



UNIVERSIDAD NACIONAL

“PEDRO RUIZ GALLO”

Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica



V PROGRAMA DE TITULACIÓN PROFESIONAL EXTRAORDINARIA

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**“SUMINISTRO, TRANSPORTE, MONTAJE,
PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DEL
TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE
30MVA EN LA NUEVA SUBESTACION
HUACA DEL SOL TRUJILLO-MOCHE”**

Presentado Por:

Bach. YOEL MANUEL MERINO VERA

Lambayeque – Perú

2019



**UNIVERSIDAD NACIONAL
“PEDRO RUIZ GALLO”**



Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

V PROGRAMA DE TITULACIÓN PROFESIONAL EXTRAORDINARIA

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**“SUMINISTRO, TRANSPORTE, MONTAJE,
PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DEL
TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 30MVA EN
LA NUEVA SUBESTACION HUACA DEL SOL
TRUJILLO-MOCHE”**

Presentado Por:

Bach. YOEL MANUEL MERINO VERA

Aprobado por el Jurado Examinador

PRESIDENTE: Ing. Ms.c. Segundo Abelardo Horna Torres.

SECRETARIO: Dr. Daniel Carranza Montenegro.

MIEMBRO: Ing. Ms.c. Carlos Javier Cotrina Saavedra.

ASESOR: Ing. Msc. Jony Villalobos Cabrera.

Lambayeque – Perú

2019



UNIVERSIDAD NACIONAL

“PEDRO RUIZ GALLO”

Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica



V PROGRAMA DE TITULACIÓN PROFESIONAL EXTRAORDINARIA

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

TITULO

**“SUMINISTRO, TRANSPORTE, MONTAJE, PRUEBAS
Y PUESTA EN SERVICIO DEL TRANSFORMADOR DE
POTENCIA DE 30MVA EN LA NUEVA SUBESTACION
HUACA DEL SOL TRUJILLO-MOCHE”**

CONTENIDOS

CAPITULO I: PROBLEMA DE LA INVESTIGACION.

CAPITULO II: MARCO TEORICO.

CAPITULO III: MARCO METODOLOGICO.

CAPITULO IV: ANÁLISIS E INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CAPÍTULO VI: REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

CAPITULO VII: ANEXOS.

AUTOR: Bach. YOEL MANUEL MERINO VERA

PRESIDENTE

SECRETARIO

MIEMBRO

ASESOR

Lambayeque – Perú

2019

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de tesis a Dios y a mis padres. A Dios porque ha estado conmigo a paso que doy, cuidándome y dándome fortaleza para continuar, a mis padres Praxedes y Rosa y a mi hermana Judith Del Rosario, quienes a lo largo de mi vida han velado por mi bienestar y educación siendo mi apoyo en todo momento, depositando su entera confianza en cada reto que se me presentaba sin dudar ni un solo momento en mi inteligencia y capacidad.

Es por ello que son lo que soy ahora Los amo con mi vida.

Yoel Manuel Merino Vera

AGRADECIMIENTO

Gracias a Dios por permitirme tener y disfrutar a mi familia, gracias a mi familia por apoyarme en cada decisión y proyecto, gracias a la vida porque cada día me demuestra lo hermosa que es y lo justa que puede llegar a ser; gracias a mi familia, Gleidy y de una manera muy especial a mi asesor Ing. Jony Villalobos por permitirme cumplir con excelencia en el desarrollo de esta tesis.

Gracias por creer en mí y gracias a Dios por permitirme vivir y disfrutar de cada día.

RESUMEN

El presente trabajo pretende ser una guía para el desarrollo y aplicación para efectuar un montaje del Transformador de Potencia sumergido en aceite, para ser instalado en una nueva subestación de potencia Huaca del Sol, la cual se conectara seccionando la actual LT 60kV Trujillo Sur–Viru con la finalidad de atender la carga del eje Moche–Salaverry y enlazar a las redes de media tensión en 10 kV y 33 kV brindándoles a los actuales y futuros usuarios un servicio enmarcado dentro de los márgenes de calidad que la Normativa Peruana rige.

Los transformadores de potencia son uno de los componentes más importantes de los sistemas de potencia, la falla de un transformador implica asumir elevados costos es por eso que las recomendaciones, instrucciones y normas aquí contenidas le darán una guía para realizar las labores de instalación o montaje y puesta en marcha o energización de un transformador de potencia.

Pero esta información no es el único requerimiento para que el transformador opere satisfactoriamente. Se requiere contar primeramente con personal calificado y herramientas y equipos diseñados para este propósito.

Se realizara un estudio de los componentes principales para saber la importancia de los mismos que se ve el transporte, el procedimiento de montaje, las pruebas que se realizaron en campo y el mantenimiento preventivo que se debe de realizar al transformador para alargar la vida del mismo. Es de tener en cuenta que estas instrucciones son generales y para algunos transformadores es posible que ciertas instrucciones y/o recomendaciones no sean aplicables.

PALABRAS CLAVES: Transformador de Potencia, Subestación Eléctrica

ABSTRACT

This work aims to be a guide for the development and application to make a power transformer submerged in oil, to be installed in a new Huaca del Sol power substation, which will be connected by sectioning the current LT 60kV Trujillo Sur-Viru in order to meet the load of the Moche-Salaverry axis and link medium voltage networks in 10 kV and 33 kV providing current and future users with a service framed within the margins of quality that the Peruvian Regulations govern.

Power transformers are one of the most important components of power systems, the failure of a transformer involves high costs that is why the recommendations, instructions and rules contained herein will give you a guide to perform the installation or assembly work and start-up or energization of a power transformer.

But this information is not the only requirement for the transformer to operate satisfactorily. It is necessary to count first on qualified personnel and tools and equipment designed for this purpose.

A study of the main components will be carried out in order to know the importance of the transport, the assembly procedure, the tests that were carried out in the field and the preventive maintenance that must be done to the transformer to extend the life of the same. . It must be taken into account that these instructions are general and for some transformers it is possible that certain instructions and / or recommendations are not applicable.

KEYWORDS: Power Transformer, Electric Substation

INDICE

INTRODUCCION	1
CAPÍTULO I	3
PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	3
1.1. Realidad Problemática	3
1.2. Formulación del problema	3
1.3. Delimitación de la investigación	3
1.4. Justificación e importancia de la investigación	4
1.5. Limitaciones de la investigación	5
1.6. Objetivos de la investigación	5
1.6.1 Objetivo General	5
1.6.2 Objetivos Específicos	5
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1. Antecedentes del Estudio	6
2.2. Desarrollo de la temática correspondiente al tema investigado	8
2.3. Definición Conceptual de la Terminología Empleada	21
CAPITULO III	27
MARCO METODOLÓGICO	27
3.1 Tipo y Diseño de Investigación	27
3.2 Población y muestra	27
3.3 Formulación de la hipótesis	27
3.4 Variables-Operacionalización	27
3.5 Métodos y técnicas de investigación	28
3.6 Descripción de los instrumentos utilizados	29
3.7 Análisis estadístico e interpretación de datos	29
CAPITULO IV	30
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS	30
4.1 Determinar las principales características del Transformador de Potencia a instalar.	30

4.2. Explicar las maniobras y el proceso de Transporte al Transformador de Potencia para llegar a la Subestación Huaca del sol	31
4.3. Explicar el proceso de Montaje del Transformador de Potencia	32
4.4. Realizar las pruebas correspondientes una vez ya instalado el Transformador de potencia	38
CAPÍTULO VI	40
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	40
6.1 Conclusiones.....	40
6.2 Recomendaciones.....	41
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	42
ANEXOS	44

INTRODUCCION

El mundo de la electricidad es comandado por las grandes centrales de generación eléctrica, quienes se encargan de hacer llegar dicha energía a los hogares y a la industria. Dicho proceso no podría ser ejecutado de una forma óptima si no fuera por los “equipos primarios”.

Tenemos una infinidad de equipos primarios de distinta composición, montaje y múltiples usos a la hora de trasladar la electricidad, por tal efecto es necesario conocerlos y tener una idea clara de cómo operarlos dada la gran cantidad de equipos nos enfocaremos solamente en uno de ellos: Transformador de potencia.

Los transformadores de potencia son uno de los componentes más importantes de los sistemas de potencia, la falla de un transformador implica asumir elevados costos es por eso que desde su adquisición se tiene que realizar una serie de procesos para cumplir con el debido montaje del transformador es por eso que el trabajo debe ser realizado por personal altamente calificado.

En el presente trabajo se realizó un estudio de los componentes principales para saber la importancia de los mismos se verá el traslado, las maniobras y el proceso de transporte para llegar a la subestación Huaca del sol, el proceso de montaje y las pruebas que se realizaron en el campo y a la vez el mantenimiento preventivo que se debe realizar al transformador para alargar la vida del mismo.

Las pruebas que se realizaron al transformador son trascendentales debido que se pueden detectar las fallas comunes y así evitar daños estas pruebas sirven de base para los posteriores resultados que se dan debido al mantenimiento que se debe realizar.

Por mucho tiempo, el mantenimiento preventivo de los transformadores ha estado basado en la determinación de la resistencia de su aislamiento junto con la medición de la rigidez dieléctrica de su aceite. Sin embargo, se sabe ahora que pruebas como el factor de potencia del aislamiento, contenido de humedad, tensión interfacial, acidez, entre otras, son muy importantes para obtener un diagnóstico más acertado del estado del transformador.

CAPÍTULO I

PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1. Realidad Problemática

La empresa Hidrandina S.A. tiene como finalidad de ejecutar proyectos dentro de su ámbito de acción o zona de concesión a fin de Ampliar su Frontera Eléctrica y dotar del servicio de energía eléctrica a todos sus clientes y futuros clientes, brindándoles de esta forma un servicio enmarcado dentro de los márgenes de calidad que la Normativa Peruana rige.

Hidrandina S.A. tiene el propósito de implementar la Nueva Subestación Huaca del Sol, la cual se conectará seccionando la actual LT 60 KV Trujillo Sur - Virú con la finalidad de atender la carga del eje Moche – Salaverry y enlazar a las redes de Media Tensión en 10 kV y 33 kV.

Por ello se tuvo que instalar dicho transformador de potencia de 30 MVA en la Nueva Subestación Huaca del Sol Trujillo-Moche (SECHO) de acuerdo al plan de inversiones en transmisión 2006 - 2013.

1.2. Formulación del problema

¿Cómo poner en servicio el Transformador de Potencia de 30 MVA en la Nueva Subestación Huaca del Sol? ?

1.3. Delimitación de la investigación

La presente investigación tendrá las siguientes delimitaciones:

1.3.1. Delimitación espacial

Nuestro trabajo de suficiencia profesional está Nueva Subestación Huaca del Sol Trujillo-Moche.

1.3.2. Delimitación temporal

El tiempo de limitación del trabajo fue en el año 2015.

1.3.3. Delimitación temática

El punto principal de esta investigación está denotado, en el contexto actual de la necesidad de transformar energía eléctrica para poder distribuirlo en la Zona de Concesión de Distribución de Hidrandina.

1.4. Justificación e importancia de la investigación

1.4.1. Justificación Técnica

Permitirá estudiar, analizar y aplicar una metodología para poner en servicio transformador de potencia de 30 MVA en la Nueva Subestación Huaca del Sol Trujillo-Moche (SECHO).

1.4.2. Justificación Económica

Este estudio se sustenta económicamente por que la energía eléctrica transformada por el nuevo Transformador de Potencia de 30 MVA, permitirá contar con energía eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, a un precio justo.

1.4.3. Justificación Social

El contar con energía eléctrica para poder distribuirla permitirá que la empresa concesionaria Hidrandina, pueda llegar a lugares que requieran el Servicio de Energía Eléctrica.

1.5. Limitaciones de la investigación

Como limitación principal, percibí la carencia el celo por parte de la empresa que ejecutó los trabajos en proporcionar la información referida a la puesta en servicio del Transformador de Potencia.

.

1.6. Objetivos de la investigación

1.6.1 Objetivo General

Realizar el Suministro, Transporte, Montaje, Pruebas y Puesta en Servicio de un Transformador de Potencia de 30MVA en la Nueva Subestación Huaca del Sol Trujillo-Moche.

1.6.2 Objetivos Específicos

- a. Determinar las principales características del Transformador de Potencia a instalar.
- b. Explicar las maniobras y el proceso de Transporte al Transformador de Potencia para llegar a la Subestación Huaca del sol.
- c. Explicar el proceso de Montaje del Transformador de potencia para llegar a la Subestación Huaca del sol.
- d. Realizar las pruebas correspondientes una vez ya instalado el Transformador de potencia.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes del Estudio

Vega Rodriguez, Sergio en la Tesis titulada: “Manual de Operación para Montaje, Pruebas y Puesta en Servicio de Transformadores Trifásicos de Alta Tensión de 100 A 450MVA”.

En la presente tesis el autor establece protocolos a los procedimientos que se deben realizar durante las Pruebas, Montaje y Puesta en servicio de transformadores de potencia y aplicarlos al caso de estudio referente al transformador de potencia de 500kV instalado en la subestación de Santa Rosa (Bolívar).

Núñez Foriesteri, Juan, en la Tesis titulada: “Guía para el mantenimiento de Transformadores de Potencia”.

El presente trabajo pretende ser una guía para el desarrollo y aplicación de un programa de mantenimiento preventivo periódico para transformadores de potencia en aceite. Conjuntamente con las actividades pertenecientes al mantenimiento preventivo, se analizan diferentes procedimientos y procesos útiles a la hora de realizar un mantenimiento correctivo del transformado.

Lora Benites, Jhon Walter, en la Tesis titulada: “Procedimiento para la puesta en servicio de transformadores de potencia”.

El presente informe tiene como objetivo dar a conocer las instrucciones necesarias y procedimientos a seguir para el montaje, pruebas eléctricas y la puesta en servicio

de Transformadores de Potencia.

El presente informe está comprendido en tres partes, la primera parte comprende el proceso de transporte del transformador de potencia desde su salida de la empresa distribuidora hasta el lugar de instalación y montaje del transformador en situ, la segunda parte está comprendido por las pruebas eléctricas, pruebas físico químicas y el análisis de gases disueltos del aceite que se debe realizar antes de la energización del transformador, la tercera parte comprende las consideración que se debe tomar en cuenta antes de la energización del transformador, maneras para disminuir la corriente de energización.

Finalmente, después de haber energizado el transformador se realiza la toma de carga verificando los parámetros eléctricos de los medidores.

En la tesis de Espinoza López, 2007. Titulada “Proyecto de Instalaciones Eléctricas del Centro de Distribución Central Saga S.A.- 800 kVA”.

El Centro de Distribución Central Saga S. A se encuentra ubicado en Avenida el sol sin número Lote 5, 5A y 6 de la Urbanización Zona Agropecuaria, Villarrica en el Distrito de Villa El Salvador, departamento de Lima, el lote tiene un área total de 55 296 m² siendo el área techada a considerar en una primera etapa de 17 816 m², la empresa Saga considera una ampliación futura de 31 749 m². El proyecto de Edificación de la obra está dividido en: áreas de oficinas, almacén, patio de maniobras, cocina y comedor, se ha definido la ubicación de áreas para una subestación, cuarto de bombas, bomba sumidero, grupo electrógeno, cuarto de comunicaciones, cuarto para tableros eléctricos.

El proyecto contempla el diseño de una subestación convencional en media tensión 10 kV, esta decisión de implementar una subestación de media tensión se justificó mediante cuadros comparativos entre las tarifas de media tensión y baja tensión.

2.2. Desarrollo de la temática correspondiente al tema investigado

2.2.1. Transformadores Trifásicos

Conceptos

La transformación de tensiones y corrientes en los sistemas trifásicos puede realizarse de dos maneras distintas. La primera de ellas consiste en emplear un transformador monofásico en cada una de las tres fases, de tal manera que se formen circuitos magnéticos independientes. Este sistema es poco económico, ya que emplea mucho volumen de hierro, a la par que es poco práctico por ser necesario incorporar tres unidades idénticas para realizar la transformación total. La segunda manera consiste en emplear un solo núcleo magnético en el que se incorporan todos los devanados necesarios. En este caso, el sistema está formado por tres columnas iguales sobre las que se arrollan las espiras que constituyen los bobinados primario y secundario de cada fase

En el estudio del transformador trifásico hay que considerar cada columna como un transformador monofásico, de tal forma que los ensayos, esquemas equivalentes, etc., deben expresarse en valores simples, pudiéndose aplicar entonces las mismas técnicas de análisis empleadas en el estudio de transformadores monofásicos. Por ejemplo, la relación de transformación será el cociente entre el número de espiras

por fase del primario y el número de espiras por fase del secundario, que coincidirá con la relación entre las f.e.m.s. por fase entre el primario y el secundario.

Conexión de devanados

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

- a. Estrella. Se unen en un mismo punto los tres extremos de los arrollamientos que poseen la misma polaridad, existiendo dos formas básicas según se una los terminales A, B, C ó A', B', C' (a, b, c ó a', b', c' para el secundario).
- b. Triangulo. Se unen sucesivamente los extremos de polaridad opuesta de cada dos devanados hasta cerrar el circuito; según sea el orden de sucesión en que se realiza esta operación, pueden existir dos formas diferentes.
- c. Zig-zag. Este tipo de conexión solo es empleado en el lado de baja tensión, consiste en subdividir en dos partes iguales los devanados secundarios, una parte se conecta en estrella y luego cada rama se une en serie con las bobinas invertidas de las fases adyacentes, siguiendo un determinado orden cíclico.

En general, la conexión en triangulo se comporta bien frente a los desequilibrios que provoca la alimentación de cargas no simétricas, mientras que las conexiones en estrella presentan problemas, deformando la onda de tensión (aparecen armónicos de tensión). La conexión zigzag representa una opción mejorada de la conexión en estrella, y se comporta bien ante desequilibrios, aunque presenta el inconveniente de necesitar un 15% más de cobre, sin embargo estas conexiones se pueden combinar de acuerdo al tipo de alimentación y a la carga a alimentar.

Las conexiones básicas de estos transformadores son:

- Conexión Y-y (Estrella – Estrella)

Para una tensión dada entre fases V_L , la tensión en bornes de una fase de un transformador conectado en estrella es, mientras que cuando se trata de transformadores conectados en triángulo la tensión en cada bobina es V_L , o sea, un 73% mayor; la corriente en cada bobina de un transformador conectado en estrella es igual a la corriente de línea I_L , mientras que la de un transformador conectado en triángulo es, o sea, el 58% de la corriente de línea. Así pues, siempre que las restantes condiciones sean las mismas, el devanado de un transformador conectado en estrella tendrá menos espiras, necesitará un conductor de mayor sección transversal que un transformador equivalente conectado en triángulo y su construcción será algo menos costosa. $3 / L V \ 3 / L I$

La conexión estrella-estrella se considera ventajosa cuando han de enlazarse dos sistemas de tensiones relativamente altas, e incluso existe otra razón que puede resultar conveniente en determinados casos, la de que no existe desplazamiento de fase entre las tensiones de primario y secundario.

- Conexión Y-d (Estrella – Delta)

La conexión se comporta razonablemente bien bajo cargas desequilibradas, ya que el triángulo redistribuye parcialmente cualquier desequilibrio que se presente.

Sin embargo, esta disposición tiene el problema de que, debido a la conexión en triángulo, las tensiones secundarias sufren un desplazamiento de 30° con respecto a las tensiones del primario, lo cual puede causar inconvenientes al conectar en

paralelo los secundarios de dos grupos transformadores, ya que para hacer esta maniobra, y como se demostrará más adelante, es preciso que los diferentes grupos tengan el mismo índice horario. La conexión Y-d se adapta particularmente bien a transformadores en sistemas de alta tensión en el extremo reductor de tensión de línea.

- Conexión D-y (Delta – Estrella)

Esta conexión presenta las mismas ventajas y el mismo desplazamiento de fase que la conexión Y-d. Se utiliza como transformador elevador en las redes de A. T. La tensión permite poner a tierra el punto neutro, con lo que queda limitado el potencial sobre cualquiera de las fases a la tensión simple del sistema, reduciéndose al mismo tiempo el costo de los devanados de A. T., por las razones expuestas en la explicación de la conexión Y-y.

Esta conexión es también muy utilizada en los transformadores de distribución, correspondiendo la estrella al lado de baja tensión, que permite de este modo alimentar cargas trifásicas y cargas monofásicas (en este caso entre fase y neutro). El primario en triángulo tiende a compensar los desequilibrios producidos por las cargas monofásicas.

- Conexión D-d (Delta – Delta)

Esta conexión se utiliza en transformadores de B. T., ya que se necesitan más espiras por fase de menor sección. Se comporta bien frente a cargas desequilibradas. Este montaje puede trabajar al 58% (es decir) de la potencia asignada trabajando como triángulo abierto en el caso de un banco trifásico con

transformadores monofásicos en el que hay una unidad averiada y hay que proceder a su reparación. 3 / 1

- Conexión Y-z (Estrella – Zigzag)

La conexión zigzag se emplea únicamente el lado de B.T. Este montaje se utiliza en redes de distribución, ya que permite el uso de un neutro en el secundario. Se comporta bien frente a desequilibrios de cargas. Debido a la composición de tensiones del lado secundario, se requiere un 15% más de espiras que en una conexión en estrella convencional.

Placa de características

La placa de características de un transformador trifásico contiene, entre otros, los siguientes valores:

- Potencia nominal.
- Tensiones nominales de primario y secundario.
- Corrientes nominales de primario y secundario.
- Relación de transformación.
- Frecuencia nominal.
- Datos de ensayo en vacío.
- Datos de ensayo en cortocircuito: potencia y tensión en valores reales y en p.u. W_{cc} y I_{cc} .
- Tipo de conexión y existencia de neutro, por ejemplo Dyn.

2.2.2. Transformadores De Potencia

Estos transformadores se construyen con potencias de 100 MVA a 450 MVA, y tensiones de serie hasta 500kV. Normalmente se emplean en subestaciones de transferencia de carga y son parte fundamental del sistema eléctrico al cual se incorporan. Por ello, en su diseño y fabricación se contemplan características eléctricas y mecánicas especiales y accesorios específicos para su debida protección y operación.

Por lo general, la relación de transformación del transformador es ajustable en forma escalonada bajo carga, para lo cual se instala un conmutador de accionamiento motorizado comandado remotamente en forma automática o manual, permitiendo, la primera, el accionamiento simultaneo de transformadores que estén conectados en paralelo. Para cumplir una gama amplia de ajustes de tensión se diseñan hasta con 19 pasos, incluyendo la derivación principal, con rangos de 1,5% por escalón y plena potencia en cada uno de ellos. El motor del accionamiento trabaja con rangos de tensiones entre +10% y -15% del valor nominal y están diseñados para que el accionamiento opere por pasos, es decir, que a cada señal de operación, independientemente de su duración suceda un cambio del conmutador bajo carga de solamente un escalón. Igualmente, existe una protección mecánica contra el sobrepaso de las posiciones finales.

Para el empleo en horas picos y sin exceder los límites de calentamiento estipulados por la norma ANSI C-53, los transformadores de potencia se equipan con ventiladores axiales ubicados en la parte inferior y se comandan por medio de relevos incorporados en los instrumentos de la imagen térmica previamente instalada

en el transformador. En la placa de características se especifica claramente la potencia a suministrar en las etapas ONAN, ONAF1 y ONAF2 (por sus siglas del inglés **Oil Natural Air Natural, Oil Natural Air Forced**), siendo, 1 y 2 diferentes etapas de ventilación forzada. Diseños muy especiales pueden utilizar otro tipo de refrigeración, como en el caso de los transformadores móviles que emplean el OFAF (por sus siglas del inglés **Oil Forced Air Forced**), en el cual el aceite se hace circular por radiadores exteriores separados del transformador.

Por ser los radiadores elementos muy delicados, ellos son generalmente removibles para permitir el desplazamiento del transformador al sitio de instalación y, eventualmente, ante desperfectos de uno de ellos, poder retirarse del conjunto, sellando sus válvulas, sin requerirse la salida del servicio por largo tiempo del transformador. Al momento del despacho del transformador, éste se envía con el aceite, los radiadores, el tanque de expansión y los pasatapas de alta tensión por separado y en su interior se implementa una atmósfera de nitrógeno que evita que las bobinas puedan humedecerse entre tanto al efectuarse el montaje en sitio, los anteriores elementos se integran al transformador.

A. Elementos de señalización y protección

a. Temperatura

A fin de determinar la temperatura de trabajo del transformador se emplean diferentes ejecuciones de termómetros acorde con el sitio de medición y el manejo de las respectivas señales que estos emiten. Para medir la temperatura del aceite en transformadores hasta de 2000kVA se dispone del tipo Messko XK-0011 de caratula

($\varnothing=85\text{mm}$) que se introduce en el estuche previsto en el tanque del transformador y permite, mediante dos contactos graduables entre -20°C y $+120^{\circ}\text{C}$, emitir señales de alarma y disparo. Adicionalmente cuenta con un indicador de máxima temperatura.

Para potencias superiores a 2500kVA se recomienda el tipo Messko XK-2392 para la medición de la temperatura del aceite. Esta ejecución de caratula ($\varnothing=173\text{mm}$) consta también de contactos de alarma y disparo graduable entre -20°C y $+140^{\circ}\text{C}$ e indicador de máxima temperatura. Adicional al tubo sensitivo el termómetro está equipado con un capilar que permite una transmisión de la señal de temperatura del aceite del sitio que se desee al aparato indicador.

b. Imagen Térmica

La utilidad de un transformador depende definitivamente de las exigencias térmicas que se hagan a los aislantes de las bobinas. Debido a ello, la supervisión de la temperatura de arrollamiento, que es función en cada caso de las condiciones de refrigeración y la carga de corriente, tiene una fundamental importancia para la seguridad de servicio del transformador.

La medición de la temperatura del aceite es un medio de protección aceptable solamente en caso de sobrecargas bajas y prolongadas. Sin embargo, en caso de picos de carga importantes y de corta duración, la temperatura del arrollamiento aumenta lentamente, lo que representa un calentamiento peligroso de este pues se reconocería demasiado tarde o no se advertiría.

Con base a lo anterior y dado que la medición directa de la temperatura del arrollamiento de un transformador en aceite sería demasiado costosa y representaría un origen de falla para todo el transformador, se emplea para el control de servicio un método indirecto, la imagen térmica, que emula la temperatura media o máxima del

arrollamiento en cada caso, también ante variaciones de carga de corta duración. Con ello se puede aprovechar ampliamente la capacidad de carga del transformador, frente a sobrecargas transitorias.

La imagen térmica está constituida por un portabobina metálico en el cual se introduce una sonda de temperatura del termómetro de resistencia con contactos, estableciéndose una muy buena conducción de calor. Sobre el portabobina se ubica un arrollamiento calefactor o de caldeo conectado a un transformador de corriente. La constante de tiempo y el gradiente de temperatura del conjunto bobina-aceite expresan con gran aproximación los valores de temperatura correspondientes a la bobina del transformador.

c. Ventilación Forzada

Para lograr una mayor potencia en un transformador sin deterioro de sus características constructivas, se puede emplear una refrigeración adicional con el sistema de ventilación forzada (ONAF, por sus siglas de inglés Oil Natural Air Force) que se efectúa por medio de ventiladores especialmente desarrollados para refrigeración de radiadores. Los ventiladores están conformados por un soporte cilíndrico en lámina de hierro con sustentación central, al cual se atornillan un motor monofásico o trifásico apto para el trópico (Clase de Protección IP44). El material de la carcasa es lámina de acero y las aspas son de material plástica (Polipropileno), o de acero. El motor viene completamente cerrado y todas sus superficies exteriores e interiores se protegen con pintura.

El accionamiento de los ventiladores se efectúa a través de un tablero de control en el cual se operan los contactores principales con base en señales del valor de disparo de la temperatura del aceite, provenientes del termómetro respectivo,

manteniéndose en servicio a los ventiladores hasta no descienda la temperatura del valor de alarma. Para cada transformador se estipulan previamente los valores de alarma y disparo.

d. Nivel de aceite

Para poder tener un control permanente del nivel de aceite, especialmente cuando el transformador está equipado con tanque de expansión. Esta ejecución transforma la posición de un flotador instalado al extremo de una varilla giratoria en señales de posición mediante conversión magnética. Con ello, un contacto emitirá señal de alarma y disparo cuando se sobrepase el valor previamente definido.

Figura 18. Indicador de nivel.

e. Sobrepresión

Cuando en un transformador refrigerado por líquido (aceite por ejemplo) se origina un cortocircuito, la descarga que se produce evaporará inmediatamente el líquido circulante y el gas generado buscará una evacuación. Esta sobrepresión debe aliviarse directamente o indirectamente en el curso de milisegundos, para evitar que la cuba del transformador quede permanente deformada.

Para ello se provee de un relé de presión súbita cuya función es detectar modificaciones sobre un determinado valor de presión previamente calibrado y, mediante contactos auxiliares, remitir la señal respectiva a los elementos de protección del transformador.

Cuando se desea anunciar y proteger un transformador con tanque de expansión de fallas que ocurren en su interior se emplea el relé Buchholz. Este detecta el efecto de cortocircuito entre espiras, entre devanados, contra masa, uniones defectuosas, etc., que se manifiestan mediante emanaciones de gas que buscan la salida por el tanque

de expansión, pero que se acumulan en la parte superior del relé, disminuyendo su nivel de aceite y permitiendo el descenso de dos flotadores con contactos que cierran circuitos eléctricos primero de alarma y posteriormente de disparo del seccionador o interruptor que conecta al transformador. Además, el relé Buchholz reacciona a las pérdidas de aceite o a la acumulación de aire.

f. Humedad

Algunas circunstancias climatológicas especiales, por ejemplo alto grado de humedad del aire, aconsejan equipar con deshumectadores de aire a los transformadores con tanque de expansión. En esta ejecución se está en comunicación con el exterior a través de un dispositivo cuya finalidad es secar el aire aspirado del exterior, cuando se produce una variación de volumen en el aceite, evitando así que penetre humedad en el transformador, alterando las características dieléctricas del aceite y se forme óxido en el tanque.

El deshumectador se compone de un cilindro de cristal lleno de gránulos de una sustancia deshidratante.

En la parte inferior hay una carga de aceite que impide el contacto permanente de la sustancia higroscópica con el aire de respiración que entra. El aire circula a través del aceite de purificación y luego pasa a los cilindros de cristal llenos de la sustancia higroscópica que absorbe la humedad. El aire expulsado del tanque de expansión, al calentarse el aceite del transformador, atraviesa el deshumectador en sentido inverso al descrito.

Los gránulos de la sustancia higroscópica son de silicato aluminico puro, con un colorante azul que sirve de indicador (al aumentar la saturación de humedad se produce con el tiempo un cambio de color, de azul a rosa). Los gránulos pueden

regenerarse calentándose paulatinamente de 150° C hasta 200° C, recobrando su color azul.

g. Sobreensiones

La seguridad de servicio en instalaciones eléctricas se ve amenazada frecuentemente por la aparición de sobreensiones. Como protección contra estas se emplean pararrayos cuya función es limitarlas a un valor aceptable, preservando de esta forma los niveles de aislamiento de los sistemas a proteger. Se entiende por sobreensiones todas aquellas que exceden el valor de la tensión de servicio máxima permanentemente admisible originada ya sea por efectos atmosféricos o por conexiones y/o desconexiones de otras redes.

Los pararrayos son apropiados para empleo en interiores y a la intemperie. Sus partes activas, explosores de extinción y resistencia dependiente de la tensión presente, se hallan instaladas dentro de una envolvente hermética de porcelana. En la parte interior se ubica un dispositivo de seguridad contra sobrepresión que se abre cuando esta supera un valor límite.

En funcionamiento, al sobrepasar la sobreensión el valor permitido, los explosores de extinción se cortocircuitan por arcos voltaicos y se establece una unión entre el conductor superior y tierra a través del bloque de resistencia, que tiene un valor alto a la tensión de servicio y muy bajo cuando esta se sobrepasa.

Para elegir un pararrayos se deberá tener en cuenta definir el tipo o clase del descargador deseado (Station class o distribution class), la tensión máxima que pueda tener la red en el lugar de montaje y el tipo de puesta a tierra de la red. En su montaje, la protección de pararrayos disminuye cuando la distancia al elemento a proteger aumenta y cuando la resistencia a tierra es alta.

h. Cortocircuitos

Cuando el transformador sufre un corto en su bobinado (corto entre espiras) o en su aislamiento (unión entre partes con tensión a tierra), se requiere desconectarlo prontamente para proteger tanto a la red como al mismo transformador para evitarle un deterioro mayor. Para tal fin se emplean para transformadores grandes fusibles del tipo HH con seccionadores de desconexión bajo carga que accionan por efecto de un percutor que se libera dentro del fusible al fundirse las tiras de plata.

Si el transformador es de distribución y se instala en un poste, el costo del seccionador y sus fusibles sería muy elevado. Por esto, se emplean por fase los llamados cortacircuitos que constan de un cuerpo de porcelana con agarradera central que permite su fijación en la cruceta y en cuyo extremo inferior se conecta el cable que va al transformador y se articula en un tubo de fibra de vidrio dentro del cual se introduce un hilo fusible, tubo que al girar se inserta en un contacto en lira superior al cual llega el conductor de alimentación. Mientras el fusible no se funda, el conjunto permanece en conexión; al fundirse, el peso del tubo lo hace desenganchar del contacto en lira y cae, quedando colgando en posición inferior abierta.

Estos transformadores se diseñan para operación continua con sobretensiones de hasta 10% del valor nominal, sin que por ello cambien sus características de funcionamiento. También se proveen tensiones de cortocircuito altas, del orden del 10%, para limitar anticipadamente las corrientes de falla.

Generalmente los transformadores de potencia se equipan con los siguientes accesorios de control y protección:

- a. Imagen térmica completa.

- b. Termómetro de aceite.
- c. Dispositivo de alivio de presión.
- d. Indicador del cambiador de derivaciones.
- e. Pararrayos.
- f. Transformadores de corriente instalados interiormente dentro del aceite y en cada pasatapa, para la emisión de señales a los relés de protección diferencial.
- g. Niveles magnéticos de aceite y relés Buchholz, tanto para el tanque principal como el conmutador de derivaciones.
- h. Relé de flujo.
- i. Tableros de control del accionamiento motorizado y de la refrigeración forzada y eventualmente, de paralelismo.

2.3. Definición Conceptual de la Terminología Empleada

Tensión nominal de un devanado:

Es la tensión específica para aplicarse o desarrollarse en funcionamiento sin carga entre los terminales de línea de un transformador polifásico o entre terminales de un devanado de un transformador monofásico.

Potencia nominal:

Es el valor convencional de la potencia aparente expresado en kVA o MVA, que sirve de base al diseño del transformador, la garantía del fabricante y los ensayos que determinan un valor bien definido de la corriente nominal admisible cuando la tensión nominal es aplicada.

La potencia activa es la potencia de trabajo neto medida en kW (kilovatios) y corresponde al producto de potencia nominal por el factor de potencia de la carga.

Corriente nominal:

Es aquella corriente que fluye a través del terminal de línea de un devanado obtenida al dividir la potencia nominal por el producto de su tensión nominal y el factor de fase (1 para transformadores monofásicos y $\sqrt{3}$ para transformadores trifásicos).

Derivación:

Es la conexión tomada de un devanado, usualmente para permitir la modificación de la relación de transformación. La derivación principal es aquella que se refiere al régimen nominal.

El valor y cantidad de derivaciones depende del tipo de transformador, siendo lo normal los pasos de 2.5% de la tensión nominal donde se indiquen las derivaciones. Sin embargo, su cantidad se determina según la potencia del transformador y si la conmutación de derivaciones se efectúa con el transformador con carga o sin tensión.

En el primero caso, generalmente para potencias de 10MVA en adelante, los conmutadores bajo carga admiten 19 o más derivaciones en tanto que para los transformadores de distribución, subestación y potencia para operación sin tensión se especifican valores normales de $\pm 5\%$ para la amplitud de las derivaciones y 2.5% para las tensiones de paso.

Pérdida sin carga (P_o):

Es la potencia activa absorbida cuando la tensión nominal, a la frecuencia nominal, se aplica a los terminales de uno de los devanados, estando el otro o los otros devanados en circuito abierto. También se conoce como pérdidas en vacío o pérdidas en el hierro.

Las pérdidas sin carga corresponden a la suma de las pérdidas por histéresis (P_h) más las pérdidas por corrientes de Foucault (P_f). Las primeras son las pérdidas de energía por el cambio de los dipolos en el hierro y las segundas por las corrientes inducidas en el hierro del núcleo.

Pérdida de carga (P_c):

Es la potencia activa absorbida a la frecuencia nominal cuando la corriente nominal fluye a través de los terminales de línea de uno de los devanados, estando los terminales del otro devanado en cortocircuito. Este valor debe ser referido a 85°C para la clase de aislamiento A_o usada en los transformadores. También se conoce con el nombre de pérdidas en el cobre.

Una variación en el valor de la intensidad trae consigo un cambio en las pérdidas de carga proporcional al cuadrado de la variación que haya tenido la corriente.

Corriente sin carga (I_o):

Es aquella corriente que fluye a través de un terminal de línea de un devanado, al aplicarse la tensión nominal a la frecuencia nominal, estando los demás devanados en circuito abierto. También se conoce como corriente de vacío o corriente de excitación.

La corriente sin carga de un devanado se expresa usualmente como un porcentaje de la corriente nominal de este. Para transformadores con más devanados se expresa como un porcentaje de la corriente nominal del devanado que tenga la potencia nominal más elevada.

Para los transformadores polifásicos las corrientes sin carga a través de los diferentes terminales de línea pueden no ser iguales. En este caso, cuando los valores de las diferentes corrientes no son dados separadamente, se supondrá que la corriente sin carga es igual a la media aritmética de estas corrientes.

Tensión nominal de cortocircuito (U_z):

Es la tensión a la frecuencia nominal que se debe aplicar entre terminales de línea de un devanado, mono o polifásico, para hacer circular la corriente nominal a través de estos terminales, cuando los terminales del otro devanado están en cortocircuito. Este valor debe ser referido a 85°C para la clase de aislamiento Ao. También se conoce con el nombre de tensión de impedancia.

La tensión nominal de cortocircuito se expresa usualmente como un porcentaje de la tensión nominal del devanado al cual se le aplica la tensión.

La tensión resistiva (U_r), cuyo valor corresponde a dividir la pérdidas con carga en W sobre la potencia nominal en VA, es la componente de la tensión de cortocircuito en fase con la corriente. La tensión reactiva (U_x) es la componente de la tensión de cortocircuito en cuadratura con la corriente. Con el valor de la tensión de cortocircuito se seleccionan adecuadamente las protecciones del transformador, teniendo en

cuenta que en este la máxima intensidad del cortocircuito presente en los bornes secundarios será igual a su corriente nominal dividida por el valor de U_z .

Sobretensión:

Se denomina sobretensión a todo aumento de tensión capaz de poner en peligro el material o el buen servicio de una instalación eléctrica. Los transformadores están diseñados y contruidos para operar sin inconvenientes con sobretensiones del 10% estando el transformador en vacío y del 5% con potencia nominal.

Regulación de tensión para una condiciones de carga específica (U_0):

Es la diferencia entre la tensión de un devanado y la tensión entre los terminales del mismo devanado con una carga y un factor de potencia especificados, manteniendo constante en su valor nominal la tensión aplicada al otro u otros devanados. Se formula como un porcentaje de la tensión nominal del primer devanado.

Capacidad de carga:

Es una medida de potencia traducida en Kilo – Volta – Amperio; en la mayoría de los casos los transformadores no trabajan a plena carga sino que en su empleo práctico tienen un consumo variable, la potencia nominal podrá sobrepasarse en un tiempo limitado.

La estimación diferente de la potencia en un mismo transformador, según la norma que se tome como base, determina una capacidad de sobrecarga diferente con respecto a la potencia nominal, considerando en cada caso una pérdida de vida asumida.

Siendo sin embargo la carga de un transformador un fenómeno aleatorio, se pueden admitir sobrecargas durante picos de consumo en función de la potencia procedente, la temperatura ambiente, la duración misma del pico y con referencia a un determinado porcentaje de pérdida de vida.

Calentamiento:

El calentamiento en los transformadores se produce por las pérdidas de energía eléctrica. En transformadores refrigerados por aire es la diferencia entre la temperatura de la cuba y la del aire refrigerante.

Los transformadores contruidos con aislantes de clase de aislamiento Ao permiten hasta 115°C de sobrettemperatura, para servicio continuo a la potencia nominal, con temperatura ambiente máxima de 40°C, temperatura promedio diaria de 30°C y con altura de instalación de 1000m sobre el nivel de mal. La temperatura del aire ambiente debe ser medida a una distancia entre uno y dos metros del transformador a una altura del piso que corresponda al punto medio del transformador.

Potencia, altura de instalación y temperatura ambiente:

Al aumentar la altura de instalación, se reducen la densidad y rigidez dieléctrica del aire, incrementándose consecuentemente el calentamiento del transformador.

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Tipo y Diseño de Investigación

El diseño para el presente estudio está clasificado de la siguiente manera: No-Experimental, Prospectivo-Transversal

- **No-Experimental**, porque no se manipulan deliberadamente variables, se observa fenómenos tal y como se dan en su contexto natural, para luego analizarlos.
- **Prospectivo**, porque intenta predecir un posible escenario futuro.
- **Transversal**, porque se limita a la toma de datos en un único momento de tiempo

3.2 Población y muestra

La muestra para el trabajo de investigación es igual a la población, viene dada por el Transformador de Potencia de 30 MVA a instalar.

3.3 Formulación de la hipótesis

Mediante un proceso planificado y con las pautas para el transporte, montaje y pruebas se pondrá en Servicio el Transformador de Potencia de 30MVA en la Nueva Subestación Nueva Subestación Huaca del Sol.

3.4 Variables-Operacionalización

Para probar el estudio de investigación se determinaron dos variables para la Operacionalización:

Variable Única: Suministro, Transporte, Montaje, Pruebas y Puesta en Servicio del Transformador de potencia de 30MVA

Tabla 1: Operacionalización de variables

Variable	Definición conceptual	Definición operacional	Instrumentos	Indicadores
Variable Única Suministro, Transporte, Montaje, Pruebas y Puesta en Servicio de Transformador de Potencia.	Es el procedimiento para poner en funcionamiento un Transformador de Potencia	Conjunto de Actividades que permiten poner en operación un Transformador de Potencia	Ficha de Observación	Potencia Tensión Amperios Temperatura

Fuente: Elaboración propia

3.5 Métodos y técnicas de investigación

3.5.1 Método de investigación

Guías de observación: mediante guías de observación se analizó el trabajo de investigación a realizar.

3.5.2 Técnicas de investigación

Las técnicas a ser utilizadas están en función a las etapas del proceso de desarrollo del proyecto.

Técnica de recolección de datos

Observación: están orientadas a obtener información sobre las características del Transformador de Potencia.

3.6 Descripción de los instrumentos utilizados

En nuestro trabajo de investigación se utilizó:

Ficha de Observación: sirvió para obtener las diferentes características del Transformador de potencia.

3.7 Análisis estadístico e interpretación de datos

Los datos obtenidos para el desarrollo del presente trabajo son los elementos que se sometieron a estudio, análisis e interpretación. La interpretación de datos es una de las etapas más importantes, porque se proyecta en las conclusiones.

La información que se obtuvo para el desarrollo del presente proyecto se presenta en forma de tablas y gráfico de barras, utilizando el MS Excel 2010, gracias a ello se ha podido determinar y dar posibles respuestas al problema planteado.

CAPITULO IV

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

4.1 Determinar las principales características del Transformador de Potencia a instalar.

El Transformador de Potencia de 30 MVA, a instalar en la Subestación Huaca del Sol tiene las siguientes características:

	CARACTERÍSTICAS	TRANSFORMADORES DE POTENCIA N°1	UNIDADES	COMENTARIO
1	EMPRESA	HIDRANDINA		
2	CÓDIGO DE LA SUBESTACION			
3	NOMBRE DE LA SUBESTACION	S.E HUACA DEL SOL		
4	TENSION DE LA BARRA	60kV		
5	UBICACIÓN DEL TRANSFORMADOR	Bahia del Transformador de Potencia 60/33/10kV		
6	CÓDIGO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	TP-6033		
7	TIPO DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA	TT	Transformador trifásico (TT), Banco de transformadores monofásicos (BTM), Autotransformador trifásico (AT) o Banco de autotransformadores monofásicos (BAM).	
8	MODELO	121313-1		
9	FABRICANTE	ABB		
10	PAIS DE FABRICACIÓN	Colombia		
11	AÑO DE FABRICACION	2013		
12	NUMERO DE SERIE	201208		
13	DESCRIPCIÓN			
14	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO	2015		
15	TIPO DE REFRIGERACIÓN	ONAN, ONAF	ONAN, ONAF	
16	POTENCIA NOMINAL ONAN	25/17/13 MVA	MVA	
17	POTENCIA NOMINAL ONAF	30/20/15 MVA	MVA	
19	TENSIÓN NOMINAL DEL PRIMARIO	58+10-16X1%Kv	kV	
20	TENSIÓN NOMINAL DEL SECUNDARIO	34 kV	kV	
21	GRUPO DE CONEXIÓN	YNynO(d1)	.	
22	FRECUENCIA NOMINAL	60 Hz	Hz	
23	ALTURA MÁXIMA SOBRE EL NIVEL DEL MAR	<1000 msnm	msnm	
24	TIPO DE NÚCLEO	-	.	
25	N° DE COLUMNAS DEL NÚCLEO	-	.	
26	¿TAPS EN EL PRIMARIO?	SI	SI/NO	
27	TIPO DE TAP PRIMARIO	VA	Fijo (F), Variable Manualmente (VM) o Variable Automáticamente (VA)	
28	TAP PRIMARIO ACTUAL	58	kV	
29	TAP PRIMARIO MÁXIMO	53,8	kV	
30	TAP PRIMARIO MÍNIMO	48,72	kV	
31	N° DE TAPS EN EL PRIMARIO	26	.	
32	¿TAPS EN EL SECUNDARIO?	SI	SI/NO	
33	TIPO DE TAP SECUNDARIO	F	Fijo (F), Variable Manualmente (VM) o Variable Automáticamente (VA)	

34	TAP SECUNDARIO ACTUAL	34	kV	
35	TAP SECUNDARIO MÁXIMO	-	kV	
36	TAP SECUNDARIO MÍNIMO	-	kV	
37	Nº DE TAPS EN EL SECUNDARIO	1	.	
38	DESFASE ANGULAR ENTRE PRIMARIO Y SECUNDARIO	-	grados	
39	CAPACIDAD MÁXIMA DE SOBRECARGA POR 2 HORAS	-	MVA	
40	¿DEVANADO PRIMARIO PUESTO A TIERRA?	SI	SÍ/NO	
41	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DEL PRIMARIO	-		
42	CORRIENTE MÁXIMA DE RESISTENCIA A TIERRA DEL PRIMARIO	-	A	
43	TIEMPO MÁXIMO DE CORRIENTE DE RESISTENCIA A TIERRA DEL PRIMARIO	-	segundos	
44	¿DEVANADO SECUNDARIO PUESTO A TIERRA?	SI	SÍ/NO	
45	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DEL SECUNDARIO	-		
46	CORRIENTE MÁXIMA DE RESISTENCIA A TIERRA DEL SECUNDARIO	-	A	
47	TIEMPO MÁXIMO DE CORRIENTE DE RESISTENCIA A TIERRA DEL SECUNDARIO	-	segundos	
48	POTENCIA BASE	25	MVA	
49	IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA PRIMARIO/SECUNDARIO POS. 1	10,53	%	
50	RESISTENCIA DE SECUENCIA POSITIVA PRIMARIO/TERCIARIO POS.1	18	%	
51	IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA SECUNDARIO/TERCIARIO POS.1	5,67	%	
52	RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO	-	%	
53	CORRIENTE DE VACÍO	-	%	
54	PÉRDIDAS EN EL HIERRO	17440	W	
55	BIL DEL PRIMARIO	325 kV	kV	
56	BIL DEL NEUTRO DEL PRIMARIO	145 kV	kV	
57	TENSIÓN MÁXIMA DE MANIOBRA DEL PRIMARIO		kV	
58	BIL DEL SECUNDARIO	170 kV	kV	
59	BIL DEL NEUTRO DEL SECUNDARIO	125 kV	kV	
60	TENSIÓN MÁXIMA DE MANIOBRA DEL SECUNDARIO	-	kV	
61	TENSIÓN MÁXIMA PARA 0.2 SEGUNDOS	-	%	
62	TENSION MÁXIMA PARA 1 SEGUNDO	-	%	
63	TENSIÓN MÁXIMA PARA 2 SEGUNDOS	-	%	
64	TASA DE SALIDAS FORZADAS	-	SALIDAS/AÑO	
65	DURACIÓN PROMEDIO DE SALIDAS	-	HORAS	
66	CAPACITANCIA A TIERRA DEL PRIMARIO	-	pF	
67	CAPACITANCIA A TIERRA DEL SECUNDARIO	-	pF	
68	CAPACITANCIA ENTRE PRIMARIO Y SECUNDARIO	-	pF	
69	ARCHIVO PDF DE PLACA			
70	ARCHIVO PDF DE PROTOCOLO DE PRUEBAS			
71	ARCHIVO PDF DE DAÑO TÉRMICO			
72	CURVA DE SATURACIÓN			
73	CURVA DE HISTÉRESIS			

4.2. Explicar las maniobras y el proceso de Transporte al Transformador de Potencia para llegar a la Subestación Huaca del sol

El Transformador de potencia de alta tensión, será embalado en fábrica para facilidad de transporte sin aceite aislante, accesorios separados y en algunos casos en secciones modulares. Para preservación de los aislamientos y evitar la entrada

de humedad de los mismos, durante su transporte el tanque se llena con nitrógeno a presión positiva.

El Contratista al recibir el transformador para su instalación, deberá efectuar una minuciosa inspección exterior con el objeto de verificar que no haya signos de daños externos. Se revisarán las condiciones de presión, contenido de oxígeno y punto de rocío del nitrógeno o aire seco según el caso.

4.3. Explicar el proceso de Montaje del Transformador de Potencia

El Contratista será responsable del manejo y montaje de todo el equipo y material en este concepto, obligándose a reponer a entera satisfacción del Propietario, todos los daños o pérdidas. En la presentación de la oferta se analizará por separado las siguientes actividades:

- Revisión interior.
- Maniobras para su colocación en sitio.
- Montaje de aisladores pasatapas (bushing), tableros de control y accesorios.
- Tratamiento preliminar de alto vacío.
- Tratamiento de secado del aislamiento.
- Llenado de aceite.
- Aplicación de pintura anticorrosiva y de acabado.
- Fijación de los tableros centralizadores de control y de cambiador de tomas.

.

Al iniciar el armado del transformador se revisará internamente para verificar y/o confirmar si no tiene daños; esta revisión se efectuará sólo en los casos aplicables y consistirá en lo siguiente:

- Antes de iniciar la revisión interna se tomarán precauciones para evitar riesgos de sofocación o contaminación por gas, para lo cual se deberá evacuarlo con bomba de vacío y sustituirlo con aire seco; si la presión del gas es “CERO” o “NEGATIVA”, y el contenido de oxígeno y punto de rocío mayores que los esperados, existe la posibilidad de que los aislamientos del transformador estén contaminados con aire y humedad de la atmósfera, por lo que será necesario someter el transformador a un riguroso proceso de secado después de su armado.
- El transformador no se deberá abrir en circunstancias que permitan la entrada de humedad (días lluviosos), no se dejará abierto por tiempo prolongado, sino el tiempo estrictamente necesario para lo cual, se considera que son suficientes dos horas como máximo.
- Para prevenir la entrada de humedad al abrir el transformador, se realizará un llenado que cubra las bobinas con aceite aislante desgasificado y deshidratado a una temperatura de 30°C, calentando núcleo o bobinas para reducir la posibilidad de condensación de humedad. Para mayor seguridad de este llenado preliminar, puede hacerse utilizando el método de alto vacío.
- Se debe evitar que objetos extraños caigan o queden dentro del transformador, las herramientas que se usen deberán ser amarradas al tanque con cintas de algodón mientras que estén montando o verificando las conexiones.

Las actividades más relevantes que se realizarán en la revisión interna serán las siguientes:

- Verificación minuciosa sobre la sujeción del núcleo y bobinas, así como posible desplazamiento.
- Verificar el número de conexiones a tierra del núcleo; revisando su conexión y probando su resistencia a tierra.
- Inspección visual de terminales, barreras entre fases, estructuras y soportes aislantes, conexiones y conectores.
- Revisión de los cambiadores de tomas, verificando contactos y presión de los mismos en cada posición.
- Verificar El Transformador de corriente y terminales de bushing, comprobando sus partes y conexiones.
- Revisar que no haya vestigios de humedad, polvo, partículas metálicas o cualquier material extraño y ajeno al transformador.
- Cualquier daño detectado durante la revisión interna, será reportado a la Supervisión quien ordenará lo procedente.

Las partes que vienen separadas del transformador estarán selladas con tapas provisionales las que se irán quitando durante el proceso de armado. El montaje se realizará sobre la base de las instrucciones de cada fabricante tomando en cuenta las precauciones indicadas en estas especificaciones sobre el contenido de oxígeno y llenado preliminar. Si los trabajos internos se prolongan más de un día, el transformador deberá sellarse y presurizarse al terminar la jornada.

El manejo e instalación de bushings se hará siempre en posición vertical y deberán estar limpios y secos. Se tomarán precauciones especiales durante su montaje para evitar roturas y daños de la porcelana, asimismo, se someterán a pruebas de aislamiento antes de instalarse.

Antes de instalarse los radiadores se lavarán perfectamente con aceite dieléctrico limpio y caliente (25 - 35°C), lo mismo se hará con el tanque conservador, tuberías y válvulas de aceite y se aplicará exteriormente una mano de pintura para acabado, color gris claro en conformidad con la Supervisión.

Los empaques de corcho neoprene que se usan para el montaje de los accesorios deberán estar limpios, así como las superficies y alojamiento; su montaje se hará con cuidado, comprimiéndolos uniformemente para garantizar un sello perfecto.

Todas las conexiones eléctricas deberán limpiarse cuidadosamente antes de soldarse o unirse a conectores mecánicos. Se confirmarán las operaciones de nivel, flujo y temperatura antes de sellar el tanque.

Una vez terminado el armado del transformador y sellado perfectamente se probará su hermeticidad, presurizándolo con aire o nitrógeno seco a una presión de 0.7 kg/cm², verificando que no haya fugas; explorando con aplicación de jabonadura en todas las uniones con soldadura, juntas y empaques. Si existieren se corregirán antes de proceder a su secado o llenado definitivo.

Antes del llenado definitivo del transformador con su aceite aislante, se someterá a un tratamiento preliminar con alto vacío para eliminar la humedad que haya absorbido durante las maniobras de revisión interna y armado; para efectuar el alto vacío deberán aislarse y sellarse el tanque conservador, radiadores, tuberías y accesorios.

El alto vacío deberá alcanzar una presión absoluta de 11 mm Hg, en estas condiciones se mantendrá durante 12 horas más 1 hora adicional, por cada 8 horas que el transformador haya permanecido abierto y expuesto al ambiente durante su inspección y armado.

A la terminación del alto vacío, se romperá introduciendo aire o nitrógeno ultraseco hasta lograr una presión de 0,35 kg/cm² dentro del transformador, manteniéndolo en estas condiciones durante 24 horas para alcanzar un equilibrio entre el gas y los aislantes.

A continuación se efectuarán mediciones de punto de rocío del gas, determinando la humedad residual de los aislantes, utilizando los procedimientos adecuados.

Con objeto de eliminar la humedad y los gases en los aislamientos, el transformador se someterá a un tratamiento de secado que le permita restaurarle sus características óptimas de rigidez dieléctrica y vida térmica de sus aislamientos; para tal fin, se podrán aplicar cualquiera de los siguientes procedimientos de secado y su

aplicación dependerá del tipo de transformador, del contenido de humedad y de los medios que se dispongan para efectuar el secado.

TIPOS DE SECADO

- Secado con alto vacío y calor continuo.
- Secado con alto vacío y calor cíclicos.
- Secado con alto vacío continuo.
- Secado con aire caliente.
- Secado con aceite caliente.

El equipo para secado de El Transformador al alto vacío será proporcionado por el Contratista incluyendo las válvulas, bolsa para aceite y accesorios para su conexión. Una vez seco el transformador y terminado su armado, se procederá al llenado con aceite aislante para cubrir núcleo y devanados.

El aceite aislante que se usará para el llenado definitivo del transformador, deberá ser un aceite deshidratado desgasificado, con un contenido máximo de agua de 10 p.p.m. El resto de las pruebas del aceite, tanto químicas como físicas estarán dentro de los límites de especificaciones de un aceite dieléctrico nuevo.

Para el llenado de aceite el transformador tiene que ser previamente evacuado hasta lograr el máximo vacío posible dentro del mismo y mantener este vacío del orden de 1 a 2 mm Hg, durante todo el proceso de llenado.

Para prevenir descargas electrostáticas debidas a la circulación del aceite aislante, todos los terminales externos del transformador, su tanque, tuberías y equipo de tratamiento, se conectarán sólidamente a tierra durante el llenado.

El aceite deberá ser calentado a 20°C y preferentemente a temperatura mayor a la del ambiente y se introducirá en el tanque a una altura sobre el núcleo y bobinas por un punto opuesto a la toma de succión de la bomba de vacío, de tal manera, que el chorro del aceite no pegue directamente sobre aislamientos de papel. La admisión será controlada por medio de válvulas para controlar su flujo y conservar una presión positiva. La velocidad de llenado será controlada para evitar burbujas atrapadas en los aislamientos, se admitirá una velocidad de 100 litros por minuto o aumento de presión de 110 mm Hg, dentro del tanque.

Una vez terminado el llenado del transformador sobre el espacio libre, se mantendrán las condiciones de vacío durante 3 ó 4 horas más antes de romper el vacío con aire o nitrógeno secos, hasta tener una presión de 0,35 kg/cm², con objeto de expulsar al exterior, a través de la bomba de vacío, las burbujas de agua o gas provocadas por el propio vacío obtenido durante el llenado.

4.4. Realizar las pruebas correspondientes una vez ya instalado el Transformador de potencia

Las pruebas correspondientes una vez ya instalado el Transformador de Potencia son:

Las pruebas y verificaciones serán ejecutadas por el Contratista y serán las siguientes:

- Prueba de resistencia de aislamiento de cada uno de los devanados a tierra y entre devanados.
- Prueba de factor de potencia de cada devanado a tierra y entre devanados.
- Prueba de factor de potencia a todos los bushing equipados con TAP de pruebas o TAP capacitivo.
- Prueba de relación de transformación en todas las derivaciones.
- Medición de resistencia óhmica en todos los devanados, utilizando un puente doble de KELVIN.
- Pruebas de rigidez dieléctrica, factor de potencia, resistividad, tensión interfaces y acidez del aceite aislante.
- Pruebas de contenido de agua y contenido total de gases de aceite aislantes.
- Verificación de operación de los dispositivos indicadores y de control de temperatura del aceite y punto caliente.
- Verificación de operación de los equipos auxiliares, como es bomba de aceite, ventiladores e indicadores de flujo.
- Verificación de alarmas y dispositivos de protección propias del transformador, así como los esquemas de protección diferencial y de respaldo.
- Antes de montar los radiadores y accesorios a la superficie exterior del tanque, se aplicará una mano de pintura para el acabado, color gris claro ANSI N° 70 en conformidad con la Supervisión.

En Anexos presentamos los resultados de los Ensayos realizados al Transformador de Potencia.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

De acuerdo al estudio realizado para el presente proyecto, se ha llegado a las siguientes conclusiones:

- a. El Transformador de Potencia de 30 MVA a instalarse tiene las siguientes características: Potencia Nominal ONAN 27/17/13 MVA, Potencia Nominal ONAF 30/20/15 MVA, Grupo de Conexión YNynynO (d1), Frecuencia Nominal 60 Hz, Tensión Nominal del Primario 58+10-16X 1% kV, Tensión Nominal del Secundario 34 kV.
- b. El Transporte del Transformador de Potencia será sin aceite aislante, accesorios separados y en algunos casos en secciones modulares. Para preservación de los aislamientos y evitar la entrada de humedad de los mismos, durante su transporte el tanque se llena con nitrógeno a presión positiva.
- c. Las actividades de montaje se realizan mediante las siguientes actividades: revisión anterior, maniobras de su colocación en sitio, montaje de aisladores pasatapas, tratamiento preliminar de alto vacío, tratamiento de secado del aislamiento, llenado de aceite, aplicación de pintura anticorrosiva y de acabado, Fijación de los tableros centralizadores de control y de cambiador de tomas.
- d. Las pruebas que se realiza al Transformador de Potencia, una vez que ya ha sido instalados son: Prueba de resistencia de aislamiento de cada uno de los devanados a tierra y entre devanados, Prueba de factor de potencia de cada devanado a tierra y entre devanados, Prueba de factor de potencia a todos los

bushing equipados con TAP de pruebas o TAP capacitivo, Prueba de relación de transformación en todas las derivaciones, entre otras.

6.2 Recomendaciones

- a. Es importante que se estandarice mediante una Norma Técnica el montaje y pruebas a realizar en los Transformadores de Potencia.
- b. Es necesario que en los fabricantes dentro de sus especificaciones técnicas recomienden algunas acciones para el correcto montaje y funcionamiento del Transformador.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bibliografía

1. Bajaan, Wilson. Mantenimiento de Subestaciones y Líneas de Subtransmisión y Transmisión. 2015. CENCASEL. Quito.
2. Comisión Federal de Electricidad. Manual de Transformadores. Gerencia de Generación y Transmisión. 1988. México.
3. Aviles, Fausto. Pruebas en Transformadores de Distribución. EPN. 2013. Quito.
4. CORCOLES, Felipe. PEDRA, Joaquim. SALICHS, Miquel. TRANSFORMADORES: El transformador trifásico en régimen permanente senoidal equilibrado (Evolución del banco trifásico al transformador de tres columnas). Barcelona. Ediciones UPC, 1996. 116p. ISBN 84-8301-177-8.
5. PEMEX, Transformadores de potencia.
<http://www.pemex.com/files/content/PROY-NRF-144-05.pdf>
6. ZETRAK, S. A. de C. V. Manual de manejo, instalación, operación y servicio para transformadores eléctricos sumergidos en líquido aislante, tipo pedestal para distribución subterránea.
<http://www.zetrak.com.mx/Catalogos/Manuales/Tr.%20Pedestal.pdf>
7. ABB. MANUAL DEL USUARIO: Montaje y Energización de Transformadores de Potencia.
<phttp://library.abb.com/global/scot/scot252.nsf/veritydisplay/57330bb673de21eb852573fa007b1791/\$File/1ZCL000001EG-ES_Manual%20del%20Usuario.pdf>.

8. FRAILE, Jesús. MÁQUINAS ELÉCTRICAS: Transformadores. Barcelona, España. Edición McGrawHill/INTERAMERICANA DE ESPAÑA, S. A. U. 2003. 161p. ISBN 84-481-3913-5.

ANEXOS

Anexo 01: Placa Característica del Transformador de Potencia

Anexo 02: Manual de Operación y Mantenimiento

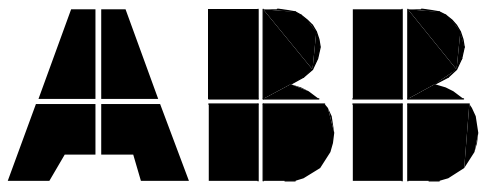
Anexo 03: Pruebas de Ensayo realizadas al Transformador de Potencia

Anexo 04: Vistas Fotográficas del montaje de la Subestación de Potencia

Anexo 05: Plano de Ubicación de la Subestación Huaca El Sol

Anexo 06: Montaje de Transformador de Potencia

Anexo 01: Placa Característica del Transformador de Potencia



TRANSFORMADOR TRIFÁSICO INMERSO EN ACEITE

NÚM. DE SERIE

201208

PROYECTO ABB

121313-1

FRECUENCIA [Hz]

60

IDENTIFICACIÓN

TR-01

TIPO DE TANQUE

CONSERVADOR

DISEÑO No:

01S02500035312

FASES

3

ORDEN DE COMPRA

401310063-1

NORMA APLICABLE

IEC 60076

FECHA FABRICACIÓN

12/2013

ALTURA INST. [m.s.n.m]

1000

INSTRUCCIONES

1ZCL460021/22-AYC

DEVANADOS	POTENCIA [MVA] 1)		TENSIÓN NOMINAL [kV]	TENSIÓN SOPORTABLE DEVANADOS		TENSIÓN SOPORTABLE BUJES	
	ONAN	ONAF		Impulso Atmosférico Onda Plena [kVcr]	Frecuencia Industrial [kV]	Impulso Atmosférico Onda Plena [kVcr]	Frecuencia Industrial [kV]
PRIMARIO	25	30	58 +10-16x1%	325	140	450	185
PRIMARIO - NEUTRO				145	70	145	70
SECUNDARIO	17	20	34	170	70	250	95
SECUNDARIO - NEUTRO				125	50	125	50
TERCIARIO / NEUTRO	13	15	10.5	75	28	95	38
COMPENSACIÓN **	-	-	7.98			75	28

IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA BASE 25 MVA, 60 Hz, 75°C Z (%)	
PRIM-SEC Pos 1	10.53
PRIM-SEC Pos 11	10.06
PRIM-SEC Pos 27	9.76
PRIM-TERC Pos 1	18.00
PRIM-TERC Pos 11	17.56
PRIM-TERC Por 27	17.33
SEC-TERC	5.67

ELEVACIÓN DE TEMPERATURAS	
PUNTO SUP. ACEITE	60°C
PROMEDIO DEVANADOS	65°C
PUNTO MÁS CALIENTE DEVANADOS	80°C
TEMP. AMBIENTE MÁXIMA	40°C

CORRIENTE MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO [kA]			
Terminal	Simétrica	Asimétrica	Duración(s)
PRIM	2.87	7.32	3 (s)
SEC	5.04	12.85	3 (s)
TERC	11.16	28.46	3 (s)

DIMENSIONES APROX. TRANSFORMADOR [m]		
LARGO	ANCHO	ALTO
7.0	5.0	5.0

ALTURA PARA LEVANTAMIENTO PARTE ACTIVA [m]	7.4
--	-----

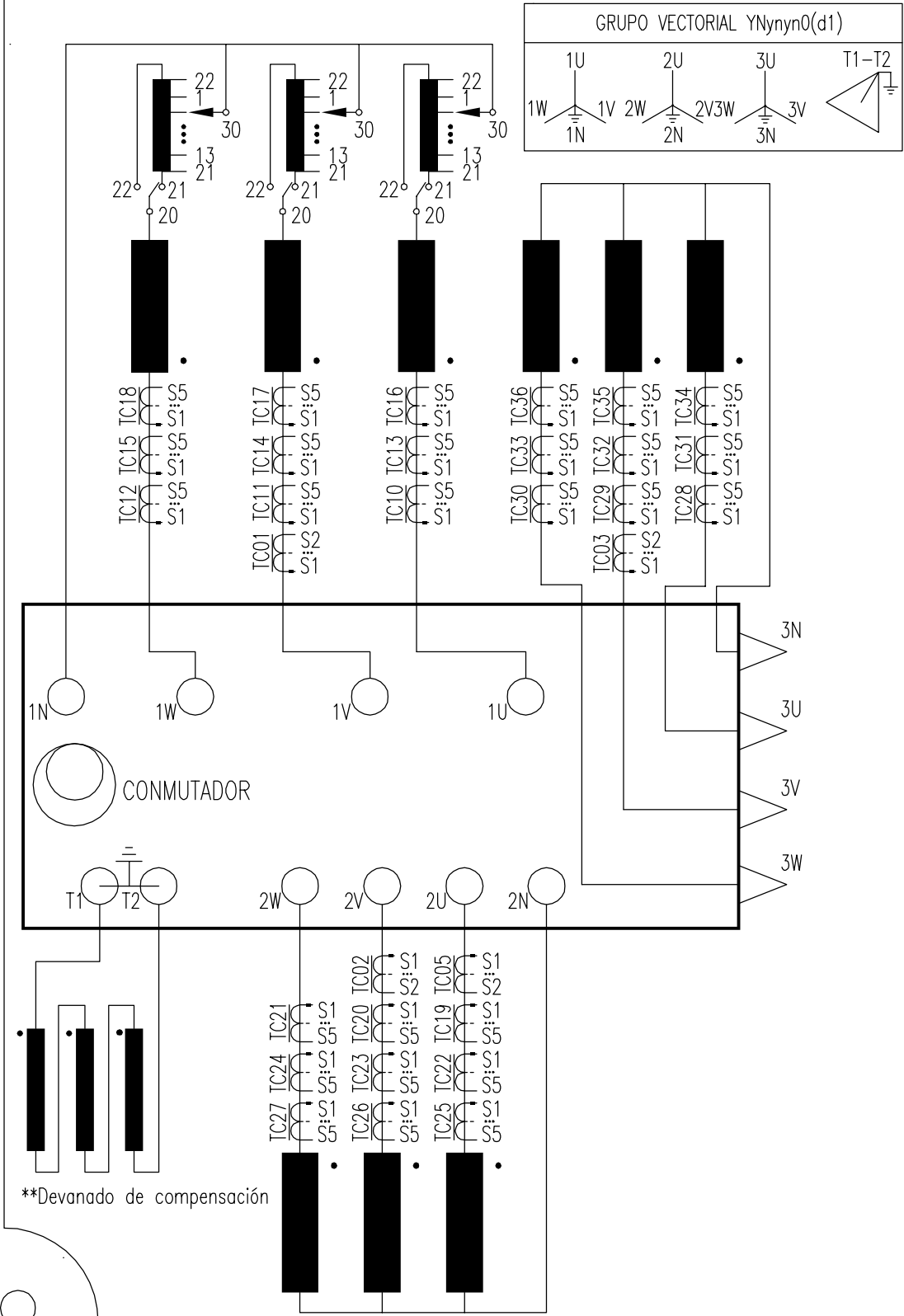
TIPO DE ACEITE	
NYNAS IZAR I	VOLUMEN[L]: 13 105
MATERIAL DE LOS DEVANADOS: Cu (6000 kg)	
CONMUTADOR: BAJO CARGA	
ABB, TIPO VUCGRN 380/450A - C	

PERDIDAS MEDIDAS EN LABORATORIO	
En Vacío (Hierro) 58/34/10.5 kV	17440 W
En Carga (PRIM/SEC @17MVA) 58/34 kV Tap Nominal	56281 W
En Carga (PRIM/TER @13MVA) 58/10.5 kV Tap Nominal	45712 W
En Carga (SEC/TER @13MVA) 34/10.5 kV	37560 W

PESOS APROXIMADOS [kg]	
PARTE ACTIVA	22 000
TANQUE Y ACCESORIOS	14 100
ACEITE	11 400
TOTAL ENSAMBLADO	47 500
MÁXIMO TRANSPORTE (Sin aceite):	30 000

TANQUE, RADIADOR Y CONSERVADOR	
DISEÑADOS PARA SOPORTAR +/- 100 kPa [14.5 PSI]	

PRESIONES DE OPERACIÓN	
+/- 44.8 kPa [6.5 PSI]	



TERMINALES	CONEX.	CONMUTADOR BAJO CARGA			TENSIÓN [kV]	CORRIENTE [A]		
		POS.	PRE-SEL.	CONECTA		ONAN	ONAF I	ONAF II
1N-1U-1V-1W	1	10		1	63.80	226.23	271.48	
	2	9		2	63.22	228.31	273.97	
	3	8		3	62.64	230.42	276.51	
	4	7		4	62.06	232.58	279.09	
	5	6		5	61.48	234.77	281.73	
	6	5		6	60.90	237.01	284.41	
	7	4		7	60.32	239.29	287.14	
	8	3		8	59.74	241.61	289.93	
	9	2		9	59.16	243.98	292.77	
	10	1		10	58.58	246.39	295.67	
	11	0		11	58.00	248.86	298.63	
	12	-1		12	57.42	251.37	301.65	
	13	-2		13	56.84	253.94	304.72	
	14	-3		14	56.26	256.55	307.87	
	15	-4		4	55.68	259.23	311.07	
	16	-5		5	55.10	261.96	314.35	
	17	-6		6	54.52	264.74	317.69	
	18	-7		7	53.94	267.59	321.11	
	19	-8		8	53.36	270.50	324.60	
	20	-9		9	52.78	273.47	328.16	
	21	-10		10	52.20	276.51	331.81	
	22	-11		11	51.62	279.62	335.54	
	23	-12		12	51.04	282.79	339.35	
	24	-13		13	50.46	286.04	343.25	
	25	-14		14	49.88	289.37	347.24	
	26	-15		15	49.30	292.77	351.33	
	27	-16		16	48.72	296.26	355.51	
2U-2V-2W-2N	ESTRELLA		SECUNDARIO		34.00	288.70	339.60	
3U-3V-3W-3N	ESTRELLA		TERCIARIO		10.50	714.80	824.80	

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO BUSHING						
CT	CLASE	BURDEN	PROPÓSITO	TERM.	RELACIÓN	TERM. RELACIÓN
TC01	0.5	12.5 VA	I.TÉRMICA AT	S1-S2	375/1.5	
TC02	0.5	12.5 VA	I.TÉRMICA MT	S1-S2	350/1.5	
TC03	0.5	12.5 VA	I.TÉRMICA BT	S1-S2	830/1.5	
TC05	0.5	12.5 VA	REGULACIÓN MT	S1-S2	350/5	
TC10..12	0.2	20 VA	MEDIDA AT	S1-S2	150/1	S1-S3 250/1
TC13..18	5P20	20 VA	PROTECCIÓN AT	S1-S4	300/1	S1-S5 400/1
TC19..21	0.2	20 VA	MEDIDA MT	S1-S2	150/1	S1-S3 300/1
TC22..27	5P20	20 VA	PROTECCIÓN MT	S1-S4	400/1	S1-S5 500/1
TC28..30	0.2	20 VA	MEDIDA BT	S1-S2	400/1	S1-S3 600/1
TC31..36	5P20	20 VA	PROTECCIÓN BT	S1-S4	800/1	S1-S5 1100/1

1) La carga simultánea de Secundario y Terciario no debe exceder la máxima del Primario
No contiene Niveles detectables de PCB (Menor a 2 PPM) al momento de la Fabricación

Fabricado en Dosquebradas, calle 16 15-124, Risaralda - Colombia

REF.P- 01S02500035312

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE POTENCIA
HIDRANDINA SET HUACA DEL SOL
25/17/13MVA ONAN - 30/20/15MVA ONAF - 58/34/10.5/7.98 kV

DESCRIPCION

PLACA DE CARACTERÍSTICAS-NAMEPLATE

PROVEEDOR:
ABB

PROYECTO No:
121313

FECHA:
03-JUL-13

ESCALA:
1:1

DEBUIADO:
LFHERRERA

QUEDEADO:
LFHERRERA

TAMANO:
A2

PLANO No:
1LCB460013-AYC

PLANO CLIENTE No:
.

EAH
LFHM

LFHM

CHEQ
APRB

REV
1

TOTAL
1

REV
1

405 430

285

310

Anexo 02: Manual de Operación y Mantenimiento

Manual del Usuario

Operación y Mantenimiento de Transformadores de Potencia



Tabla de contenido

1	Introducción	3
2	Mantenimiento e inspección de líneas y barrajes	3
3	Programa de mantenimiento preventivo	3
4	Periodicidad de las inspecciones	4
5	Normas de mantenimiento del aceite aislante.....	5
5.1	Deterioro del aceite de aislamiento	6
5.2	Prevención del deterioro del aceite	6
5.3	Evaluación del deterioro del aceite dieléctrico	7
6	Mantenimiento e inspección de los bujes.....	7
6.1	Inspección de rutina	7
6.2	Inspección regular (una vez cada dos años).....	7
6.3	Inspección por excesivos calentamientos parciales	8
6.4	Inspección de daños locales (fisuras) de los bujes	8
6.5	Inspección de fugas de aceite	8
6.6	Almacenamiento.....	8
7	Mantenimiento e inspección del equipo de refrigeración	8
7.1	Radiador del tipo de auto-enfriamiento	9
8	Mantenimiento e inspección de los termómetros	9
8.1	Termómetro tipo reloj	9
9	Mantenimiento e inspección del indicador de nivel de aceite	9
9.1	Indicador del nivel de aceite tipo reloj	10
10	Mantenimiento e inspección de los relés de protección	10
11	Mantenimiento e inspección de la válvula de sobrepresión.....	12
12	Mantenimiento e inspección de los respiradores de silica gel.....	13
13	Mantenimiento e inspección de las empaquetaduras	13
14	Como detectar una fuga.....	14
15	Fallas y contramedidas	15
15.1	Causas de la falla	15
15.2	Tipos de fallas	16
15.2.1	Fallas internas del transformador: En devanados y núcleo	16
15.2.2	Fallas externas del transformador: En el tanque	16
15.3	Descubrimiento de las fallas.....	16
15.4	Fallas internas del transformador.....	18
15.4.1	Fallas en los devanados.....	18
15.4.2	Fallas en el núcleo	18
15.5	Cómo detectar fallas internas ?	19

1 Introducción

El transformador requiere menor cuidado comparado con otros equipos eléctricos. El grado de mantenimiento e inspección necesarios para su operación depende de su capacidad, de la importancia dentro del sistema eléctrico, del lugar de instalación dentro del sistema, de las condiciones climatológicas, del ambiente y en general, de las condiciones de operación.

En esta parte del manual se suministran las instrucciones de operación y mantenimiento. Nuestra intención es prestar la asistencia necesaria al personal de mantenimiento para facilitarle una inspección periódica del transformador e indicarle los pasos que se deben seguir para efectuar un examen más detallado de la parte activa en caso de que se requiera.

ATENCIÓN:

Si éste va a ser el transformador de repuesto (en Stand-by) deberá conservarse siempre en las mejores condiciones. Por lo tanto, su mantenimiento debe ser igual al del transformador en servicio teniendo especial cuidado en vigilar el estado de su aceite. The templates are intended to harmonize the visual impression of ABB Documentation throughout the organization, Common Look & Feel. To provide help for editors to adopt Visual Identity guidelines related to documentation presented to our customers.

2 Mantenimiento e inspección de líneas y barrajes

El mantenimiento y la inspección conllevan un trabajo peligroso; de ahí que deba hacerse de antemano un programa, poniendo especial atención en la seguridad de las vidas humanas y del equipo.

Cuando se trabaja con barrajes, líneas, terminales, etc., el trabajo debe iniciarse sólo después de haber confirmado que éstas partes están desenergizadas, verificando para ello que los interruptores están en posición de abierto, lo cual se debe comprobar con un detector para circuitos. La omisión de estas verificaciones, pensando erróneamente que los circuitos no tienen voltaje, puede causar graves accidentes.

3 Programa de mantenimiento preventivo

Anote las lecturas de los medidores que están generalmente instalados, ya que son de mucha utilidad. Cuando las lecturas sean muy diferentes de las obtenidas en condiciones normales, es necesario realizar una cuidadosa verificación.

Además de lo anterior, se debe prestar atención a los fenómenos anormales tales como ruido, cambio de color o de olores, que pueden detectarse a través de los sentidos.

- **Temperatura del transformador.**



La temperatura del transformador está directamente relacionada con la duración de los materiales de aislamiento, por lo que es necesario prestarle atención. En el caso de transformadores contruidos de acuerdo con normas ANSI, la temperatura máxima permitida para el aceite es de 90°C y la temperatura máxima del punto más caliente de 110°C.

- **Inspección del volumen de aceite.**

El volumen del aceite tiene siempre que ser verificado desde el punto de vista del aislamiento y de la refrigeración.

Cuando el nivel de aceite fluctúe notoriamente en relación con la temperatura, se debe detectar la causa para un oportuno arreglo.

- **Ruido.**

En algunos casos se puede percibir algún ruido anormal, cuando se está familiarizado con el sonido que el transformador produce durante la operación normal, lo cual puede ayudar a descubrir alguna falla. Las siguientes son las causas posibles de ruido anormal:

- a) Resonancia de la caja y de los radiadores debida a cambios anormales en la frecuencia de la fuente de corriente,
- b) un defecto en el mecanismo de ajuste del núcleo,
- c) un defecto en la estructura central, (como desajuste en el núcleo) es posible que se encuentren flojos los tornillos de sujeción de las bridas,
- d) aflojamiento de las piezas de anclaje, y
- e) ruido anormal por descarga estática, debido a partes metálicas carentes de tierra o a imperfección de la puesta a tierra.

Estos ruidos pueden detectarse desde fuera o acercándose a la caja, aún cuando no sean muy fuertes.

- **Aflojamiento de las piezas de fijación y de las válvulas.**

Cuando encuentre los terminales de tierra flojos, desenergice el transformador y apriételos enseguida. Los tornillos de los cimientos que estén sujetos a grandes cargas, deben ser apretados firmemente para evitar el desplazamiento del transformador.

En algunos casos las válvulas se aflojan debido a vibraciones, apriételas nuevamente.

- **Fugas de aceite.**

Las fugas de aceite pueden ser causadas por el deterioro de algún empaque o por mal posicionamiento; algunas tardan en descubrirse, verifique cuidadosamente las válvulas y los empaques. Si hay algún defecto que pudiera causar una fuga, informe a ABB.

4 Periodicidad de las inspecciones

La tabla 1, muestra la frecuencia con la que se debe revisar el transformador.

No	Piezas a inspeccionar	Periodicidad	Observaciones
1	Termómetros	Una vez al año	
2	Accesorios con contactos de alarma y/o disparo	Una vez al año	Verifique las condiciones de operación de los contactos y mida la resistencia de aislamiento del circuito
3	Ventiladores de refrigeración	Una vez al año	Si se encuentra alguna anomalía
4	Conservador	Una vez en cinco años	
5	Resistencia de aislamiento de los devanados	Una vez al año	Cuando se note un cambio brusco después de años de uso o cuando se note un cambio en comparación con datos registrados en pruebas anteriores.
6	Medición de $\tan \delta$	Una vez en tres años	Igual que el punto 5.
7	Rigidez del aceite dieléctrico.	Una vez al año	
8	Valor de acidez del aceite.	Una vez al año	
9	Prueba del funcionamiento del aceite.	Revise si se nota anomalía en las pruebas de los ítem 5 al 8.	Tome dos litros de aceite y revíselos de acuerdo con ASTM D3487
10	Aceite de aislamiento filtrado	Revise si se nota anomalía en las pruebas de los ítem 5 al 8.	
11	Componentes del interior	Una vez en siete años	

Tabla 1. Periodicidad de Inspecciones.

5 Normas de mantenimiento del aceite aislante

Para mantener el transformador en perfectas condiciones de operación se deben tener en cuenta los puntos anteriores, cuidando también de la operación de rutina y sin falta alguna se debe dar el tratamiento adecuado en cuanto se note algún cambio en las condiciones de servicio. Es necesario también desenergizar el transformador a intervalos regulares y llevar a cabo una inspección meticulosa.

Con esta rutina y con inspecciones regulares, el grado de deterioro se podrá minimizar. Ya que un transformador está formado de muchas partes, tales como el aceite de

aislamiento, los equipos de refrigeración, etc. debe ser atendido permanentemente. El aceite además de servir como medio aislante sirve para transferir el calor generado en las bobinas y el núcleo hacia las paredes del tanque y los radiadores. Por esto se requiere que cumpla con las siguientes características:

- Elevada rigidez dieléctrica
- Baja viscosidad
- Bien refinado y libre de materiales que puedan corroer las partes metálicas
- estar libre de humedad y componentes que se polaricen
- Tener un bajo punto de fluidez
- Que tenga poca evaporación.

Las técnicas de manufacturación de los transformadores y su confiabilidad se han mejorado a tal grado que la inspección interna es casi innecesaria; actualmente el mantenimiento se limita casi exclusivamente al mantenimiento del aceite para prevenir su deterioro:

5.1 Deterioro del aceite de aislamiento

El aceite de aislamiento se deteriora gradualmente por el uso. Las causas son la absorción de la humedad del aire y de partículas extrañas que entran en el aceite y el principal efecto es la oxidación. El aceite se oxida por el contacto con el aire y éste proceso se acelera por el aumento de la temperatura del transformador y por el contacto con metales tales como el cobre, el hierro, etc.

Además de lo anterior, el aceite sufre una serie de reacciones químicas tales como la descomposición y la polimerización, que producen partículas que no se disuelven en el aceite y que se precipitan en el núcleo y bobinados. Estas partículas son llamadas sedimentos. Los sedimentos no afectan directamente la rigidez dieléctrica, pero los depósitos que se forman sobre los devanados impiden su normal refrigeración.

5.2 Prevención del deterioro del aceite

Debido a que el deterioro del aceite es causado generalmente por la oxidación, el método para prevenirlo consiste en reducir al mínimo posible su superficie de contacto con el aire. Con este propósito se usa un tanque conservador. La humedad también acelera el deterioro del aceite y para evitar esto se debe usar un respirador deshidratante. El método ideal es aquel que utiliza colchón de nitrógeno, o aquel que utiliza una membrana en la superficie del aceite para evitar que el aceite entre en contacto directo con el aire.

El aceite dieléctrico se activa bajo ciertas condiciones de luz, calor y iones de metales pesados, para producir radicales libres que causan auto-oxidación. Para evitar este fenómeno se utilizan aditivos inhibidores de la oxidación.

5.3 Evaluación del deterioro del aceite dieléctrico

Los métodos para juzgar deterioro de un aceite dieléctrico, son aquellos que miden el grado de oxidación, la densidad específica, la tensión superficial y la tangente δ . Además de la práctica común de medir la rigidez dieléctrica, es recomendable hacer un juicio sintético de todos estos métodos.

6 Mantenimiento e inspección de los bujes

6.1 Inspección de rutina

- Excesivo calentamiento local:

Ponga atención a la parte sujetadora de los terminales. Es conveniente pintar dicha parte con pintura indicadora de calor.

- Contaminación:

Cuando haya mucho polvo y sal, se debe efectuar una limpieza para la cual debe detenerse el funcionamiento del transformador y usar agua, amoníaco o tetracloruro de carbono, y si están muy sucios, usar ácido hidrocórico concentrado diluido 40 o más veces en agua.

La solución no debe tocar ninguna parte metálica; después de la limpieza las partes de porcelana deben neutralizarse con agua que contenga bicarbonato de sodio en una proporción de 30 gramos por litro. Siempre que use una solución química, asegúrese de lavar después con agua fresca, para que no quede ningún elemento extraño.

En sistemas en los que sea difícil detener el funcionamiento para la limpieza, o en zonas donde haya muchos daños por el polvo o la sal, se está usando recientemente un método de lavado denominado "de línea caliente". Es un método para lavar los equipos sin parar su funcionamiento, y hay 2 ó 3 formas de hacerlo. En cualquier caso debe verificarse el grado de polvo y sal, la calidad del agua para lavar y el método de impermeabilización cuando se hace la limpieza.

- Daños mecánicos:

Verifique si existen daños o fugas de aceite en los bujes.

6.2 Inspección regular (una vez cada dos años)

- Evaluación del deterioro del aislamiento:

Los métodos para detectar el deterioro del aislamiento son la medición de la resistencia de aislamiento y de la tangente delta.

La medición de la resistencia de aislamiento en los bujes no es sencilla, ya que el buje y los devanados del transformador deben independizarse; no obstante, la medición debe tratar de hacerse lo mejor posible.

La medición de la tangente delta también es difícil, ya que los bujes deben separarse del transformador en la mayoría de los casos.

La evaluación del resultado de la medición no debe depender únicamente de los valores absolutos obtenidos, sino de los valores obtenidos cada año y de la variación entre ellos. Si hay grandes discrepancias en los valores, es necesario un cuidado especial

Cuando la resistencia de aislamiento es superior a 1000 MΩ a temperaturas normales, puede considerarse como una buena condición, pero el valor de la tangente delta también debe tomarse al considerar la evaluación.

6.3 Inspección por excesivos calentamientos parciales

El calentamiento excesivo de los terminales se debe en la mayoría de los casos a aflojamientos; si llegara a observarse, elimine el polvo de las partes de contacto y apriete firmemente.

6.4 Inspección de daños locales (fisuras) de los bujes

La limpieza de los bujes debe hacerse según se mencionó. Si los daños son muy serios cambiar por nuevos.

6.5 Inspección de fugas de aceite

Revise las diversas piezas de los bujes para ver si hay fugas de aceite. Si el aceite se sale por el empaque, ajústelo ó cámbielo. Si son del tipo inmerso en aceite y el aceite se fuga por otra parte fuera del buje, informe al fabricante.

6.6 Almacenamiento

Guarde los bujes parados en un cuarto seco. Se recomienda guardarlos en la caja de empaque en que venían.

7 Mantenimiento e inspección del equipo de refrigeración

El equipo de refrigeración es la parte más importante en el funcionamiento diario normal de un transformador. Es necesario un cuidado especial en su mantenimiento e inspección, ya que cualquier anomalía puede reducir la vida útil del transformador o causar defectos serios.

7.1 Radiador del tipo de auto-enfriamiento

Verifique la fuga de aceite de las cabeceras del radiador y de las partes soldadas del panel o del tubo. Si se acumulan sedimentos en las obleas o en el tubo, el flujo del aceite se dificulta y la temperatura desciende. Por esta razón verifique con la mano si estas partes tienen una temperatura adecuada. Si los radiadores son del tipo desmontable verifique que las válvulas se abran correctamente.

8 Mantenimiento e inspección de los termómetros

Es importante que se verifique la temperatura del transformador en servicio, ya que ello indica las condiciones del funcionamiento. Las condiciones internas y la normalidad del interior, por lo tanto, los indicadores que miden la temperatura deben revisarse y mantenerse en buen estado, para que indiquen correctamente la temperatura.

8.1 Termómetro tipo reloj

Este es un tipo de medidor de presión con un bulbo que contiene un líquido especial o gas sellado, y que se conecta con un tubo muy fino para mover la aguja por expansión y contracción del fluido; debe verificarse comparándolo con un termómetro normal una vez al año o más seguido.

También debe verificarse cuidadosamente que no esté corroído en el interior, que no penetre agua, que la aguja se mueva adecuadamente y que los contactos de alarma funcionen correctamente.

Si el cristal está empañado por la humedad que penetra, quite la tapa del cristal y cambie el empaque.

Después de muchos años de uso, el tubo de Bourdon se desgasta, al igual que el piñón y el soporte, por lo que pueden dar indicaciones erróneas; también las partes indicadoras móviles llegan a caerse por golpes o vibraciones. La tubería guía generalmente es de tipo doble y la unión con el medidor se separa o se rompe fácilmente. Por lo tanto es necesario un manejo cuidadoso del termómetro tipo reloj, cuando se debe quitar durante la inspección del transformador.

Debe verificarse que los contactos de alarma estén colocados adecuadamente.

9 Mantenimiento e inspección del indicador de nivel de aceite

El medidor está colocado fuera del conservador y es de construcción simple; muestra el nivel del aceite directamente, viéndolo desde el exterior. Ponga atención a una fuga de aceite por su parte visible.

Cuando el cristal esté manchado, límpielo con un trapo.

El medidor de aceite es resistente a daños y a fallas de indicación, comparado con los modelos viejos de indicadores del nivel de aceite tipo L y tipo U.

9.1 Indicador del nivel de aceite tipo reloj

En este indicador el eje giratorio tiene en un extremo un flotador que soporta un brazo conectado al indicador y, en el otro extremo un magneto para hacer girar el rotor y para permitir el movimiento hacia arriba y hacia abajo del flotador. Cuando el nivel del aceite cambia, éste acciona el brazo de soporte que hace girar el magneto en el otro extremo, y éste a su vez acciona el rotor a través de la pared de división que está colocada fuera del indicador. La aguja señala el nivel del aceite.

El indicador necesita el mismo cuidado de mantenimiento que cualquier instrumento ordinario; además como indicador con flotador metálico, requiere atención cuando hay una indicación incorrecta debida a la penetración del aceite al flotador, por vibraciones, y sobre todo cuando ha funcionado por largo tiempo.

10 Mantenimiento e inspección de los relés de protección

Los relés de protección que se mencionan a continuación necesitan inspección una vez al año:

- **Relé de buchholz**

Este relé está hecho para proteger al transformador inmerso en aceite contra fallas internas. Está fijado al tubo de conexión entre el tanque del transformador y el conservador.

El funcionamiento del relé se divide en una primera fase (por fallas leves) y una segunda fase (para fallas severas); la primera se usa para la alarma y la segunda para el disparo del relé.

Su estructura presenta dos flotadores; uno en la parte superior y otro en la parte inferior de un caja de acero (cámara de aceite) y están fijados de tal manera que cada flotador puede girar, siendo su centro de rotación el eje de soporte.

Cada flotador tiene un interruptor magnético y los contactos se cierran cuando el flotador gira. Si los materiales estructurales orgánicos del transformador se queman o producen gas causado por un arco pequeño, éste se queda en la parte superior interna de la caja. Cuando el volumen del gas sobrepasa el volumen fijo (aproximadamente 150 a 250 cc) el flotador de la primera fase baja y los contactos se cierran, haciendo funcionar el dispositivo de alarma.

El flotador inferior, que es para la segunda fase, cierra los contactos y hace funcionar el dispositivo de alarma, o dispara el interruptor del circuito cuando se origina un arco en el interior del transformador y se produce súbitamente gas y vapor de aceite, forzando el

movimiento del aceite. También cuando el nivel de aceite desciende por debajo del nivel inferior del conservador, el dispositivo de alarma funciona.

A un lado de la caja del relé Buchholz hay una ventanilla de inspección que permite observar el volumen y el color del gas producido, y extraer muestras para evaluar la causa y el grado de la falla.

Al instalar el medidor, quite el resorte que se ha usado para atar el flotador o el material empacado y evitar así movimientos del flotador; limpie el interior del relé, verifique si el contacto magnético y los terminales conectores están en buenas condiciones; fije el relé al transformador, asegurándose de que la dirección del ajuste y el nivelado sean correctos.

Cuando el transformador está inmerso en aceite, abra la válvula de escape del gas que está en la parte superior del relé para eliminar el aire del interior del relé e iniciar el funcionamiento del transformador. Sin embargo, si la carga del aceite al vacío se hace en perfectas condiciones, la eliminación no es necesaria.

Los contactos magnéticos deben manejarse con sumo cuidado, ya que pueden romperse cuando hay vibraciones. Como rutina, examine la fuga de aceite y la producción de gas del relé. Si se encuentra gas a pesar del funcionamiento de la primera fase, tome una muestra de gas y analícela; también el nivel de aceite del conservador.

Limpie el cristal de la ventanilla de inspección, revise el interior y verifique si el flotador se mueve normalmente, con el brazo de soporte como su centro de rotación a intervalos regulares.

El relé puede funcionar equivocadamente cuando el flotador esta sumergido en el aceite, cuando el eje de soporte del flotador se sale del conjunto o cuando hay una fuga de aceite.

- **Relé de protección del cambiador de tomas bajo carga**

Este relé protege al transformador y al cambiador de tomas bajo carga contra averías. Es por tanto parte integrante de nuestro suministro. Debe estar conectado de tal forma que su funcionamiento provoque la desconexión inmediata del transformador.

La caja moldeada en material ligero resistente a la corrosión, está provista de dos bridas para el acoplamiento de las tuberías de unión, por una parte con la cabeza del cambiador y por la otra con el conservador de aceite. Se puede controlar la posición de la palanca gracias a la mirilla situada sobre la cara delantera de la caja. En la bornera se encuentran los terminales de conexión del interruptor. El aceite contenido en el relé de protección no debe penetrar en ella.

Se ha previsto una abertura para evitar la formación de agua condensada en la bornera.

Igualmente, allí se encuentran situados dos botones pulsadores destinados, uno a controlar el buen funcionamiento del aparato y otro a su rearme. Los bornes de conexión están protegidos por una membrana de plástico transparente. El órgano activo del relé comprende una palanca provista de un orificio y un imán permanente, el cual asegura el funcionamiento del contacto auxiliar y el mantenimiento de la palanca en posición REARME. No es posible obtener una posición intermedia.

La operación del relé de protección puede ser el indicio de una avería grave. Sin las comprobaciones indicadas, el cambiador no debe volver a ponerse en servicio bajo ninguna circunstancia.

Cuando el funcionamiento del relé provoque la desconexión de los disyuntores, debe procederse como sigue:

- Anotar la hora y la fecha de la desconexión.
- Anotar la posición de servicio del cambiador.

- Bloquear el mando a motor desconectando el guardamotor de modo que se evite una maniobra del cambiador causada por un control remoto.
- Controlar la estanqueidad de la tapa. Si hay una fuga de aceite cerrar inmediatamente la válvula del conservador de aceite.
- Verificar si la palanca del relé de protección se encuentra en la posición DESCONEXION o en posición REARME. Si se encuentra en ésta última es posible que se haya producido un desenganche defectuoso.

Verificar en éste caso el circuito de desenganche. De no ser posible despejarlo, habrá que sacar el cuerpo insertable del cambiador para control visual. Si la palanca se encuentra en posición de DESCONEXION hay que, de todas formas, sacar el cuerpo extraíble del cambiador. Volver a poner en servicio el cambiador sin haberlo revisado visualmente, podría conducir a daños muy graves en el transformador y en el cambiador.

Adicionalmente deben chequearse los siguientes puntos:

- Cual era la carga del transformador al momento del disparo?
- Fue ejecutada una maniobra del cambiador inmediatamente antes o durante el desenganche?
- Funcionaron al momento del desenganche otros dispositivos de protección del transformador?
- Fueron efectuadas conmutaciones en la red en el momento del desenganche?
- Fueron registradas sobretensiones en el momento del desenganche?

Después de una comprobación minuciosa del cuerpo insertable, el servicio SOLO se debe reanudar si se está seguro de que no hay ningún daño ni en el cambiador de tomas ni en el transformador.

En adición a las medidas anteriores si subsisten los problemas comuníquese inmediatamente con el fabricante.

11 Mantenimiento e inspección de la válvula de sobrepresión

La válvula de alivio de sobrepresión con contactos de alarma, acciona la alarma cuando funciona la aguja del interruptor. Está colocada haciendo contacto con la placa de expansión; el resorte de ajuste y los contactos del microinterruptor están en relación con el elevador que se relaciona a su vez con la aguja del interruptor.

Cuando hay un accidente, la presión interna aumenta y empuja la válvula hacia afuera, haciendo funcionar a la aguja del interruptor, la cual empuja y dobla la placa de expansión. Cuando la presión alcanza un cierto límite, la placa de expansión se rompe y la presión sale, cerrando los contactos del interruptor microinterruptor, que están en el elevador que se relaciona con la aguja del interruptor, y la alarma suena.

Verifique si no hay alguna fuga de aceite o de aire del dispositivo.

12 Mantenimiento e inspección de los respiradores de silica gel

Estos dispositivos están hechos para eliminar la humedad y el polvo que entran al transformador, con el movimiento del aire resultante de la fluctuación de la temperatura del aceite del transformador; está colocado entre el paso del aire del transformador y la atmósfera.

Está formado por un depósito con un agente deshidratante y aceite, así como de las partes metálicas para su fijación. El empaque debe verificarse para ver si está bien asegurado, de manera que no permita la entrada de aire al transformador por ningún sitio que no sea el orificio del respiradero. También verifique si el nivel de aceite del depósito no es más bajo que el nivel fijado.

Si el agente deshidratante se humedece con aceite, es porque hay demasiado aceite en el depósito, o porque hay alguna falla interna cuya causa debe detectarse. Se usa gelatina de silicio como agente deshidratante.

Generalmente está teñido de azul con cloruro de cobalto, y cuando la absorción de humedad llega a un 30 ó 40 %, el color cambia de azul a rosa; en tal caso se debe cambiar la gelatina de silicio o secarla para volver a usarla. Para regenerarla, coloque la gelatina de silicio en una cubeta o en un perol limpio y agítela mientras la calienta a una temperatura de 100 a 140 °C; continúe el calentamiento hasta que el color cambie de rosa a azul o extienda la gelatina de silicio mojada en un receptáculo, como una caja de filtro por 4 ó 5 horas, manteniendo la temperatura del secado entre 100 y 140 °C.

13 Mantenimiento e inspección de las empaquetaduras

- **Instalación de los empaques**

Cuando use un empaque siga las instrucciones del fabricante, pero en caso de que no las tenga a mano, las siguientes pueden seguirse para un caso general.

Para los empaques de la superficie de reborde del transformador común, se usa corcho ó nitrilo, si bien el corcho ya no se emplea mucho actualmente. Para algunas uniones se

usan empaques especiales de plomo, de asbesto o de anillo en O; si se señala qué tipo de empaquetadura debe usarse, siga las instrucciones.

- **Métodos para unir los empaques**

Es mejor usar el empaque sin unión, pero ésta no puede evitarse cuando el empaque es muy grande. Hay empaques redondos, cuadrados, rectangulares y ovalados, pero en cualquier caso trate de unir el empaque por una parte recta. La parte que se sobrepone debe medir más de 50 mm y debe aplicarse un adhesivo en la unión.

Cuando use elemento o un componente para sellar, asegúrese de seleccionar el material adecuado para el empaque; aplique una capa delgada y deje que se seque al aire colocando entonces el empaque.

- **Indicaciones para el trabajo**

Para quitar la corrosión, el nitrilo, el aceite o la grasa, use un cepillo de alambre, thinner y alcohol.

Ponga el adhesivo únicamente en el lado del empaque y use sólo la cantidad necesaria para fijarlo en su lugar.

Si la fuga de gas o de aceite no se detiene después de un ajuste correcto, el empaque deberá cambiarse por otro.

Un empaque con poca elasticidad, como el de plomo, debe siempre cambiarse por uno nuevo. No vuelva a usar el empaque viejo.

14 Como detectar una fuga

Cuando la fuga sea abajo del nivel del aceite lave primero con thinner o alcohol la parte afectada, y al eliminarse el polvo o el cemento, el lugar de la fuga se vera claramente como una mancha (negra).

Cuando la fuga sea arriba del nivel del aceite. Cargue el gas de nitrógeno a una presión apropiada (aproximadamente 0.3 a 0.4 Kg/cm²), ponga una solución de jabón líquida en la parte sospechosa del empaque; si hay alguna fuga se formarán burbujas. Tenga cuidado en no permitir el funcionamiento del tubo de escape de la presión durante esta operación.

- **Tratamiento de las fugas del tanque**

Si la parte de la fuga en el tanque, que contiene aceite, debe repararse por soldadura, tenga cuidado de verificar si el calor de la soldadura no va a producir una mezcla explosiva de gases. (No se necesita precaución alguna en el caso de aceite no inflamable).

Si la parte de la fuga está a unos 70 mm o más por encima del nivel del aceite, y si el espesor de la pared del tanque es mayor de 6 mm., no habrá peligro de combustión, ya que el aceite enfriará el calor de la soldadura.

Si la parte de la fuga está por encima del nivel del aceite, ponga gas de nitrógeno en el interior del tanque para prevenir un incendio.

Si el espesor de la pared del tanque es menor de 4.5 mm, ponga una pieza de metal encima de la parte de la fuga y sóldela. Es mejor si no hay aceite en el lugar de la reparación.

La manera más simple de reparar un pequeño orificio de fuga es calafatearlo cuidadosamente con un cincel.

No debe taparse el pequeño orificio de la fuga con masilla o con pintura, ya que no dura mucho tiempo.

Un orificio de fuga en la caja de acero no puede repararse con soldadura o calafateándolo. La parte de la caja de acero deberá reemplazarse. Cuando no sea posible perforar un agujero en el sitio de la fuga, golpee e introduzca un tapón impregnado en goma laca u otro componente.

Si se encuentra una fuga en una pieza importante del equipo, consulte con el fabricante el método adecuado de tratamiento.

15 Fallas y contramedidas

15.1 Causas de la falla

Rastrear la causa de las fallas es la base para tomar medidas que permitan contrarrestarlas. El origen de las fallas no es simple. Generalmente es la combinación de muchos factores que pueden clasificarse de la siguiente manera:

- **Imperfección en las especificaciones**

- Error en la selección del tipo de aislamiento.
- Capacidad no apropiada.
- Falta de atención a las condiciones en el lugar de instalación (humedad, temperatura, gases perjudiciales, etc)

- **Imperfecciones en las instalaciones**

- Instalación incorrecta.
- Capacidad y rango de protección del pararrayos incorrecto.
- Interruptor y rele de protección incorrectos

- **Imperfecciones en la operación y mantenimiento del equipo**

- Partes conductoras externas flojas y calentamiento de las mismas.
- Deterioro del aceite de aislamiento
- Carga excesiva o error en la conexión de los cables.
- Equivocación en el funcionamiento, y descuido en el arreglo de los circuitos de protección.
- Inspección insuficiente de los empaques y de las válvulas.
- Mantenimiento insuficiente de los accesorios.
- Voltaje anormal
- Deterioro normal
- Desastres naturales

15.2 Tipos de fallas

Las fallas producidas por las causas mencionadas, dan lugar a fallas secundarias y aún terciarias, dificultando su rastreo. Sin embargo, las condiciones de operación en el momento de la falla, los registros de inspección de los relees de protección de las diversas partes, así como el mantenimiento y la inspección regular, ayudarán a detectar la causa en muchísimas ocasiones.

Las fallas de un transformador se pueden clasificar de la siguiente manera:

15.2.1 Fallas internas del transformador: En devanados y núcleo

- Interrupción dieléctrica
- Rotura y torsión de los devanados
- Error en el contacto a tierra
- Conmutador de derivaciones abierto
- Aceite de aislamiento

15.2.2 Fallas externas del transformador: En el tanque

- Por fugas de aceite en un empaque, válvula, cordón de soldadura
- Por los bujes de los respiradores, válvula de sobrepresión, termómetros, indicador de nivel de aceite, etc
- Defectos en los ventiladores de refrigeración forzada, relé Buchholz, salida de los transformadores de corriente de los bujes, etc.

15.3 Descubrimiento de las fallas

Es innecesario decir que mientras más pronto se detecte la falla será mejor, y que para ello se requieren un mantenimiento y una inspección cuidadosa; hay normas hechas para la inspección regular y de rutina. Por medio de esta inspección se puede detectar una falla antes de que sea grave, y se puede reducir el daño en lo posible. Algunas fallas son causadas por razones más allá del control humano. Veamos:

- Fallas repentinas

La mayoría de las interrupciones dieléctricas ocurren repentinamente, especialmente la debida a un rayo o a una tensión anormal, causando una falla directa.

La corriente excesiva por un cortocircuito externo o por un golpe mecánico, también sucede repentinamente, y disturbios por sismos e incendios, pueden dañar accidentalmente el transformador.

- Fallas que se desarrollan lentamente

Las fallas repentinas se relacionan, generalmente, con factores totalmente externos o ajenos al transformador, de tal forma que está fuera de nuestro alcance el poder preverlos y prepararnos para enfrentarlos.

El objetivo de nuestro mantenimiento e inspección es descubrir las fallas que ocurren y que se desarrollan lentamente. Estas fallas son las siguientes:

- Deformación de los materiales de aislamiento y del bobinado, debido a golpes mecánicos causados por un cortocircuito externo. El transformador generalmente se diseña y se fabrica para resistir el calor y los golpes mecánicos. Sin embargo, si se expone a golpes mecánicos intensos y frecuentes, aún una pequeña deformación puede convertirse en una falla interna seria.

- Aislamiento del núcleo. Puede existir aislamiento deficiente entre las láminas del núcleo, entre el tornillo de sujeción del núcleo y el tubo de aislamiento, etc. El aislamiento deficiente causa un cortocircuito en el flujo magnético, produce constantemente una corriente de corto circuito en este lugar y provoca un calentamiento excesivo pudiendo desarrollar fallas serias.

- Aislamiento deficiente debido a una condición operacional dura, como carga excesiva. Según se mencionó en las instrucciones de operación, el aislamiento del transformador se deteriora por el aumento de la temperatura y este deterioro a través de

los años empeora y se convierte en una falla seria cuando el transformador sufre una carga excesiva.

- Deterioro de los materiales de aislamiento, del aceite, de los bujes, etc. debido a absorción de humedad, a oxidación y a formación de una corona, etc.
- Deterioro del aislamiento de la parte externa del transformador debido al viento, la nieve, la sal y el polvo. Esto puede prevenirse con una inspección y un mantenimiento correctos.
- Falla en los accesorios, fuga de aceite, fuga de gas, etc.

15.4 Fallas internas del transformador

15.4.1 Fallas en los devanados

- Cortocircuitos

Hay cortocircuitos entre las espiras, entre las fases y entre las bobinas. La mayoría de las fallas de los cortocircuitos se deben a tensión anormal en el pararrayos, y algunas se deben al deterioro del aceite de aislamiento y a la penetración de la lluvia. También algunos cortocircuitos se deben al deterioro por calor, causado por una fuerza mecánica electromagnética o por una carga excesiva anormal. En general, los cortocircuitos internos causan deformaciones graves en las bobinas, como efecto secundario.

- Rompimiento de los terminales de los devanados

Los terminales de los devanados sufren daños por un exceso de corriente (cortocircuito externo, etc) o por un rayo. También los accidentes de cortocircuito del sistema que se acumulan, causan daños en el soporte del bobinado, por su fuerza destructora mecánica repetida, que finalmente rompe los terminales.

- Cortocircuito a tierra.

El voltaje de impulso o el deterioro del aislamiento pueden causar un cortocircuito a tierra del bobinado o de sus terminales al núcleo o al tanque.

Las fallas mencionadas se pueden detectar fácilmente mediante un diagnóstico externo o una verificación eléctrica.

15.4.2 Fallas en el núcleo

Hay fallas debidas a un aislamiento deficiente de los tornillos de afianzamiento del núcleo, o a un canal de enfriamiento de aceite obstruido, lo que causa un calentamiento excesivo del núcleo. Las fallas del núcleo se desarrollan lentamente. El aislamiento y el contacto a tierra deficientes ya mencionados, causan una corriente de cortocircuito parcial, un deterioro del aceite de los materiales de aislamiento en sus alrededores, los cuales gradualmente se convierten en fallas serias.

Una sujeción deficiente entre el núcleo y las bridas del bobinado pueden causar una vibración perjudicial.

15.5 Cómo detectar fallas internas?

Use los diferentes reles con que cuenta el transformador para detectar y protegerse de fallas accidentales. A continuación se señala cuales son las partes que se emplean para protegerse de fallas internas: Las que están adheridas directamente al transformador y que detectan las fallas mecánicamente: Relé Buchholz, rele de presión súbita, dispositivo de sobrepresión.

Las que están indirectamente unidas al tablero de control del transformador, y que detectan las fallas eléctricamente: Rele diferencial, rele de sobrecorriente, rele de tierra.



©Copyright 2007 ABB, All rights reserved

Document Title			
Manual del Usuario			
Document No.	Date & Rev. Ind.	No. of Pages	Page
1ZCL000002EG-ES	1	20	20

Anexo 03: Pruebas de Ensayo realizadas al Transformador de Potencia



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Asea Brown Boveri Ltda.

No de Protocolo:
2013 - 099

Pág 1 de 24

Cliente:

HIDRANDINA HUACA DEL SOL

Dirección del Cliente:

Jirón San Martín No. 831 – Trujillo Perú

Máquina Ensayada:

Potencia Nominal Máxima: 25/30 - 17/20 - 13/15 MVA
Tensión: 58 +10-16 x 1% / 34 / 10.5 / 7.98 kV
Intensidad Nominal Máxima: 298.63 / 339.62 / 824.79 / 0 A
BIL: 325 / 170 / 75 / kV
Conexión: Yo / yo / yo / d interno
Grupo de Conexión: YNynyn0 (d)
Frecuencia: 60 Hz
Refrigeración: ONAN / ONAF
Calentamiento Máx. del Aceite: 60 °C
Calentamiento Medio del Cobre: 65 °C

Nº de Serie: 201208

Transformador Trifásico

Referencia de ABB:

Referencia del Producto: Transformador Trifásico
Nº de Pedido: Proyecto 121313
Nº de Placa: 201208
Inspección y Plan de Ensayos:

Ensayos Realizados y Aprobados:

Relación
Resistencia de Arrollamientos
Pérdidas e Intensidad de Vacío
Pérdidas en Carga y Tensión de Cortocircuito
Pérdidas en los Tres Arrollamientos
Rendimiento
Regulación
Sobretensión Aplicada
Sobretensión Inducida
Resistencia del Aislamiento
Capacidad y F.P. del Aislamiento
Impedancia Homopolar
Nivel de Ruido
Impulso Atmosférico
Calentamiento

Normas Aplicadas:

IEC 60076-1
IEC 60076-2
IEC 60076-3

Recepcionado por:

Ing. Walter Baquerizo.
INTERVENTOR HIDRANDINA

Comentarios:

INFORME FINAL DE PRUEBAS EN FÁBRICA

Acreditado ante la Superintendencia de Industria y Comercio bajo la norma NTC- ISO/IEC 17025:2005. Resolución No 082 del 08 de enero de 2010.

Planta:

Asea Brown Boveri Ltda.
Calle 16 # 15-124 La Popa Dosquebradas
(Risaralda-Colombia)

Departamento de**Ensayo:**

Calidad Integral (PTQi)

Fecha de Iniciación:

18-Dic -2013

Fecha de Terminación:

20-Dic-2013

Revisado por:

Ing. Bernardo Gómez.

Realizado por: Ing. Duvier Bedoya Bedoya

Firma:

Test Room Engineer

Firma:

Quality Manager

Revisado por: Ing. Juan Carlos Vélez M.

Firma:

Juan Carlos Vélez Marulanda

Test Room Engineer

Este informe registra fielmente los resultados obtenidos durante los ensayos, y no puede ser reproducido total o parcialmente, sin una autorización escrita del laboratorio que lo emite.

F05-ITPTQ011 Rev. 12



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Índice

No de Protocolo:

2013 - 099

Pág 2 de 24

No de Serie: 201208

Relación	3
Resistencia de Arrollamientos.....	5
Pérdidas e Intensidad de Vacío	7
Pérdidas en Carga y Tensión de Cortocircuito.....	8
Pérdidas en los Tres Arrollamientos.....	9
Rendimiento	10
Regulación	11
Sobretensión Aplicada	12
Sobretensión Inducida	13
Resistencia del Aislamiento	14
Capacidad y F.P. del Aislamiento	15
Impedancia Homopolar.....	16
Nivel de Ruido	17
Impulso Atmosférico	19
Calentamiento	21

Fecha:

18-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:

Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:

PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Relación

No de Protocolo:
2013 - 099

Pág 3 de 24

No de Serie: 201208

Condición de Ensayo: AT vs MT
Terminales Primarios: 1U-1V-1W-1N
Terminales Secundarios: 2U-2V-2W-2N
Grupo de Conexión: YNyn0

Posición		Tensión Nominal (kV)		Relación Medida			Relación Teórica	Diferencia Máxima (%)
Primario	Secundario	Primario	Secundario	1U-1N 2U-2N	1V-1N 2V-2N	1W-1N 2W-2N		
1	-	63.800	34.000	1.879	1.879	1.879	1.876	0.13
2	-	63.220	34.000	1.862	1.862	1.862	1.859	0.13
3	-	62.640	34.000	1.845	1.845	1.845	1.842	0.13
4	-	62.060	34.000	1.828	1.828	1.828	1.825	0.14
5	-	61.480	34.000	1.811	1.811	1.811	1.808	0.14
6	-	60.900	34.000	1.794	1.794	1.794	1.791	0.15
7	-	60.320	34.000	1.777	1.777	1.777	1.774	0.16
8	-	59.740	34.000	1.760	1.760	1.760	1.757	0.16
9	-	59.160	34.000	1.743	1.743	1.743	1.740	0.17
10	-	58.580	34.000	1.726	1.726	1.726	1.723	0.17
11	-	58.000	34.000	1.709	1.709	1.709	1.706	0.18
12	-	57.420	34.000	1.692	1.692	1.692	1.689	0.19
13	-	56.840	34.000	1.675	1.675	1.675	1.672	0.19
14	-	56.260	34.000	1.658	1.658	1.658	1.655	0.20
15	-	55.680	34.000	1.641	1.641	1.641	1.638	0.21
16	-	55.100	34.000	1.624	1.624	1.624	1.621	0.22
17	-	54.520	34.000	1.607	1.607	1.607	1.604	0.23
18	-	53.940	34.000	1.590	1.590	1.590	1.586	0.24
19	-	53.360	34.000	1.573	1.573	1.573	1.569	0.24
20	-	52.780	34.000	1.556	1.556	1.556	1.552	0.25
21	-	52.200	34.000	1.539	1.539	1.539	1.535	0.26
22	-	51.620	34.000	1.522	1.522	1.522	1.518	0.27
23	-	51.040	34.000	1.505	1.505	1.505	1.501	0.27
24	-	50.460	34.000	1.488	1.488	1.488	1.484	0.28
25	-	49.880	34.000	1.471	1.471	1.471	1.467	0.30
26	-	49.300	34.000	1.454	1.454	1.454	1.450	0.28
27	-	48.720	34.000	1.437	1.437	1.437	1.433	0.29

Condición de Ensayo: AT vs BT
Terminales Primarios: 1U-1V-1W-1N
Terminales Secundarios: 3U-3V-3W-3N
Grupo de Conexión: YNyn0

Posición		Tensión Nominal (kV)		Relación Medida			Relación Teórica	Diferencia Máxima (%)
Primario	Secundario	Primario	Secundario	1U-1N 3U-3N	1V-1N 3V-3N	1W-1N 3W-3N		
1	-	63.800	10.500	6.071	6.071	6.071	6.076	-0.09
2	-	63.220	10.500	6.021	6.021	6.022	6.021	0.02
3	-	62.640	10.500	5.966	5.966	5.967	5.966	0.02
4	-	62.060	10.500	5.911	5.911	5.912	5.910	0.03
5	-	61.480	10.500	5.857	5.857	5.858	5.855	0.04

Fecha:
18-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Relación

No de Protocolo:
2013 - 099

Pág 4 de 24

No de Serie: 201208

Posición		Tensión Nominal (kV)		Relación Medida			Relación Teórica	Diferencia Máxima (%)
Primario	Secundario	Primario	Secundario	1U-1N 3U-3N	1V-1N 3V-3N	1W-1N 3W-3N		
6	-	60.900	10.500	5.802	5.801	5.802	5.800	0.04
7	-	60.320	10.500	5.747	5.747	5.747	5.745	0.05
8	-	59.740	10.500	5.692	5.692	5.693	5.690	0.05
9	-	59.160	10.500	5.637	5.637	5.637	5.634	0.06
10	-	58.580	10.500	5.582	5.582	5.583	5.579	0.07
11	-	58.000	10.500	5.528	5.527	5.528	5.524	0.08
12	-	57.420	10.500	5.472	5.472	5.473	5.469	0.08
13	-	56.840	10.500	5.418	5.417	5.418	5.413	0.09
14	-	56.260	10.500	5.363	5.362	5.364	5.358	0.10
15	-	55.680	10.500	5.308	5.307	5.308	5.303	0.11
16	-	55.100	10.500	5.253	5.253	5.253	5.248	0.11
17	-	54.520	10.500	5.198	5.197	5.199	5.192	0.12
18	-	53.940	10.500	5.143	5.142	5.144	5.137	0.13
19	-	53.360	10.500	5.088	5.087	5.088	5.082	0.12
20	-	52.780	10.500	5.033	5.032	5.034	5.027	0.14
21	-	52.200	10.500	4.978	4.977	4.978	4.971	0.14
22	-	51.620	10.500	4.923	4.923	4.924	4.916	0.15
23	-	51.040	10.500	4.868	4.868	4.869	4.861	0.16
24	-	50.460	10.500	4.813	4.813	4.814	4.806	0.17
25	-	49.880	10.500	4.759	4.758	4.759	4.750	0.18
26	-	49.300	10.500	4.703	4.703	4.704	4.695	0.19
27	-	48.720	10.500	4.649	4.648	4.649	4.640	0.20

Condición de Ensayo: MT vs BT
Terminales Primarios: 2U-2V-2W-2N
Terminales Secundarios: 3U-3V-3W-3N
Grupo de Conexión: YNyn0

Posición		Tensión Nominal (kV)		Relación Medida			Relación Teórica	Diferencia Máxima (%)
Primario	Secundario	Primario	Secundario	2U-2N 3U-3N	2V-2N 3V-3N	2W-2N 3W-3N		
-	-	34.000	10.500	3.233	3.233	3.233	3.238	-0.16

Notas: Se verificó la polaridad y grupo de conexión. El equipo pasó satisfactoriamente la prueba.
Equipos de medida: TTR TRIFASICO - Marca RAYTECH – TR-Mark III - 250 - No. interno: E-288
Prueba realizada por : Holman Ramírez – William Méndez
Máxima Incertidumbre expandida de la medición 0.08%, con un nivel de confianza del 95%.

Fecha:
18-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Resistencia de Arrollamientos

No de Protocolo:
2013 - 099

Pág 5 de 24

No de Serie: 201208

Temperatura de Referencia: 75.0 °C
Terminales Ensayados: 1U-1V-1W-1N
Temperatura Media del Aceite: 27.0 °C

Posición	Resistencia entre Terminales (Ω)				Resistencia media por fase (Ω)	Resistencia por fase a la Temperatura de Referencia (Ω)
	1U-1N	1V-1N	1W-1N	-		
1	0.25552	0.25472	0.25456	-	0.2549333	0.3016387
2	0.25261	0.25187	0.2518	-	0.2520933	0.2982784
3	0.24998	0.24924	0.24903	-	0.2494167	0.2951113
4	0.24734	0.24661	0.24618	-	0.24671	0.2919088
5	0.24445	0.24375	0.24351	-	0.2439033	0.2885879
6	0.24182	0.24114	0.24063	-	0.2411967	0.2853854
7	0.23896	0.23822	0.23799	-	0.23839	0.2820645
8	0.23631	0.23562	0.23505	-	0.23566	0.2788343
9	0.23342	0.23269	0.23232	-	0.23281	0.2754622
10	0.23075	0.23013	0.22951	-	0.23013	0.2722912
11	0.22803	0.22747	0.2267	-	0.2274	0.2690611
12	0.22527	0.22469	0.22397	-	0.2246433	0.2657994
13	0.22252	0.22196	0.22112	-	0.2218667	0.262514
14	0.21847	0.21826	0.21786	-	0.2181967	0.2581716
15	0.22261	0.222	0.22114	-	0.2219167	0.2625732
16	0.22518	0.22461	0.22396	-	0.2245833	0.2657284
17	0.22802	0.22746	0.22675	-	0.22741	0.2690729
18	0.23083	0.23026	0.2295	-	0.2301967	0.2723701
19	0.23351	0.23288	0.23239	-	0.2329267	0.2756003
20	0.2363	0.23568	0.23509	-	0.23569	0.2788698
21	0.23898	0.23827	0.23791	-	0.2383867	0.2820605
22	0.2417	0.24111	0.24067	-	0.24116	0.285342
23	0.24446	0.2437	0.24338	-	0.2438467	0.2885209
24	0.24716	0.24649	0.24629	-	0.2466467	0.2918338
25	0.25013	0.24944	0.24891	-	0.2494933	0.295202
26	0.25267	0.25193	0.2519	-	0.2521667	0.2983651
27	0.25571	0.25496	0.25449	-	0.2550533	0.3017807

Fecha:
18-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



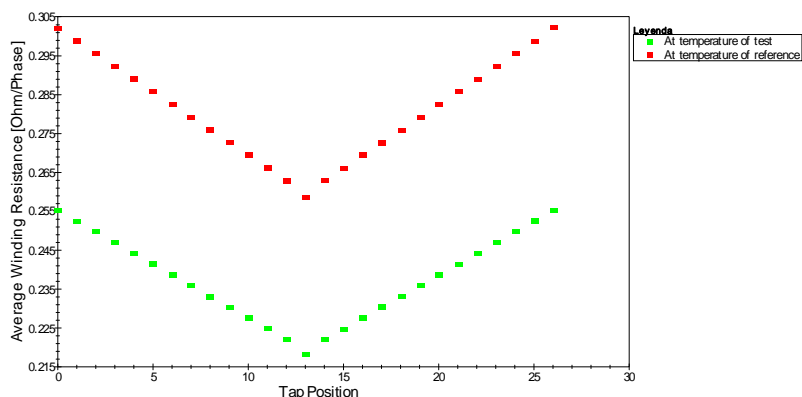
PROTOCOLO DE ENSAYOS

Resistencia de Arrollamientos

No de Protocolo:
2013 - 099

Pág 6 de 24

No de Serie: 201208



Temperatura de Referencia: 75.0 °C
Terminales Ensayados: 2U-2V-2W-2N
Temperatura Media del Aceite: 27.0 °C

Posición	Resistencia entre Terminales (Ω)				Resistencia media por fase (Ω)	Resistencia por fase a la Temperatura de Referencia (Ω)
	2U-2N	2V-2N	2W-2N	-		
-	0.075359	0.075518	0.075995	-	0.075624	0.08947878

Temperatura de Referencia: 75.0 °C
Terminales Ensayados: 3U-3V-3W-3N
Temperatura Media del Aceite: 27.0 °C

Posición	Resistencia entre Terminales (Ω)				Resistencia media por fase (Ω)	Resistencia por fase a la Temperatura de Referencia (Ω)
	3U-3N	3V-3N	3W-3N	-		
-	0.012719	0.012867	0.012999	-	0.01286167	0.015218

Temperatura de Referencia: 75.0 °C
Terminales Ensayados: T1-T2
Temperatura Media del Aceite: 27.0 °C

Posición	Resistencia entre Terminales (Ω)				Resistencia media por fase (Ω)	Resistencia por fase a la Temperatura de Referencia (Ω)
	T1-T2	-	-	-		
-	0.085843	-	-	-	0.02861433	0.03385665

Notas: El equipo pasó satisfactoriamente la prueba
Equipo de medida: Microohmetro.
Marca TETTEX INSTRUMENTS 2292 - No. interno: E-005
Prueba realizada por : Holman Ramírez – William Méndez
Máxima Incertidumbre expandida de la medición 0.3%, con un nivel de confianza del 95%.

Fecha:
18-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Pérdidas e Intensidad de Vacío

No de Protocolo:
2013 - 099

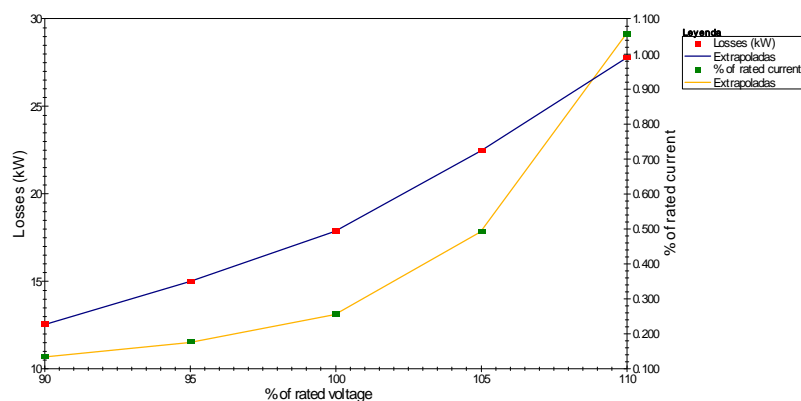
Pág 7 de 24

No de Serie: 201208

Terminales Alimentados: 3U-3V-3W-3N
1° Terminales Abiertos: 1U-1V-1W-1N
2° Terminales Abiertos: 2U-2V-2W-2N
Potencia Base: 13 MVA
Temperatura Media del Aceite: 26.5 °C

Posición: -
Posición: 11
Posición: -
Potencia Nominal: 13 MVA
Frecuencia: 60 Hz

Valores Medidos								Pérdidas ¹ (kW)	Intensidad	Valores Garantizados	
V	$\frac{V_{eficaz}}{1,1 \times V_{media}}$	1,11xV _{media} (kV)	V _{eficaz} (kV)	I _A (A)	I _B (A)	I _C (A)	Pérdidas (kW)			Pérdidas (kW)	Intensidad
110 %	-	6.538	7.146	7.838	7.301	7.434	27.69	25.12	1.1 %	-	-
105 %	-	6.360	6.645	3.780	3.241	3.481	22.40	21.39	0.49 %	-	-
100 %	-	6.062	6.194	2.050	1.568	1.837	17.83	17.44	0.25 %	17.90	1.000 %
95 %	-	5.754	5.831	1.445	1.012	1.288	14.96	14.76	0.17 %	-	-
90 %	-	5.389	5.436	1.118	0.7250	1.018	12.50	12.39	0.13 %	-	-



Notas: El equipo pasó satisfactoriamente la prueba y cumple con los valores garantizados de pérdidas de vacío.
Equipo de medida: Analizador de Potencia Marca LEM NORMA D6000 - No. interno: E-0231
Prueba realizada por: Rubén Gurrute – Luis A. Soto – John Marles – Holman Ramírez
Máxima Incertidumbre expandida de la medición 0.5%, con un nivel de confianza del 95%.

¹ Pérdidas corregidas a la onda senoidal

Fecha:
19-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Pérdidas en Carga y Tensión de Cortocircuito

No de Protocolo:
2013 - 099
Pág 8 de 24

No de Serie: 201208

Condición de Ensayo: AT vs MT
Terminales Alimentados: 1U-1V-1W-1N
1° Terminales Cortocircuitados: 2U-2V-2W-2N
2° Terminales Cortocircuitados:
Temperatura de Ref: 75.0 °C
Potencia Base: 17 MVA

Conexión				Medido			Corregido ¹			Garantizado	
Posiciones			U Nominal Terminal Alimentado (kV)	Temp. (°C)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pérdidas (kW)	-	Impe- dancia (%)	Pérdidas (kW)	Impe- dancia (%)
Alimen- tado	1° Cto	2° Cto									
1	-	-	63.800	26.5	4.5577	153.54	56.994	-	7.16	-	-
11	-	-	58.000	26.5	3.9641	169.13	56.281	-	6.84	112.00	12.04
27	-	-	48.720	26.5	3.2366	201.49	67.163	-	6.64	-	-

Condición de Ensayo: AT vs BT
Terminales Alimentados: 1U-1V-1W-1N
1° Terminales Cortocircuitados: 3U-3V-3W-3N
2° Terminales Cortocircuitados:
Temperatura de Ref: 75.0 °C
Potencia Base: 13 MVA

Conexión				Medido			Corregido ¹			Garantizado	
Posiciones			U Nominal Terminal Alimentado (kV)	Temp. (°C)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pérdidas (kW)	-	Impe- dancia (%)	Pérdidas (kW)	Impe- dancia (%)
Alimen- tado	1° Cto	2° Cto									
1	-	-	63.800	26.5	5.9064	116.37	46.318	-	9.36	-	-
11	-	-	58.000	26.5	5.2394	128.08	45.712	-	9.13	-	-
27	-	-	48.720	26.5	4.3715	153.53	51.613	-	9.01	-	-

Condición de Ensayo: MT vs BT
Terminales Alimentados: 2U-2V-2W-2N
1° Terminales Cortocircuitados: 3U-3V-3W-3N
2° Terminales Cortocircuitados:
Temperatura de Ref: 75.0 °C
Potencia Base: 13 MVA

Conexión				Medido			Corregido ¹			Garantizado	
Posiciones			U Nominal Terminal Alimentado (kV)	Temp. (°C)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pérdidas (kW)	-	Impe- dancia (%)	Pérdidas (kW)	Impe- dancia (%)
Alimen- tado	1° Cto	2° Cto									
-	-	-	34.000	26.5	0.93140	205.61	37.560	-	2.95	-	-

Notas: El equipo pasó satisfactoriamente la prueba y cumple con los valores garantizados de pérdidas e impedancia de cortocircuito de acuerdo a las especificaciones.
Equipo de medida: Analizador de Potencia - Marca LEM NORMA D6000 - No. interno: E-0231
Prueba realizada por: Rubén Gurrute – Luis A. Soto – John Marles – Holman Ramírez
Máxima Incertidumbre expandida de la medición 1.0%, con un nivel de confianza del 95%.

¹ Corregido a la Potencia Base y la Temperatura de Referencia

Fecha:
19-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS
Pérdidas en los Tres Arrollamientos

No de Protocolo:
2013 - 099

Pág 9 de 24

No de Serie: 201208

(1) Terminales del 1^{er} arrollamiento: 1U-1V-1W-1N
(2) Terminales del 2^o arrollamiento: 2U-2V-2W-2N
(3) Terminales del 3^{er} arrollamiento: 3U-3V-3W-3N

Posiciones			Potencia Base (MVA)			Pérdidas en Carga referidas a la Potencia Base (kW)			
(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	Total
11	-	-	25	17	8	75.931	21.170	9.5356	106.64
11	-	-	30	20	15	109.34	29.301	33.524	172.17

Notas: El equipo pasó satisfactoriamente la prueba y cumple con los valores garantizados de pérdidas de acuerdo a las especificaciones.

Equipo de medida: Analizador de Potencia - Marca LEM NORMA D6000 - No. interno: E-0231

Prueba realizada por: Rubén Gurrute – Luis A. Soto – John Marles – Holman Ramírez

Máxima Incertidumbre expandida de la medición 1.0%, con un nivel de confianza del 95%.

Fecha:
19-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Rendimiento

No de Protocolo:
2013 - 099

Pág 10 de 24

No de Serie: 201208

Condición de Ensayo: cosphi=0.8
(1) Terminales del 1^{er} arrollamiento: 1U-1V-1W-1N
(2) Terminales del 2^o arrollamiento: 2U-2V-2W-2N
Potencia Base: 25 MVA

Posiciones		Factor de Potencia					
		0.80	0.80	0.80	0.80	-	-
(1)	(2)	Factor de Carga					
		25 %	50 %	75 %	100 %	-	-
1	-	99.50	99.52	99.42	99.30	-	-
11	-	99.50	99.52	99.43	99.31	-	-
27	-	99.47	99.47	99.34	99.19	-	-

Condición de Ensayo: cosphi=0.9
(1) Terminales del 1^{er} arrollamiento: 1U-1V-1W-1N
(2) Terminales del 2^o arrollamiento: 2U-2V-2W-2N
Potencia Base: 25 MVA

Posiciones		Factor de Potencia					
		0.90	0.90	0.90	0.90	-	-
(1)	(2)	Factor de Carga					
		25 %	50 %	75 %	100 %	-	-
1	-	99.55	99.57	99.49	99.38	-	-
11	-	99.56	99.58	99.49	99.39	-	-
27	-	99.53	99.52	99.42	99.28	-	-

Condición de Ensayo: cosphi=1.0
(1) Terminales del 1^{er} arrollamiento: 1U-1V-1W-1N
(2) Terminales del 2^o arrollamiento: 2U-2V-2W-2N
Potencia Base: 25 MVA

Posiciones		Factor de Potencia					
		1.00	1.00	1.00	1.00	-	-
(1)	(2)	Factor de Carga					
		25 %	50 %	75 %	100 %	-	-
1	-	99.60	99.62	99.54	99.44	-	-
11	-	99.60	99.62	99.54	99.45	-	-
27	-	99.58	99.57	99.47	99.35	-	-

Notas: No hay valores garantizados, los cálculos de estas magnitudes se relacionan directamente con las pérdidas de cortocircuito y vacío.

Fecha:
19-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Regulación

No de Protocolo:
2013 - 099

Pág 11 de 24

No de Serie: 201208

(1) Terminales del 1^{er} arrollamiento: 1U-1V-1W-1N
(2) Terminales del 2^o arrollamiento: 2U-2V-2W-2N
Potencia Base: 25 MVA

Posiciones		Factor de Potencia					
(1)	(2)	1.00	0.90	0.80	-	-	-
1	-	1.046	5.455	7.033	-	-	-
11	-	0.992	5.207	6.718	-	-	-
27	-	1.057	5.138	6.595	-	-	-

Notas: No hay valores garantizados, los cálculos de estas magnitudes se relacionan directamente con las pérdidas de cortocircuito y vacío.

Fecha:
19-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Sobretensión Aplicada

No de Protocolo:
2013 - 099

Pág 12 de 24

No de Serie: 201208

Frecuencia (Hz): 60 Hz

Terminales Ensayados	Tensión (kV)	Duración (s)
1U-1V-1W-1N	70	60
2U-2V-2W-2N	50	60
3U-3V-3W-3N	28	60
T1-T2	28	60

Notas: El transformador pasó satisfactoriamente la prueba.
Equipo de medida: Analizador de Potencia Marca LEM NORMA D6000 -No. interno: E-0129
Prueba realizada por: Rubén Gurrute – Luis A. Soto – John Marles
Máxima Incertidumbre expandida del voltaje de prueba 1.0%, con un nivel de confianza del 95%.

Fecha:
20-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Sobretensión Inducida

No de Protocolo:
2013 - 099

Pág 13 de 24

No de Serie: 201208

Posición de Alta Tensión: 11
Terminales Alimentados: 3U-3V-3W-3N
Frecuencia (Hz): 300 Hz

Terminales Ensayados	Terminales a Tierra	Tensión (kV)	Duración (s)	D.P. Medidas
1U-1V-1W	1N	116.00	24	-

Notas: El transformador pasó satisfactoriamente la prueba.
Equipo de medida: Analizador de Potencia - Marca LEM NORMA D6000 - No. interno: E-0231
Prueba realizadas por: Luis Ángel Soto – Ronald Garzón – John J. Marles.
Máxima Incertidumbre expandida del voltaje de prueba 0.5%, con un nivel de confianza del 95%.

Fecha:
20-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Resistencia del Aislamiento

No de Protocolo:
2013 - 099

Pág 14 de 24

No de Serie: 201208

Condición de Ensayo: BOBINAS

Tensión Aplicada: 5 kV

Terminales			Temp. (°C)	Relación Medida	Tiempo		
Ensayados	Puestos a Tierra	-			15s	30s	45s
1U-1V-1W-1N 2U-2V-2W-2N	3U-3V-3W-3N Cuba	-	26.5	5.56	4220.0	4950.0	5800.0
1U-1V-1W-1N 3U-3V-3W-3N	2U-2V-2W-2N Cuba	-	26.5	2.41	9020.0	9830.0	10800
1U-1V-1W-1N	2U-2V-2W-2N 3U-3V-3W-3N Cuba	-	26.5	2.25	4210.0	6290.0	7090.0
2U-2V-2W-2N 3U-3V-3W-3N	1U-1V-1W-1N Cuba	-	26.5	2.62	7600.0	12200	14700
2U-2V-2W-2N	1U-1V-1W-1N 3U-3V-3W-3N Cuba	-	26.5	2.96	6490.0	7500.0	9200.0
3U-3V-3W-3N	1U-1V-1W-1N 2U-2V-2W-2N Cuba	-	26.5	1.46	4770.0	5370.0	5800.0
1U-1V-1W-1N 2U-2V-2W-2N 3U-3V-3W-3N	Cuba	-	26.5	1.82	2500.0	2870.0	3160.0

Tiempo									
1m 0s	2m 0s	3m 0s	4m 0s	5m 0s	6m 0s	7m 0s	8m 0s	9m 0s	10m 0s
6530.0	10800	13100	16800	20200	23900	27200	31800	34200	36300
12000	16400	19800	21400	22600	24000	25600	27100	28100	28900
7630.0	9350.0	10600	11900	12900	14100	15000	15700	16500	17200
16600	22700	26900	31200	34100	36400	38300	39900	41900	43500
11200	15700	20000	22800	25300	27500	30300	30900	32000	33200
6250.0	7130.0	7650.0	7980.0	8330.0	8550.0	8600.0	8880.0	9100.0	9130
3370.0	3980.0	4470.0	4910.0	5060.0	5290.0	5530.0	5760.0	5980.0	6140

Condición de Ensayo: NUCLEO

Tensión Aplicada: 1 kV

Terminales			Temp. (°C)	Relación Medida	Tiempo			
Ensayados	Puestos a Tierra	-			15s	30s	45s	1m 0s
Núcleo	Cuba	-	26.5	1.32	4930.0	5600.0	6100.0	6490.0

Notas: El transformador pasó satisfactoriamente la prueba.
Equipo de medida: Analizador de Potencia - Marca LEM NORMA D6000 - No. interno: E-0231
Prueba realizadas por: Holman Ramírez – William Méndez
Máxima Incertidumbre expandida del voltaje de prueba 0.5%, con un nivel de confianza del 95%.

Fecha:
18-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Capacidad y F.P. del Aislamiento

No de Protocolo:
2013 - 099

Pág 15 de 24

No de Serie: 201208

Tensión Aplicada para la Capacidad: 10 kV
Tensión Aplicada para el Factor de Potencia: 10 kV
Tipo de Instrumento: Con corrección a 20 °C

Prueba	Medida	Energizado	Ground	Guarda	UST	Capacitancias [pF]	Factor de Potencia a 20 C (%)
1	CH+CHL	Alta	Baja	Terciario	-	8869.9	-
2	CH	Alta	-	Baja-Terciario	-	3430.4	0.21
3	CHL(UST)	Alta	Terciario	-	Baja	5432.2	0.16
4	CHL	(1-2)	-	-	-	5439.5	0.18
5	CL+CLT	Baja	Terciario	Alta	-	7359.1	-
6	CL	Baja	-	Terciario-Alta	-	977.84	0.58
7	CLT(UST)	Baja	-	Alta	Terciario	6379.0	0.16
8	CLT	(5-6)	-	-	-	6381.26	0.17
9	CT+CHT	Terciario	Alta	Baja	-	7865.5	-
10	CT	Terciario	-	Alta-Baja	-	7796.2	0.26
11	CHT(UST)	terciario	Baja	-	Alta	69.412	0.18
12	CHT	(9-10)	-	-	-	69.3	0.19
13	CH+CL+CT	Todos	-	-	-	12254.6	0.27

Nota: El equipo pasó satisfactoriamente la prueba.
Equipo de medida: - Doble M4000. - Numero Interno E0286
Prueba realizada por: Holman Ramírez - William Méndez
Máxima Incertidumbre expandida de la medición 0.6%, con un nivel de confianza del 95%.

$F_p(20) = F_p(T) / K$ $F_p(20)$ = Factor de Potencia corregido a 20°C
 $F_p(T)$ = Factor de Potencia medido a la temperatura T
K = Factor de Corrección (de la Tabla adjunta)

Doble:

T (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70
K: BIL < 750 kV	0.8	0.9	1.0	1.12	1.25	1.4	1.55	1.75	1.95	2.18	2.42	2.7	3.0
K: BIL >= 750 kV	1.01	0.99	1.00	1.02	1.05	1.08	1.12	1.17	1.23	1.31	1.41	-	-

ANSI:

T (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70
K	0.8	0.9	1.0	1.12	1.25	1.4	1.55	1.75	1.95	2.18	2.42	2.7	3.0

Fecha:
18-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Impedancia Homopolar

No de Protocolo:
2013 - 099

Pág 16 de 24

No de Serie: 201208

Norma Aplicada: IEC

Arrollamientos con circulación de Intensidad			Posiciones	Potencia Base (MVA)	Tensión Medida (kV)	Intensidad Medida (A)	Zo por fase (Ω)	Zo a 39.5 °C (%)
Terminales Alimentados	Terminales del 2º Arrollamiento	Terminales del 3º Arrollamiento						
1U-1V-1W-1N	-	-	11	25	0.4060	52.440	23.23	17.26
1U-1V-1W-1N	2U-2V-2W-2N	-	11 / -	25	0.2220	54.650	12.19	9.06
1U-1V-1W-1N	2U-2V-2W-2N	3U-3V-3W-3N	11 / - / -	25	0.2240	55.870	12.03	8.94
1U-1V-1W-1N	3U-3V-3W-3N	-	11	25	0.3400	50.840	20.06	14.91
2U-2V-2W-2N	-	-	-	17	0.1730	134.13	3.869	5.69
3U-3V-3W-3N	-	-	-	13	0.01715	316.49	0.1626	1.92

Notas: El equipo pasó satisfactoriamente la prueba.
Equipo de medida: Analizador de Potencia Marca LEM NORMA D6000 - No. interno: E-0231
Prueba realizada por: Ronald Garzón - Luis A. Soto – John J. Marles
Máxima Incertidumbre expandida de la medición 0.5%, con un nivel de confianza del 95%.

Fecha:
18-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Nivel de Ruido

No de Protocolo:

2013 - 099

Pág 17 de 24

No de Serie: 201208

Condición de Ensayo: ONAN
Norma Aplicada: IEC
Número de Bombas: 0
Número de Ventiladores: 0
Frecuencia: 60Hz
Medida de la Temperatura Ambiente: 27.0 °C
Fator de Corrección (Reverberación): 2.18 dB(A)
Tipo de Medida: Presión Acústica con Ponderación A

Refrigeración: ONAN
Presión Acústica Medida: 57.67 dB(A)
Presión Acústica Garantizada: 70.00 dB(A)
Presión Acústica Ambiente: 49.98 dB(A)

(1) Terminales del 1^{er} devanado: 3U-3V-3W-3N **Pos.:** -
(2) Terminales del 2^o devanado: 1U-1V-1W-1N **Pos.:** 11
(3) Terminales del 3^{er} devanado: 2U-2V-2W-2N **Pos.:**

Puntos de Medida	1/3H Antes de las mediciones (dB(A))	2/3H Antes de las mediciones (dB(A))	1/3H Mediciones (dB(A))	2/3H Mediciones (dB(A))	1/3H Después de las mediciones (dB(A))	2/3H Después de las mediciones (dB(A))
1	-	-	58.5	56.8	-	-
2	49.3	50.3	60.9	58.3	49.4	50.4
3	-	-	59.3	60.0	-	-
4	49.6	50.6	58.1	60.1	50.5	49.2
5	49.7	50.1	59.5	60.0	49.6	50.2
6	49.6	50.6	60.7	58.3	49.7	50.5
7	-	-	57.9	58.1	-	-
8	-	-	59.8	59.1	-	-
9	-	-	60.7	62.8	-	-
10	-	-	62.0	61.8	-	-
11	-	-	62.9	62.7	-	-
12	-	-	60.8	60.2	-	-
13	-	-	62.6	62.7	-	-
14	-	-	62.2	61.7	-	-
15	-	-	59.4	60.3	-	-
16	-	-	57.6	59.5	-	-
17	-	-	60.6	56.5	-	-
18	-	-	59.1	58.1	-	-
19	-	-	56.8	57.4	-	-
20	-	-	58.2	58.6	-	-
21	-	-	60.8	59.9	-	-

Fecha:
20-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Nivel de Ruido

No de Protocolo:
2013 - 099

Pág 18 de 24

No de Serie: 201208

Condición de Ensayo: ONAF
Norma Aplicada: IEC
Número de Bombas: 0
Número de Ventiladores: 5
Frecuencia: 60Hz
Medida de la Temperatura Ambiente: 27.0 °C
Factor de Corrección (Reverberación): 3.37 dB(A)
Tipo de Medida: Presión Acústica con Ponderación A

Refrigeración: ONAF
Presión Acústica Medida: 60.58 dB(A)
Presión Acústica Garantizada: 70.00 dB(A)
Presión Acústica Ambiente: 50.07 dB(A)

(1) Terminales del 1^{er} devanado: 3U-3V-3W-3N Pos.: -
(2) Terminales del 2^o devanado: 1U-1V-1W-1N Pos.: 11
(3) Terminales del 3^{er} devanado: 2U-2V-2W-2N Pos.:

Puntos de Medida	1/3H Antes de las mediciones (dB(A))	2/3H Antes de las mediciones (dB(A))	1/3H Mediciones (dB(A))	2/3H Mediciones (dB(A))	1/3H Después de las mediciones (dB(A))	2/3H Después de las mediciones (dB(A))
1	-	-	63.8	64.5	-	-
2	49.1	50.3	64.2	64.6	49.8	50.7
3	-	-	65.6	64.9	-	-
4	49.5	50.5	64.4	64.1	50.0	51.0
5	49.7	50.2	65.0	64.1	49.7	50.8
6	49.3	50.4	64.3	64.0	49.4	50.1
7	-	-	64.2	65.0	-	-
8	-	-	64.7	64.9	-	-
9	-	-	64.0	63.8	-	-
10	-	-	64.6	63.5	-	-
11	-	-	64.6	64.5	-	-
12	-	-	64.1	64.2	-	-
13	-	-	63.7	63.8	-	-
14	-	-	64.8	67.2	-	-
15	-	-	64.9	63.9	-	-
16	-	-	63.0	62.8	-	-
17	-	-	63.2	61.9	-	-
18	-	-	62.8	62.9	-	-
19	-	-	63.6	64.1	-	-
20	-	-	62.7	62.1	-	-
21	-	-	63.0	63.6	-	-
22	-	-	63.3	63.7	-	-
23	-	-	62.3	62.7	-	-
24	-	-	62.9	62.9	-	-
25	-	-	62.8	63.4	-	-
26	-	-	63.3	63.9	-	-
27	-	-	63.8	63.3	-	-

Notas: Los resultados de las pruebas fueron satisfactorios
Las mediciones ambiente antes y ambiente después son realizadas de forma aleatoria.
Equipo de medición; Micrófono (Presión Acústica-Sound Level Meter) Brüel & Kjaer – 2250 – E-0257
Teste realizado por: Luis A. Soto.
Máxima incertidumbre expandida de la medición 0.3%, con un nivel de confianza del 95%.

Fecha:
20-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Impulso Atmosférico

No de Protocolo:
2013 - 099

Pág 19 de 24

No de Serie: 201208

Tipo de Onda ¹	Terminal Ensayado	Tensión Requerida (kV)	Tensión Aplicada (kV)	Posición del Conmutador	Forma de Onda (µs)	Identificación Oscilograma
RFW	1U	196.00	195.93	1	0.917x48.2	1131
FW	1U	325.00	324.02	1	0.924x48.5	1132
FW	1U	325.00	325.22	1	0.922x48.5	1133
FW	1U	325.00	325.22	1	0.924x48.5	1134
RFW	1V	196.00	195.61	11	0.913x48.7	1135
FW	1V	325.00	324.95	11	0.939x48.9	1136
FW	1V	325.00	324.91	11	0.923x48.9	1137
FW	1V	325.00	325.00	11	0.922x48.9	1138
RFW	1W	196.00	195.52	27	0.917x48.3	1139
FW	1W	325.00	324.74	27	0.921x48.6	1140
FW	1W	325.00	324.74	27	0.922x48.5	1141
FW	1W	325.00	324.72	27	0.924x48.6	1142
RFW	1N	87.000	87.394	1	6.56x53.30	1146
FW	1N	145.00	145.13	1	6.57x53.22	1147
FW	1N	145.00	145.09	1	6.57x53.11	1148
RFW	2U	120.00	120.44	-	0.939x40.3	1154
FW	2U	170.00	170.88	-	0.959x40.6	1155
FW	2U	170.00	170.73	-	0.961x40.7	1156
FW	2U	170.00	170.74	-	0.961x40.6	1157
RFW	2V	120.00	120.32	-	0.951x41.5	1159
FW	2V	170.00	170.29	-	0.951x41.7	1160
FW	2V	170.00	170.45	-	0.959x41.6	1161
FW	2V	170.00	170.26	-	0.962x41.7	1162
RFW	2W	120.00	120.17	-	0.962x40.8	1163
FW	2W	170.00	170.60	-	0.961x40.9	1164
FW	2W	170.00	170.36	-	0.992x41.2	1165
FW	2W	170.00	170.44	-	0.992x41.2	1166
RFW	2N	88.000	87.888	-	1.89x43.20	1184
FW	2N	125.00	122.64	-	1.89x43.16	1185
FW	2N	125.00	122.63	-	1.90x43.18	1186
RFW	3U	44.000	43.817	-	1.20x53.19	1190
FW	3U	75.000	73.439	-	1.20x54.05	1191
FW	3U	75.000	73.392	-	1.20x54.01	1192
FW	3U	75.000	73.342	-	1.20x54.06	1193

¹ Leyenda:

ANSI:	Onda Reducida	RFW	CEI:	Onda Reducida	RFI
	Onda Plena	FW		Onda Plena	FI
	Onda Cortada Reducida	RCW		Onda Cortada Reducida	RCI
	Onda Cortada	CW		Onda Cortada	CI
	Frente de Onda Reducido	RFoW			
	Frente de Onda	FoW			

Fecha:
19-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Impulso Atmosférico

No de Protocolo:
2013 - 099

Pág 20 de 24

No de Serie: 201208

Tipo de Onda ¹	Terminal Ensayado	Tensión Requerida (kV)	Tensión Aplicada (kV)	Posición del Conmutador	Forma de Onda (µs)	Identificación Oscilograma
RFW	3V	44.000	43.461	-	1.19x54.32	1194
FW	3V	75.000	73.434	-	1.20x54.58	1195
FW	3V	75.000	73.436	-	1.24x54.43	1196
FW	3V	75.000	73.395	-	1.23x54.43	1197
RFW	3W	52.000	52.004	-	1.10x52.85	1200
FW	3W	75.000	74.007	-	1.10x53.08	1202
FW	3W	75.000	74.042	-	1.10x53.00	1203
FW	3W	75.000	73.965	-	1.10x53.08	1204
RFW	3N	38.000	38.336	-	9.00x42.52	1205
FW	3N	75.000	75.665	-	9.06x42.61	1206
FW	3N	75.000	75.695	-	9.13x42.63	1207

Notas: El equipo pasó satisfactoriamente la prueba, se anexan las gráficas de los impulsos.

Equipo de medida: Generador de Impulsos Marca Haefely, 3200kV.

Prueba realizada por: John J. Marles – Luis A. Soto – Ronald Garzón – William Méndez.

Máxima incertidumbre expandida de la medición 1.0 %, con un nivel de confianza de 95%.

¹ Leyenda:

ANSI:	Onda Reducida	RFW	CEI:	Onda Reducida	RFI
	Onda Plena	FW		Onda Plena	FI
	Onda Cortada Reducida	RCW		Onda Cortada Reducida	RCI
	Onda Cortada	CW		Onda Cortada	CI
	Frente de Onda Reducido	RFoW			
	Frente de Onda	FoW			

Fecha:
19-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Calentamiento

No de Protocolo:

2013 - 099

Pág 21 de 24

No de Serie: 201208**Condición de Ensayo:** ONAN**Condiciones de Carga:****Refrigeración:** ONAN**Potencia Base:** 17 MVA**Pérdidas Totales:** 145.12 kW**Terminales Alimentados:** 1U-1V-1W-1N**Pos.:** 27**Terminales Cortocircuitados:** 2U-2V-2W-2N**Pos.:** -**Resultados del Calentamiento del Aceite:**

Medido				Corregido a la Potencia Base	
Calentamiento del Aceite en el Punto Superior (°C)	Calentamiento Medio del Aceite (°C)	Temperatura Ambiente (°C)	Pérdidas Aplicadas (kW)	Calentamiento del Aceite en el Punto Superior (°C)	Calentamiento Medio del Aceite (°C)
46.1	34.0	27.7	135.00	49.2	36.3

Resultado del Calentamiento de los Arrollamientos:

Terminal es	Intensidad Nominal ¹ (A)	Medido						
		Int. Aplicada ² (A)	Temp. de Resist. en Frío (°C)	Resistencia en Frío. (Ω)	Resistencia en Caliente (Ω)	Gradiente Cobre-Aceite (°C)	Temp. Media del Aceite (°C)	Temp. Ambiente (°C)
1V-1N	201.46	212.00	27.0	0.25496	0.28928	13.1	49.2	27.7
2V-2N	201.46	212.00	27.0	0.075518	0.084835	10.2	49.2	27.7

Terminales	Intensidad Nominal ¹ (A)	Corregido ³		
		Calent. del Cobre (°C)	Calent. del Punto más caliente (°C)	Gradiente Cobre-Aceite Corregido para la intensidad nominal
1V-1N	201.46	48.4	62.5	12.1
2V-2N	201.46	45.7	59.6	9.4

¹ Intensidad nominal de los terminales alimentados, corregida a la potencia base² Intensidad aplicada, corregida a la potencia base³ Corregido para la intensidad nominal y la potencia baseFecha:
19-Dec-2013Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya BedoyaDepartamento de Ensayo:
PTQi

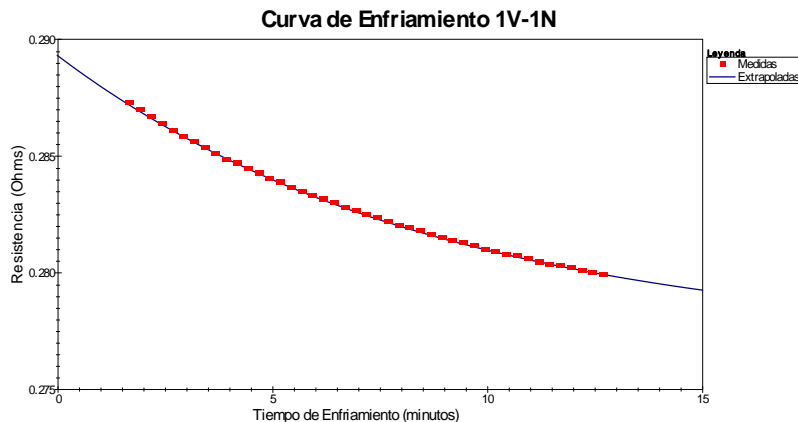
No de Serie: 201208

Curva de Enfriamiento Extrapolada

Refrigeración: ONAN

$R(0) = 0.28928 \Omega$

Ecuación: $R(t) = 0.27701 + 0.012274 * \exp(-0.1136 * t)$

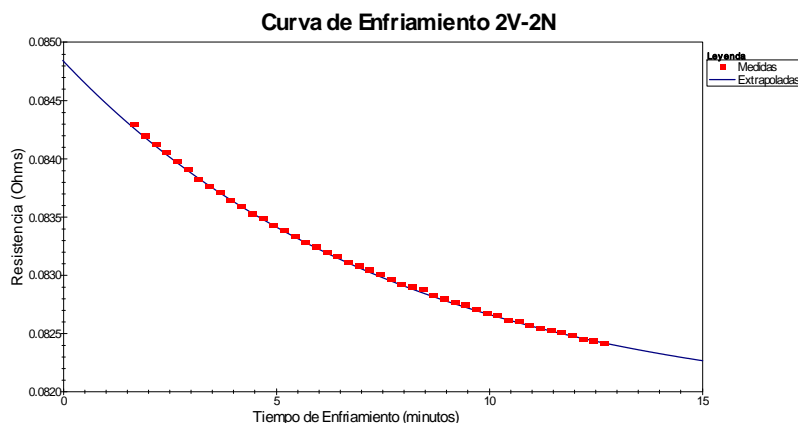


Curva de Enfriamiento Extrapolada

Refrigeración: ONAN

$R(0) = 0.084835 \Omega$

Ecuación: $R(t) = 0.081826 + 0.0030092 * \exp(-0.12834 * t)$



Condición de Ensayo: ONAF

Condiciones de Carga:

Refrigeración: ONAF

Potencia Base: 20 MVA

Pérdidas Totales: 205.06 kW

Terminales Alimentados: 1U-1V-1W-1N

Pos.: 27

Terminales Cortocircuitados: 2U-2V-2W-2N

Pos.: -

Resultados del Calentamiento del Aceite:

Fecha:
19-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi



PROTOCOLO DE ENSAYOS

Calentamiento

No de Protocolo:

2013 - 099

Pág 23 de 24

No de Serie: 201208

Medido				Corregido a la Potencia Base	
Calentamiento del Aceite en el Punto Superior (°C)	Calentamiento Medio del Aceite (°C)	Temperatura Ambiente (°C)	Pérdidas Aplicadas (kW)	Calentamiento del Aceite en el Punto Superior (°C)	Calentamiento Medio del Aceite (°C)
39.1	28.0	28.3	175.00	45.1	32.3

Resultado del Calentamiento de los Arrollamientos:

Terminal es	Intensidad Nominal ¹ (A)	Medido						
		Int. Aplicada ² (A)	Temp. de Resist. en Frío (°C)	Resistencia en Frío. (Ω)	Resistencia en Caliente (Ω)	Gradiente Cobre-Aceite (°C)	Temp. Media del Aceite (°C)	Temp. Ambiente (°C)
1V-1N	237.01	241.50	27.0	0.25496	0.29356	12.8	53.8	28.0
2V-2N	237.01	241.50	27.0	0.075518	0.085822	8.9	53.8	28.0

Terminales	Intensidad Nominal ¹ (A)	Corregido ³		
		Calent. del Cobre (°C)	Calent. del Punto más caliente (°C)	Gradiente Cobre-Aceite Corregido para la intensidad nominal
1V-1N	237.01	44.7	58.8	12.4
2V-2N	237.01	40.9	54.6	8.6

¹ Intensidad nominal de los terminales alimentados, corregida a la potencia base² Intensidad aplicada, corregida a la potencia base³ Corregido para la intensidad nominal y la potencia baseFecha:
19-Dec-2013Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya BedoyaDepartamento de Ensayo:
PTQi

No de Serie: 201208

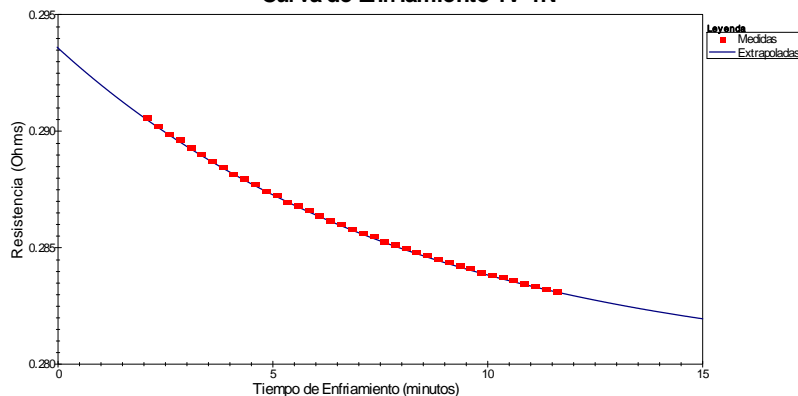
Curva de Enfriamiento Extrapolada

Refrigeración: ONAF

$$R(0) = 0.29356 \, \Omega$$

$$\text{Ecuación: } R(t) = 0.27969 + 0.013873 * \exp(-0.12134 * t)$$

Curva de Enfriamiento 1V-1N



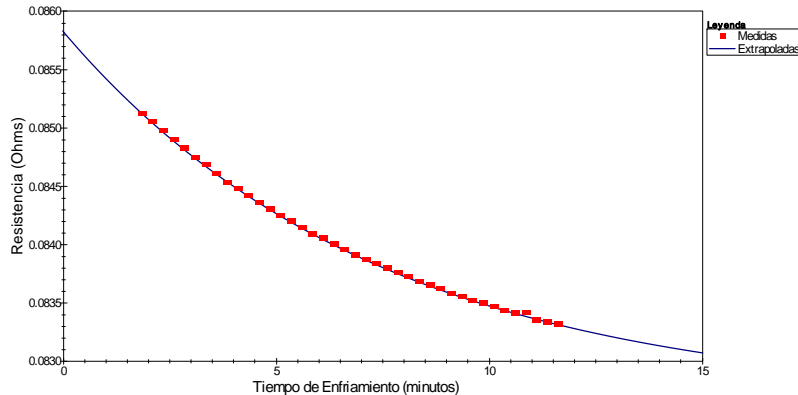
Curva de Enfriamiento Extrapolada

Refrigeración: ONAF

$$R(0) = 0.085822 \, \Omega$$

$$\text{Ecuación: } R(t) = 0.08266 + 0.0031623 * \exp(-0.13604 * t)$$

Curva de Enfriamiento 2V-2N



Notas: El transformador pasó satisfactoriamente la prueba.
 Equipo de medida: Analizador de Potencia, Marca LEM NORMA D6000, No. interno: E-0129
 Equipo de medida: Registrador digital - Marca: Agilent 34970A , No. Interno: T-0013
 Prueba realizada por: Holman Ramírez – Luís Ángel Soto – John Jair Marles – Rubén Gurrute.
 Máxima incertidumbre expandida de la medición 0.80°C, con un nivel de confianza de 95%.

FIN DEL INFORME

Fecha:
19-Dec-2013

Ingeniero de Ensayo:
Duvier Bedoya Bedoya

Departamento de Ensayo:
PTQi

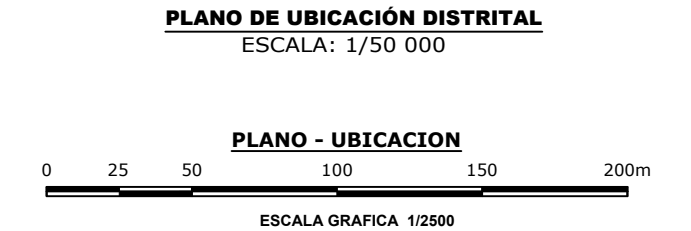
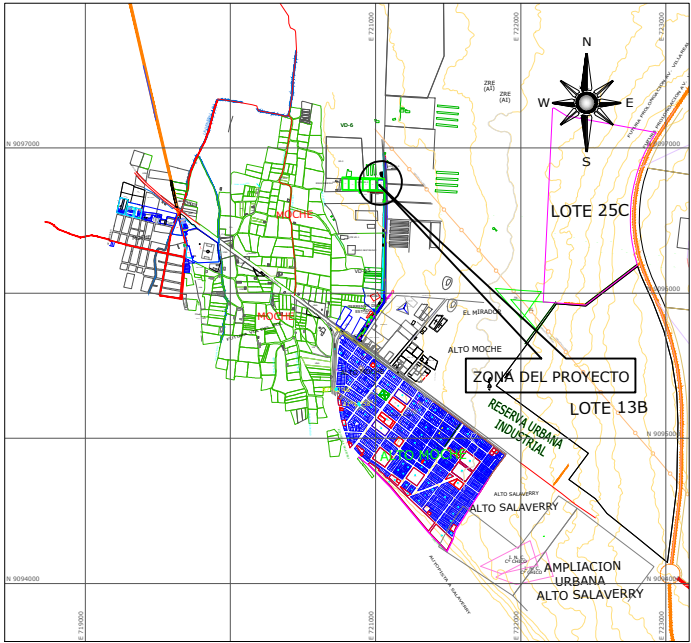
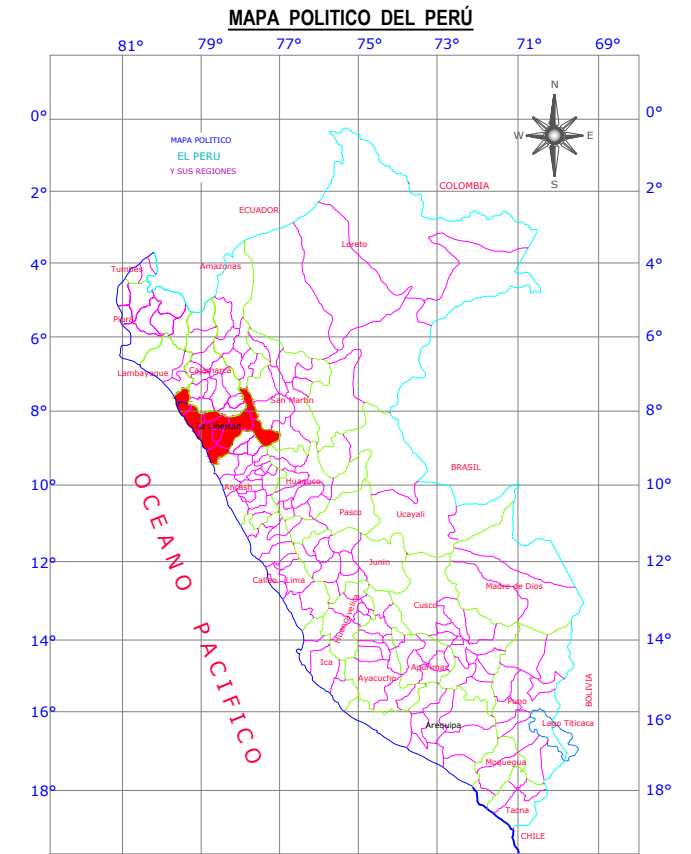
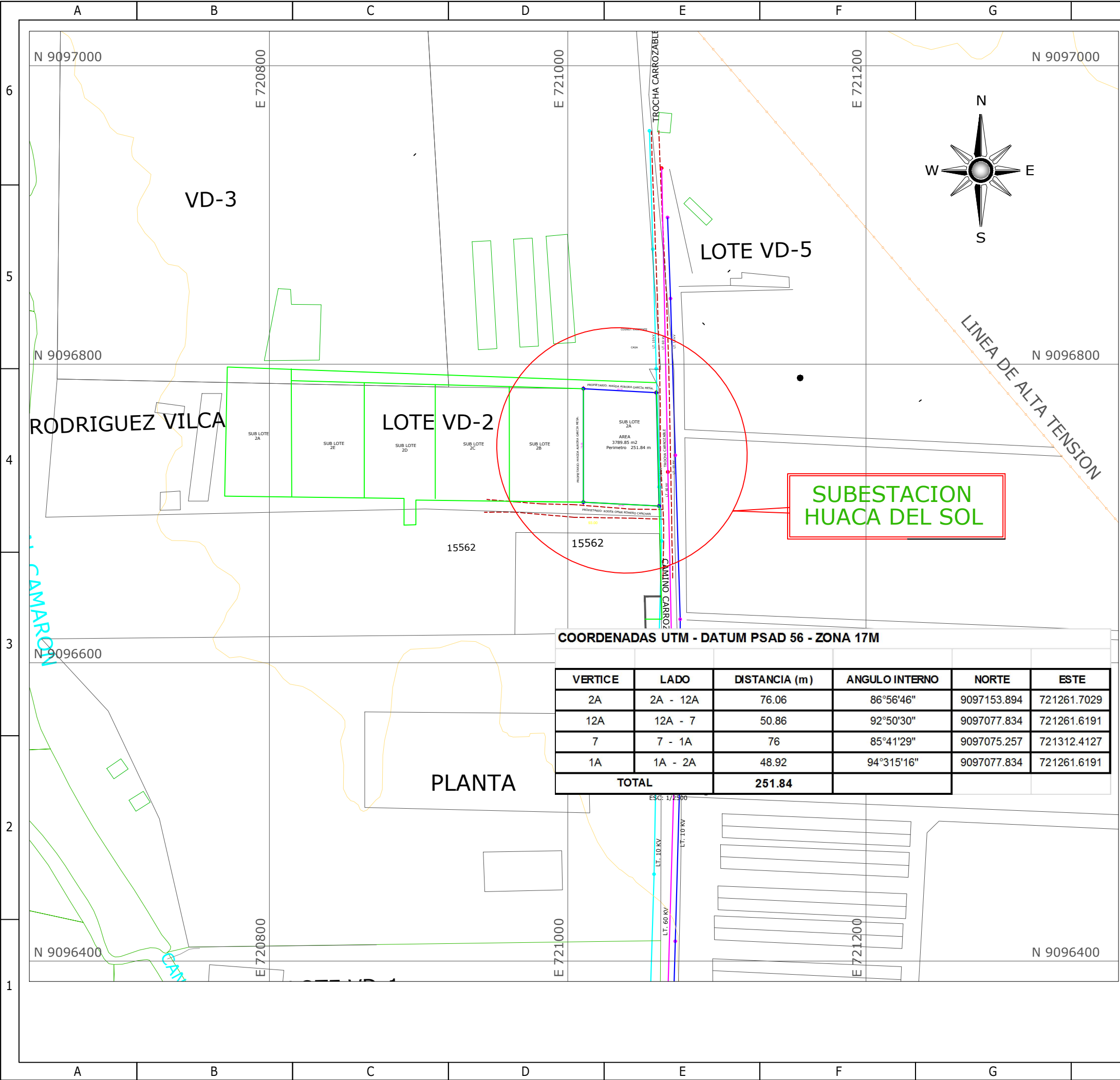
Anexo 04: Vistas Fotográficas del montaje de la Subestación de Potencia

Anexo 03: Vistas Fotográficas

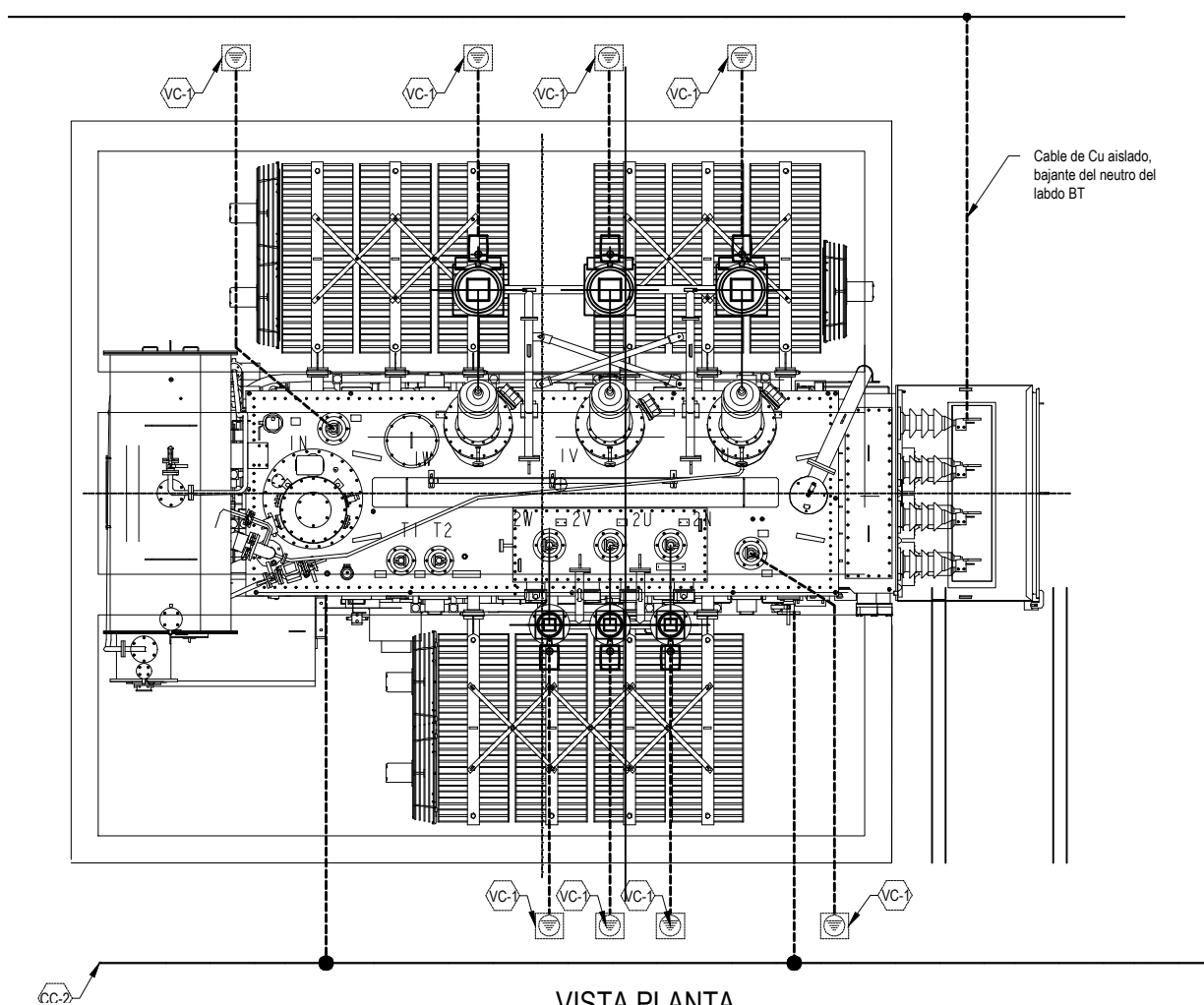




Anexo 05: Plano de Ubicación de la Subestación Huaca El Sol



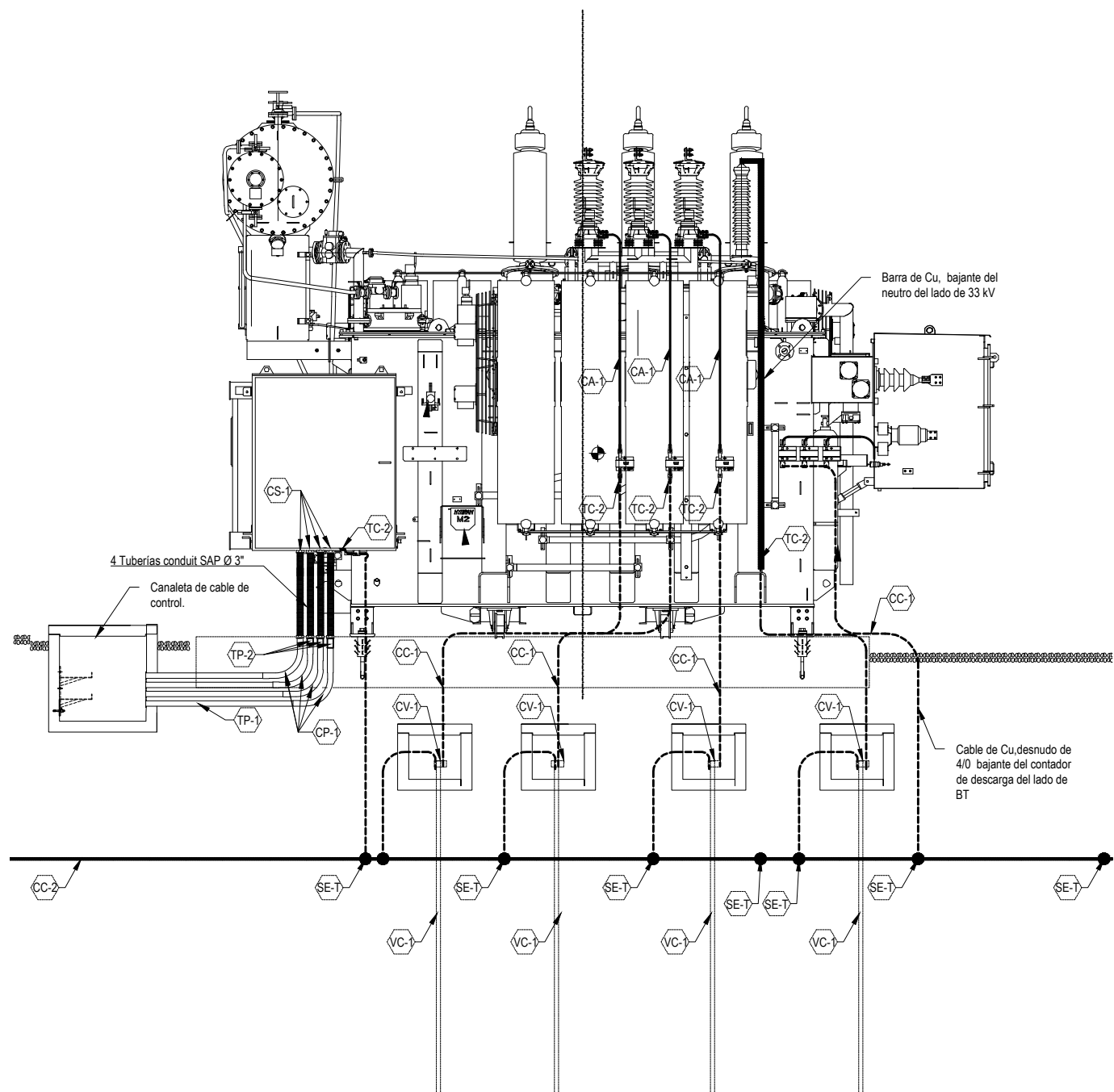
Anexo 06: Montaje de Transformador de Potencia



VISTA PLANTA
Transformador trifásico de Potencia 25/17/13MVA ONAN -
30/20/15MVA ONAF - 58/34/10.5/7.98 kV
E: 1/50

LEYENDA		UND.	CANTD.
TP-1	Trasformador de Potencia	U	01
SET-1	Soldadura exotérmica en "T", para cable pasante de 120mm2 y derivación de cable de 95 mm2.	m	12
TP-1	Tubería PVC SAP de Ø 2"	m	15
CA-1	Cable de Cu aislado de 120 mm2	m	20
CC-1	Conductor de Cu de 95 mm2	m	10
CP-1	Curva a 90° de PVC	u	04
CS-1	Conector SAP para tubería PVC de Ø 2"	u	12
CC-2	Conductor de Cu de 120 mm2	m	s.req
CC-1	Conductor de Cu de 95 mm2 para PAT Superficial	m	22
CV-1	Conector Cable 4/0 - varilla 3/4", para aterramiento	U	08
TC-2	Terminal de compresión para cable de Cu de 95 mm2	U	10
VC-1	Varilla de Cu de Ø3/4", para aterramiento	U	08

- Notas:
1. Todas las medidas están dadas en mm, excepto si se indica lo contrario
 2. Las especificaciones de las normas a las que se regirá la construcción de las estructuras, serán dadas según las especificaciones técnicas del cliente incluyendo el espesor del galvanizado.



VISTA ELEVACIÓN
Transformador trifásico de Potencia 25/17/13MVA ONAN -
30/20/15MVA ONAF - 58/34/10.5/7.98 kV
E: 1/50

UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ G ALLO FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA				
TESIS: SUMINISTRO, TRANSPORTE, MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 30MVA EN LA NUEVA SUBSTACION HUACA DEL SOL TRUJILLO-MOCHE				ESCALA: S/E
PLANO: TRANSFORMADOR DE POTENCIA				FECHA: DICIEMBRE - 2018
AUTOR YOEL MANUEL MERINO VERA				Nº PLANO : 01
UBICACION:	DISTRITO: MOCHE	PROVINCIA: TRUJILLO	DEPARTAMENTO: LA LIBERTAD	