
17	206800	223	279.2	7	
18	204600	220	282.2	8	
19	202400	228	285.3	9	
20	200200	231	288.4	10	
21	198000	233	291.6	11	

MAX. TEMPERATURA AMBIENTE	40°C		
ALTITUD	30 m		
AUMENTO TEMPERATURA DEVINADO	65 K		
AUMENTO TEMPERATURA ACEITE	55 K		
PESO TOTAL	106 000 kg	PESO TRANSPORTE (SIN ACEITE)	80 000 kg
PESO PARTE ACTIVA	44 000 kg	PESO ACEITE	38 600 kg
CUBA Y CONSERVADOR SOPORTA VACIO			
CAMBIADOR DE TORNOS BAJO CARGA NR TIPO: 3X M-351-170°C-12233W			
O.L.T.C. N. DE SERIE:			

TC					
POSICIÓN TC	TIPO	CARGA VA	DEVINADO	RELACION	CLASE
H1	LRB-220	15	1S1 - 1S2	400/1	5P20
	LRB-220	15	2S1 - 2S2	400/1	5P20
H2	LRB-220	15	3S1 - 3S2	400/1	5P20
	LR-220	15	4S1 - 4S2	400/1	0.2S
H2	LR-220	15	5S1 - 5S2	350/2	CL3
X1	LRB-138	15	1S1 - 1S2	600/1	5P20
	LRB-138	15	2S1 - 2S2	600/1	5P20
	LR-138	15	3S1 - 3S2	600/1	0.2S
X2	LR-138	15	4S1 - 4S2	500/2	CL3
Y1	LRB-24	15	1S1 - 1S2	1000/1	5P20
	LRB-24	15	2S1 - 2S2	1000/1	5P20
Y3	LR-24	15	3S1 - 3S2	1000/1	0.2
	LR-24	15	4S1 - 4S2	550/2	CL3



NO DESCONECTAR LOS TC CUANDO EL TRANSFORMADOR SE ENCUENTRE ENERGIZADO

SEC Alstom (Wuhan) Transformers Co.,Ltd.

N037TS320

Fig. B4 Placa característica el Autotransformador AT99-212

ANEXO C

**POSIBILIDADES DE CONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA AL
RELÉ REGULADOR DE TENSIÓN.**

Conexión A: Medición monofásica en la red de fase 1

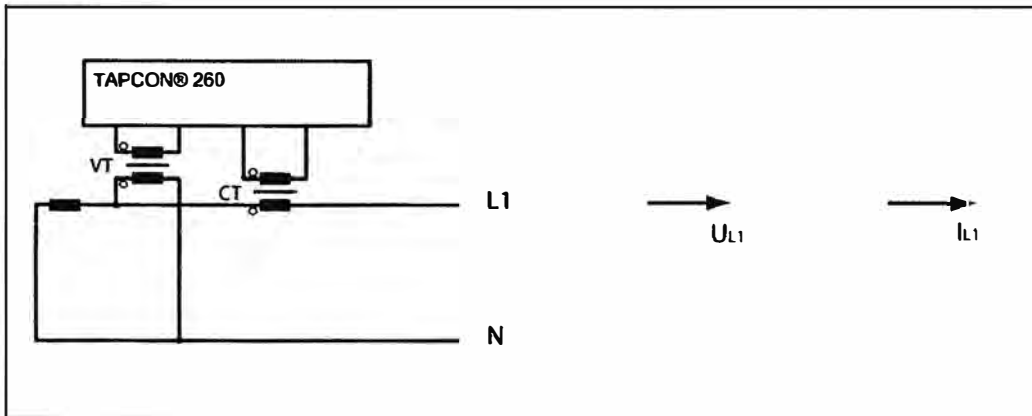


Fig. C1 Posición de fase 0 1PH

- El transformador de tensión TT está conectado en el conductor externo y en el conductor neutro.
- El transformador de corriente TC está insertado en el conductor externo.
- La tensión U_{L1} y la corriente I_{L1} son equifásicas.
- La caída de tensión en un conductor externo se determina mediante la corriente I_{L1} .

Conexión B: medición monofásica en la red de fase 3

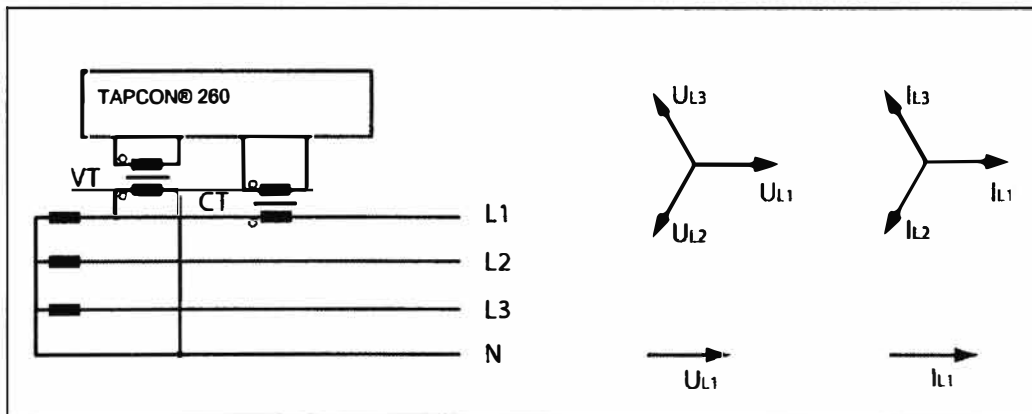


Fig. C2 Posición de fase 0 3PHN

- El transformador de tensión TT está conectado en el conductor externo L1 y en el conductor neutro.
- El transformador de corriente TC está insertado en el conductor externo L1.
- La tensión U y la corriente I son equifásicas.
- La caída de tensión en un conductor externo se determina mediante la corriente I_{L1} .

Conexión C

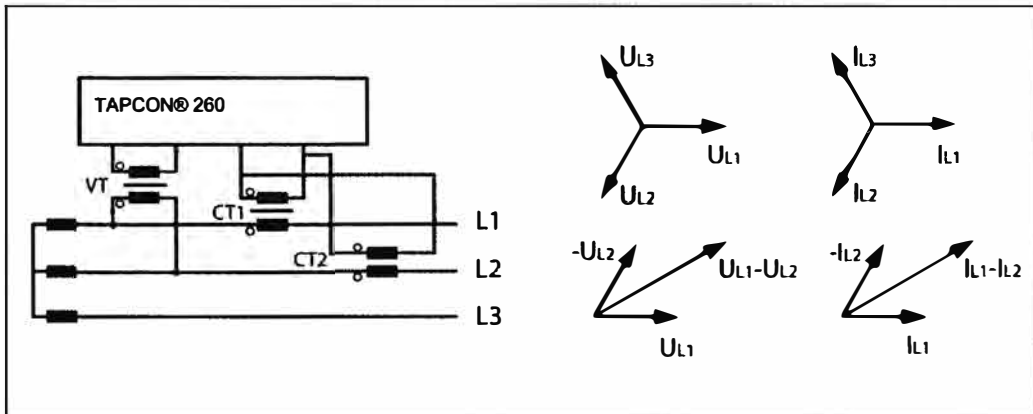


Fig. C3 Posición de fase 0 3PH

- El transformador de tensión TT está conectado a los conductores externos L1 y L2.
- El transformador de corriente TC1 está insertado en el conductor externo L1 y el TC2 en el conductor externo L2.
- Los transformadores de corriente TC1 y TC2 están conectados en paralelo de forma cruzada (corriente total = $I_{L1} + I_{L2}$).
- La corriente total $I_{L1} + I_{L2}$ y la tensión $U_{L1} - U_{L2}$ son equifásicas.
- La caída de tensión en un conductor externo se determina mediante la corriente: $(I_{L1} + I_{L2}) / \sqrt{3}$.

Conexión D

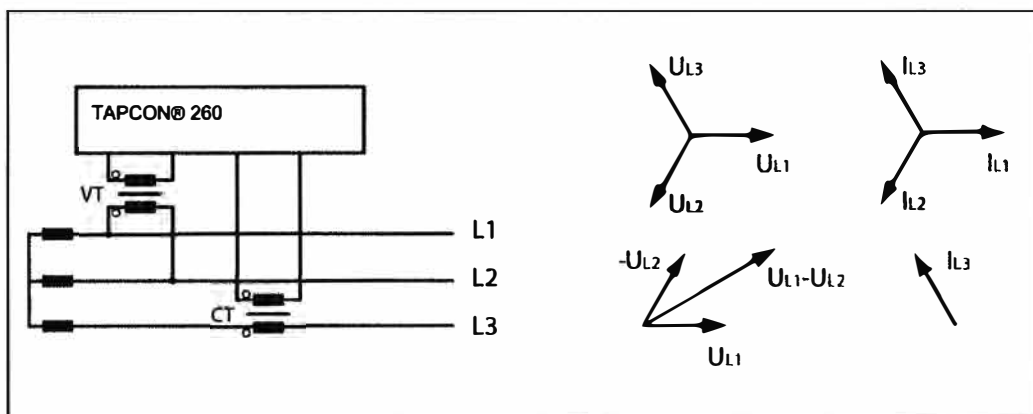


Fig. C4 Posición de fase 90 3PH

- El transformador de tensión TT está conectado a los conductores externos L1 y L2.

- El transformador de corriente TC está insertado en el conductor externo L3.
- La corriente I_{L3} se adelanta en fase a la tensión $U_{L1} - U_{L2}$ 90° .
- La caída de tensión en un conductor externo se determina mediante la corriente I_{L3} .

Conexión E

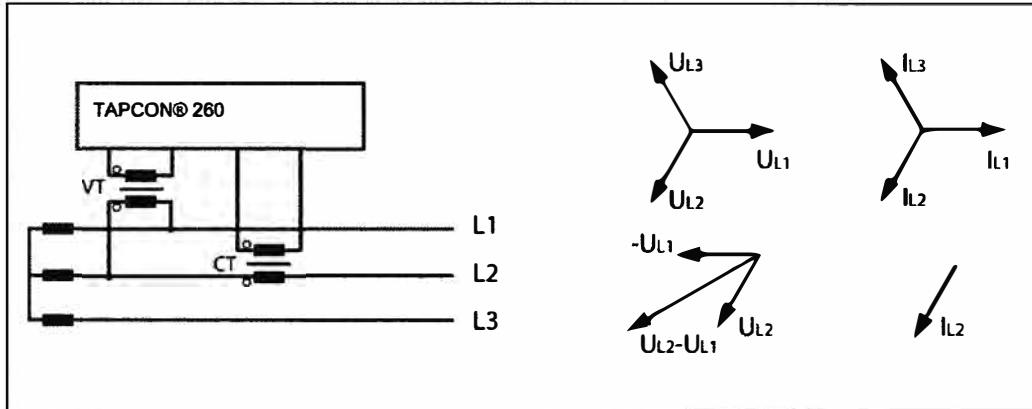


Fig. C5 Posición de fase 30 3PH

- El transformador de tensión TT está conectado a los conductores externos L1 y L2.
- El transformador de corriente TC está insertado en el conductor externo L2.
- La corriente I_{L2} se adelanta en fase a la tensión $U_{L2} - U_{L1}$ 30° .
- La caída de tensión en un conductor externo se determina mediante la corriente I_{L2} .

Conexión F

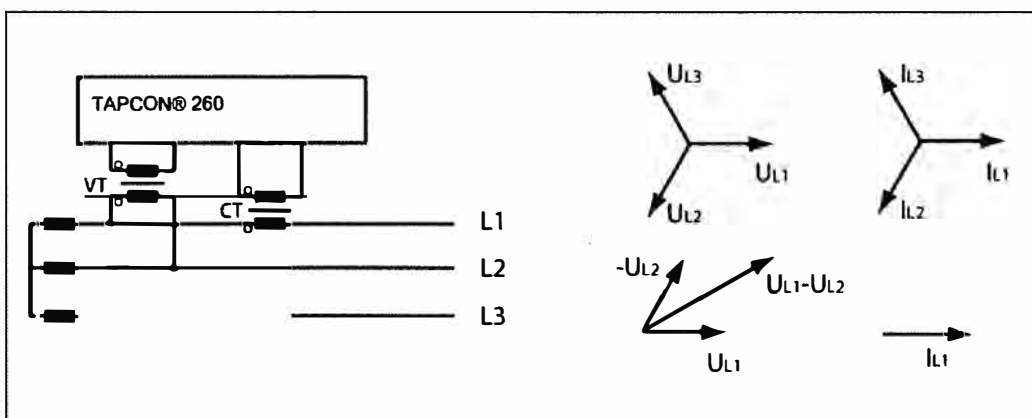


Fig. C6: Posición de fase -30 3PH

- El transformador de tensión TT está conectado a los conductores externos L1 y L2.
- El transformador de corriente TC está insertado en el conductor externo L1.
- La corriente I_{L1} se retrasa en fase a la tensión $U_{L1} - U_{L2}$ 30° . Esto corresponde a un desplazamiento de fase de -30° .
- La caída de tensión en un conductor externo se determina mediante la corriente I_{L1}

BIBLIOGRAFIA

- [1] Luis Omar Díaz Chávez, “Cálculo del límite de operación de Taps en un sistema radial”, Universidad Nacional de Ingeniería – Lima, 2006.
- [2] Alejandro Gonzáles Vergara, “Estudio de acoplabilidad de transformadores de potencia”, Universidad Carlos III de Madrid, 2009.
- [3] Edwin Choque y Manuel Carranza, “Paralelo de Transformadores: Experiencia de Campo y Recomendaciones para su Optima Operación”, 2010.
- [4] IEC 60076-1, “Power Transformers – Part 1: General”, 2000.
- [5] Rodolfo Echavarría y Eduardo Berber, “Reguladores Rápidos de Tensión”, RIEE&C, Revista de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación, Vol. 6 N°1, Junio 2009.
- [6] E. Tom Jauch, “Advanced Transformer Paralleling”, IEEE Member, 2001.
- [7] Mejia Villegas S.A., “Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión”, Colombia, 2003.
- [8] James H. Harlow, “Electric Power Transformer Engineering”, Estados Unidos, 2004.
- [9] Antonio Pérez García, “Reguladores de Tensión”, España, 2001.
- [10] J.J. Grainger y W. D. Stevenson Jr, “Análisis de sistemas de potencia”, McGRAW-HILL, 1996.
- [11] Maschinenfabrik Reinhausen, “Regulador de tensión TAPCON 230 expert”, Instrucciones de servicio, Alemania, 2014.
- [12] ABB, “Protección de transformador RET670”, Manual de Aplicaciones, febrero 2014.
- [13] Beckwith Electric, “Control del regulador digital M-6200A”, Estados Unidos, 2013.