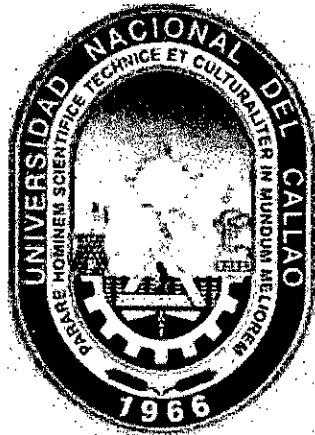


UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**“GESTIÓN DE ACTIVOS Y MANTENIMIENTO DE SET's:
TRANSFORMADORES DE POTENCIA”**

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

**AUTORES: SIMON GIORDANO CASTREJÓN CHAPPA
CHRISTIAN ANDRE RAMIREZ GUERRA**

ASESOR: Dr. Juan Herber Grados Gamarra

CALLAO – PERÚ

JUNIO, 2016

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**“GESTIÓN DE ACTIVOS Y MANTENIMIENTO DE SET’S:
TRANSFORMADORES DE POTENCIA”**

AUTORES: SIMON GIORDANO CASTREJÓN CHAPPA

CHRISTIAN ANDRE RAMIREZ GUERRA

ASESOR: Dr. Juan Herber Grados Gamarra

NOTA: 16 (DIECISÉIS)

**Dr. Ing. MARCELO N.
DAMAS NIÑO
PRESIDENTE DEL JURADO**

**Ing. PEDRO SÁNCHEZ
HUAPAYA
SECRETARIO DEL JURADO**

**Ing. ERNESTO RAMOS TORRES
VOCAL DEL JURADO**

CALLAO - PERÚ

JUNIO, 2016

DEDICATORIA

Dedicamos esta tesis a nuestros padres y todos nuestros familiares, amigos que siempre confiaron en cada uno de nosotros ya que sin el apoyo de ellos no hubiéramos dado el primer paso a seguir con nuestros propósitos. Y dedicado a nuestra alma máter la UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO que todo lo dio por nosotros y poco a poco se convirtió en nuestra segunda casa.

INDICE

DEDICATORIA	2
PRÓLOGO	10
RESUMEN	11
ABSTRACT	12
I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN.....	13
1.1 Identificación del problema	13
1.2 Formulación del problema	13
1.3 Objetivos de la investigación	14
1.4 Justificación	14
1.5 Limitaciones y facilidades	15
1.6 Hipótesis	15
II. MARCO TEÓRICO.....	17
2.1 Antecedentes del Estudio.....	17
2.2 Fundamento Teórico.....	19
2.2.1 Aspectos generales de un transformador	19
a) Tipos y Construcción de Transformadores	19
b) Funcionamiento	20
c) Pérdidas en transformación.....	21
d) Pérdidas en el hierro (PFE)	22
e) Pérdidas en el cobre (PCU).....	23
f) Sistemas de Operación en un Transformador de Potencia	24
2.2.2 Ensayos para Transformadores de Potencia	28
a) Ensayos de Devanado.....	28
b) Ensayos en Bushing	34
c) Ensayos a Aceites	36
d) Ensayos para Tap	49
e) Ensayos en el núcleo	50
f) Ensayos en Tanque y Dispositivos asociados	51
2.2.3 La función del Mantenimiento	55
a) ¿Qué es el Mantenimiento?	55
b) Historia y evolución del mantenimiento	56
c) Áreas de acción del mantenimiento	58
d) Tipos y niveles de mantenimiento	59
e) Ventajas, inconvenientes y aplicaciones de cada tipo de mantenimiento ..	61

2.2.4	Panorama de la gestión de activos para Transformadores de Potencia	63
a)	Gestión de Activos	65
b)	Gestión del Transformador de Potencia	67
2.2.5	Herramientas financieras como método de evaluación de proyectos	84
2.3	Definición de términos básicos	86
2.4	Abreviaturas utilizadas	88
III.	METODOLOGÍA	90
3.1	Relación entre las variables de la Investigación.	90
3.2	Operacionalización de las variables.	91
3.3	Tipo de investigación	92
3.4	Diseño de la investigación	92
3.5	Etapas de la investigación	92
3.6	Población y muestra	93
3.6.1	Población	93
3.6.2	Muestra	93
3.7	Técnicas e instrumentos de recolección de datos.	94
3.8	Técnicas e instrumentos de análisis y procesamiento de datos.	94
IV.	RESULTADOS.	97
4.1	Resultados parciales	97
4.1.1	Evaluación de la flota de transformadores:	98
4.1.2	Inspección de condiciones y diseño:	103
4.1.3	Análisis de vida útil del transformador:	104
4.1.4	Evaluación Económica de Transformadores de Potencia:	105
4.2	Resultados finales	112
4.2.1	Simulaciones en DigSILENT	112
V.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS.	128
5.1	Discusión del problema	128
5.1.1	Escenario 1: Repotenciación del transformador de potencia	129
5.1.2	Escenario 2: Compra de una nueva unidad para reemplazo	130
5.2	Resultados finales	131
5.2.1	Plan de Gestión de Activos para Transformadores de Potencia	132
a)	Subproceso A: Políticas, Estrategias y Planificación del Mantenimiento	134
b)	Subproceso B: Programación del Mantenimiento	135
c)	Subproceso C: Ejecución del Mantenimiento	137
d)	Subproceso D: Evaluación y Mejora Continua	138

VI. CONCLUSIONES.....	140
VII. RECOMENDACIONES	142
VIII. BIBLIOGRAFÍA.....	143
IX. ANEXOS.....	146
ANEXO "A".....	147
Matriz de Consistencia de Tesis.....	147
ANEXO "B".....	148
Relación de Transformadores de Potencia 220/60 kV.....	148
Relación de Transformadores de Potencia 60/10 kV.....	150
ANEXO "C".....	154
Actividades comprendidas en una Repotenciación de Transformador de Potencia (Proveedor ABB S.A.).....	154
ANEXO "D".....	159
Vista General de Planta de Repotenciación de ABB S.A. en Perú.....	159
ANEXO "E".....	160
Fotografías en SET's de EDELNOR S.A.A.....	160

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura N° 1: Tipos de Construcción de núcleo en Transformadores de Potencia	20
Figura N° 2: Corrientes de Foucault según tipo de núcleo magnético.....	22
Figura N° 3: Ciclo de histéresis	23
Figura N° 4: Evolución del Mantenimiento en el tiempo	58
Figura N° 5: Tipos de Mantenimiento	59
Figura N° 6: Diagrama de decisión sobre el tipo de mantenimiento a aplicar .	60
Figura N° 7: Tipos de activos	66
Figura N° 8: Sistema de gestión de activos.....	67
Figura N° 9: Acciones en la gestión del activo transformador	69
Figura N° 10: Matriz de riesgo.....	71
Figura N° 11: Factor de actualización de la serie (FAS).....	85
Figura N° 12: Variables de Investigación.	90
Figura N° 13: Número y tipos de Incidencias en transformadores de potencia Distribuidora EDELNOR durante el 2013.	97
Figura N° 14: Transformadores de Potencia por Relación de Transformación-EDELNOR.....	99
Figura N° 15: Transformadores de Potencia por SET	99
Figura N° 16: Capacidad de Potencia por SET	100
Figura N° 17: Capacidad de potencia Aparente por Relación de transformación en SET's.....	101
Figura N° 18: Cantidad y antigüedad de Transformadores de Potencia en SET Chavarria.....	102
Figura N° 19: Cantidad y antigüedad de Transformadores de Potencia en SET Barsi	102
Figura N° 20: Evolución de la tasa de falla del transformador en tres aplicaciones diferentes.....	105
Figura N° 21: Sistema Unifilar en la zona Costa Centro – SEIN	112
Figura N° 22: Sistema Eléctrico EDELNOR resaltado en la zona Costa Centro –SEIN.....	113
Figura N° 23: Cálculo de Flujo de Carga del Sistema EDELNOR, Escenario N°1	114
Figura N° 24: Transformador de Potencia TR N°1 de 220/60 kV en SET Chavarría fuera de servicio	116
Figura N° 25: Cálculo de Flujo de Carga del Sistema EDELNOR, Escenario N°2	117
Figura N° 26: Transformador de Potencia TR N°3 de 220/60 kV en SET Chavarría fuera de servicio	119
Figura N° 27: Cálculo de Flujo de Carga del Sistema EDELNOR, Escenario N°3	120
Figura N° 28: Transformador de Potencia TR N°3 de 220/60 kV en SET Barsi fuera de servicio	122

Figura N° 29: Cálculo de Flujo de Carga del Sistema EDELNOR, Escenario N°4	123
Figura N° 30: Transformador de Potencia TR N°2 de 220/60 kV en SET Barsi fuera de servicio	125
Figura N° 31: Cálculo de Flujo de Carga del Sistema EDELNOR, Escenario N°5	126

ÍNDICE DE CUADROS.

Cuadro N° 1: Sistema de Refrigeración en un Transformador de Potencia	25
Cuadro N° 2: Sistema de Aislamiento en un Transformador de Potencia	25
Cuadro N° 3: Sistema de Protección y Monitoreo en un Transformador de Potencia	26
Cuadro N° 4: Sistema de Parte Activa en un Transformador de Potencia	27
Cuadro N° 5: Sistema de Soporte en un Transformador de Potencia	27
Cuadro N° 6: Sistema de Terminales y Cableado en un Transformador de Potencia	27
Cuadro N° 7: Sistema de Regulación de Tensión en un Transformador de Potencia	28
Cuadro N° 8: Mínimos volúmenes de fluidos para ensayos a aceites de Transformadores	36
Cuadro N° 9: Interpretación de Acidez en Ensayos a Aceites	37
Cuadro N° 10: Valores de interpretación utilizando electrodos planos	38
Cuadro N° 11: Valores de interpretación utilizando electrodos esféricos	38
Cuadro N° 12: Concentración de gases disueltos	39
Cuadro N° 13: Concentración de gases disueltos	41
Cuadro N° 14: Acciones basadas en el TCG	41
Cuadro N° 15: Acciones basadas en el TDCG	42
Cuadro N° 16: Valores de Tensión Interfacial para interpretación de resultados	43
Cuadro N° 17: Valores de interpretación para prueba de Conteo de Partículas	44
Cuadro N° 18: Valores de interpretación para prueba de Factor de Potencia. .	44
Cuadro N° 19: Valores de interpretación para prueba de Condición de Sedimentación	47
Cuadro N° 20: Interpretación de % de saturación de agua en aceite	48
Cuadro N° 21: Interpretación de % de humedad por peso de papel seco	49
Cuadro N° 22: Interpretación de resistencia de aislamiento	50
Cuadro N° 23: Niveles de Mantenimiento	61
Cuadro N° 24: División del Transformador de Potencia (IEEE C57.140, 2006)	76
Cuadro N° 25: Variables Operacionales	91
Cuadro N° 26: Muestra de Transformadores de Potencia	103
Cuadro N° 27: Costo de Energía por Transformador	103
Cuadro N° 28: Costo de Operación y Mantenimiento	107
Cuadro N° 29: Potencia Nominal: 85 MVA (BARSÍ TR N°2)	109
Cuadro N° 30: Potencia Nominal: 85 MVA (BARSÍ TR N°3)	109
Cuadro N° 31: Potencia Nominal: 85 MVA (CHAVARRÍA TR N°1)	110
Cuadro N° 32: Potencia Nominal: 85 MVA (CHAVARRÍA TR N°3)	110
Cuadro N° 33: Pérdidas Totales para el periodo de un año.	111
Cuadro N° 34: Resultado de CT _{Pér} (US\$)	111

Cuadro N° 35: Resultado Finales	111
Cuadro N° 36: Lista de Transformadores con cargas considerables (80%-110%) en Escenario N°1	115
Cuadro N° 37: Lista de Transformadores con cargas considerables (80%-110%) en Escenario N°2	118
Cuadro N° 38: Lista de Transformadores con cargas considerables (80%-110%) en Escenario N°3	121
Cuadro N° 39: Lista de Transformadores con cargas considerables (80%-110%) en Escenario N°4	124
Cuadro N° 40: Lista de Transformadores con cargas considerables (80%-110%) en Escenario N°5	127
Cuadro N° 41: Discusión de las Opciones Transformador Nuevo vs Repotenciado	131
Cuadro N° 42: Tareas de Mantenimiento Predictivo en un Transformador de Potencia	136
Cuadro N° 43: Tareas de Mantenimiento Preventivo en un Transformador de Potencia	137

PRÓLOGO

La sobrecarga en la capacidad nominal de los transformadores, la reducción en gastos de mantenimiento y la austeridad en la inversión, son los desafíos que deben enfrentar las compañías de distribución de energía en un ambiente globalizado, lo que hace necesario reforzar de una manera más sistemática el proceso de toma de decisiones, incluyendo en el proceso de análisis, tanto los aspectos técnicos como los económicos.

El propósito de este informe de tesis es mostrar la situación actual, describir al transformador de potencia como una entidad económica (activo), describir un método de análisis para la selección o alternativa de evaluación económica.

Se observó que el desafío más importante para los profesionales encargados del mantenimiento de las SET's, es optimizar los costos para la operación, sin descuidar la calidad y confiabilidad del sistema.

La correlación entre el costo y la calidad del suministro de energía es realmente compleja.

Típicamente, la mayoría de las empresas distribuidoras tratan de desarrollar soluciones económicas o reducción de costos de O&M sin afectar la continuidad del servicio eléctrico en el corto plazo, lo cual no implica necesariamente que sea la mejor alternativa ya que no se evalúa o no se analiza para el largo plazo; por ejemplo, la reducción del mantenimiento preventivo conllevará a un incremento apreciable en las fallas de los componentes solamente después de varios años de operación.

El estudio fue desarrollado con un enfoque integral para la descripción y análisis de estrategias para la toma de acciones que involucre una mejora técnica a los activos el cual brindará una mayor confiabilidad al sistema, los cuales son referenciados como estrategias de gestión de activos.

RESUMEN

La seguridad en el funcionamiento de la red eléctrica es muy importante, y los transformadores son una parte crítica de la red y uno de sus activos más costosos. Como activo, los Transformadores de Potencia son una de las inversiones más importantes del sistema de las empresas eléctricas; por ello, el monitoreo y control del estado de los transformadores son prioridades. Sin embargo, éstos no son los únicos procedimientos a considerar para una eficiente evaluación y mantenimiento de transformadores de potencia.

Indudablemente el transformador dentro de la matriz económica del sistema energético es un parámetro importante no solo por lo significativo de la inversión en sí misma, sino porque cuando ocurre una falla, los costos que involucran estas contingencias, son usualmente muy elevados, alcanzando generalmente varias veces su propio valor, esto no es por la reparación del daño en sí, sino porque se suman los tiempos de lucro cesante, muy largos, involucrando pérdidas severas al sector energético.

Además, el crecimiento del sistema eléctrico asociado al incremento de la actividad económica, a la mejor calidad de servicio requerida por los usuarios, conlleva a la necesidad de mejorar la eficacia en la **“Gestión del Activo”** reduciendo o evaluando su **“Riesgo de Falla”** para aumentar la confiabilidad de su servicio en explotación.

ABSTRACT

Safety operation of the electrical grid is very important, and transformers are a critical part of the network and one of its most expensive equipment. As tangible asset, Power Transformers are one of the most important investments of Utilities system; hence, monitoring and controlling transformers status are priorities. However, these are not the only processes to consider for efficient evaluation and maintenance of Power Transformers.

Undoubtedly, the transformer within the economic matrix of the energy system is an important parameter not only for the significance of the investment itself, but because when a fault occurs, the costs involved such contingencies, are usually very high, often reaching several times its own economic value, this is not to repair the damage itself, but because are added very long time lost profits, involving severe losses to the energy sector.

Moreover, the growth of the electrical system associated with the increase in economic activity, to the best quality of service required by the users, leads to the need to improve efficiency in the "**Asset Management**" reducing or evaluating their "**Failure Risk**" to increase the reliability of their service in operation.

I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN.

1.1 Identificación del problema

Muchos fallos en transformadores se pueden evitar a través de políticas, estrategias y una planificación adecuada de mantenimiento.

El mantenimiento es una de las actividades relevantes del proceso productivo de una empresa eléctrica, utiliza frecuentemente recursos superiores al 20% de los gastos operacionales, y por tanto merece especial atención cuando se trata de optimizar y hacer eficiente el uso de sus recursos.

En este sentido, se puede deducir que existen 2 variables fundamentales que generan dificultad en la toma de decisiones para mantener el correcto funcionamiento de los transformadores de potencia: la gestión de activos y el mantenimiento.

1.2 Formulación del problema

General

¿Cómo la falta de una evaluación técnico-económica, gestión de activos y mantenimiento afecta los costos de operación, mantenimiento y vida útil de los transformadores de potencia en SET's?

Específicos

- **¿Cómo la falta de estrategias adecuadas de mantenimiento de las instalaciones de SET's afecta los costos de operación?**
- **¿Cómo la falta de una estrategia adecuada afecta obtener la opción más rentable para conseguir una mejor confiabilidad del sistema?**
- **¿Cómo la falta de un mantenimiento oportuno afecta los factores de pérdidas en la transformación de energía?**

1.3 Objetivos de la investigación

Objetivo General

Realizar una evaluación técnico-económica que involucre los costos de operación y mantenimiento proponiendo estrategias de gestión de activos y de mantenimiento para la repotenciación y/o reemplazo de transformadores de potencia en SET's.

Objetivos Específicos

- Optimizar los costos de operación y mantenimiento aplicando las estrategias más adecuadas de acuerdo a las condiciones generales y particulares de las instalaciones en SET's.
- Brindar confiabilidad en el sistema repotenciando el transformador de potencia y demostrar que es la opción más rentable.
- Mejorar los factores de pérdidas en la transformación de energía aplicando mantenimiento oportuno a los transformadores de potencia.

1.4 Justificación

La falta de una gestión de activos y mantenimiento de los transformadores de potencia puede incurrir grandes costos de operación debido a interrupciones no planificadas que afectan a los consumidores. Asimismo, las inversiones pueden aumentar al no realizar una adecuada gestión y evaluación de los defectos o incidencias que se registran en las inspecciones de campo, trayendo como consecuencia que el número de mantenimientos aumenten innecesariamente. Por tal razón, la importancia del estudio es que a través de un criterio técnico-económico, se planteen inversiones menos costosas haciendo uso eficiente de los activos de las empresas.

1.5 Limitaciones y facilidades

Limitaciones

- La falta de actualización y características incompletas registradas en la base de datos de los transformadores de potencia de EDELNOR S.A.A.
- La falta de un formato de reporte único como instrumento de control para el reporte de fallas y deficiencias de los transformadores de potencia en SET's.
- La falta de registros de eventos ocurridos en los transformadores de potencia de las SET's propiedad de EDELNOR S.A.A.
- La falta de diagnóstico del estado de los transformadores de potencia cuya vida útil fue superada.

Facilidades

- Existen investigaciones similares como antecedentes de estudios que contribuyen al análisis del problema.
- Acceso a información de pruebas de transformadores para los tipos de mantenimiento predictivo y preventivo.
- Se contó con archivos para simulación en DigSilent del sistema eléctrico que involucren los transformadores de potencia de EDELNOR S.A.A. para así realizar un análisis y propuesta técnica de una mejor gestión de activos.
- Se contó con información económica de los costos de mantenimiento de transformadores de potencia.

1.6 Hipótesis

- ✓ Realizando una evaluación técnico-económica que involucre los costos de operación y mantenimiento para la repotenciación y/o remplazo de transformadores de potencia en SET's permitirá tomar la mejor decisión para las inversiones de los activos de los transformadores de potencia.

- ✓ Aplicando la gestión de activos permitirá optimizar los costos de operación y mantenimiento de los transformadores de potencia garantizando el correcto funcionamiento del equipo.
- ✓ Repotenciando el transformador de potencia y demostrando que es la opción más rentable permitirá brindar una mejor confiabilidad al sistema.
- ✓ Realizando un mantenimiento oportuno a los transformadores de potencia se originará una mejora en la alteración de los factores de pérdidas en la transformación de energía, lo cual conlleva a un impacto en las tarifas eléctricas debido a los factores de transformación que se utilizan para el cálculo de las mismas.

II. MARCO TEÓRICO.

2.1 Antecedentes del Estudio.

Existen algunos estudios relacionados al mantenimiento y evaluaciones técnicas y económicas para los transformadores, de las cuales podemos resumir y considerar como base para nuestra investigación las siguientes recomendaciones y conclusiones:

- *“Para una mejora continua en confiabilidad y disponibilidad de las subestaciones, no es suficiente implementar una metodología rutinaria de mantenimiento, se requiere la incorporación de un análisis causa-efecto de fallas para eliminar el origen del problema y tratar la consecuencia a partir de tareas y frecuencias de mantenimientos óptimos”.*
- *“Para los problemas de mantenimiento se sugiere como solución, trabajar en dos etapas, inicialmente cambiando la forma en que las personas piensan y logrando que apliquen esa nueva forma de pensar a la resolución de problemas técnicos, identificando los daños producidos y monitoreando el sistema y sus partes a través de una re-estructuración de los programas de mantenimiento para contrarrestar posibles impactos detectados”.*
- *Es necesario crear una base de datos para registro de fallas de equipo de protección, información que ayudará a ratificar o re-estructurar los programas de mantenimiento con el fin de ampliar los límites de aplicación del MCC.*

Fuente:

“Estudio del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad en Subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión”

Institución: Escuela Politécnica Nacional

Autores: Francisco Ángel Echevarría Zambrano

Elizabeth Herminia Preciado Gualan

- *“Es de vital importancia que se realice un control anual de las condiciones operativas del transformador, ya que, sin bien es cierto que*

la resistencia del aislamiento junto con los valores del factor de potencia del aislamiento son satisfactorios, los índices de absorción y polarización no lo son, sugiriendo lo anterior un deterioro del aislamiento del transformador como producto del envejecimiento”.

Fuente:

“Guía para el Mantenimiento de Transformadores de Potencia”

Institución: Escuela Superior Politécnica del Litoral

Autor: Juan Núñez Forestieri

- *“Dentro del sistema de gestión de activos de las empresas de energía, los equipos como generadores, transformadores, motores, interruptores, reconectadores, reguladores de voltaje, seccionadores y otros que utilizan el cobre como un elemento esencial, se consideran críticos y son objeto de la gestión de activos”.*
- *“El proceso de gestión de activos es complejo y exige una mejora continua. La falta o escasez de conocimiento de los ciclos de la vida, la expectativa de vida, la evaluación económica y la evaluación de riesgos hace que las empresas tomen decisiones equivocadas y opten por alternativas que requieren menos inversión a corto plazo, pero que no siempre garantizan el mejor resultado”.*
- *“Un objetivo importante de la gestión de activos es la opción por decisiones relacionadas con el ciclo de vida de los activos cuyo saldo es el resultado de una serie de decisiones de inversión que deben generar el máximo rendimiento de los activos, con bajo riesgo y seguridad operacional”.*
- *“La gestión de activos ofrece una ventaja competitiva a las empresas de energía mediante la mejora de los indicadores de desempeño, el mejor equilibrio entre el retorno y los riesgos y el aumento de la confiabilidad del sistema en su conjunto”.*

Fuente:

“Guía básica para la implementación de la gestión de activos en empresas de energía”

Institución: International Copper Association

Autor: Marisa Zampolli

2.2 Fundamento Teórico.

2.2.1 Aspectos generales de un transformador

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

Uno de los devanados del transformador se conecta a una fuente de energía eléctrica alterna y el segundo (y quizás tercero) suministra energía eléctrica a las cargas. El devanado del transformador que se conecta a la fuente de potencia se llama *devanado primario o devanado de entrada*, y el devanado que se conecta a la carga se llama *devanado secundario o devanado de salida*. Si hay un tercer devanado en el transformador, éste se llama *devanado terciario*.

a) Tipos y Construcción de Transformadores

El propósito principal de un transformador es convertir la potencia alterna de un nivel de voltaje en potencia alterna de la misma frecuencia pero en otro nivel de voltaje. Los transformadores también se utilizan para otros propósitos (ejemplo, para mostrar voltajes, mostrar corrientes y transformar impedancias), pero el desarrollo de la tesis se enfocó al transformador de potencia.

Los transformadores de potencia se construyen de dos maneras. Un tipo de transformador consta de una pieza de acero rectangular, laminada, con los devanados enrollados sobre dos de los lados del rectángulo. Este tipo de construcción, conocido como transformador tipo núcleo.

El otro consta de un núcleo laminado de tres columnas, cuyas bobinas están enrolladas en la columna central. Este tipo de construcción se conoce como transformador tipo acorazado.

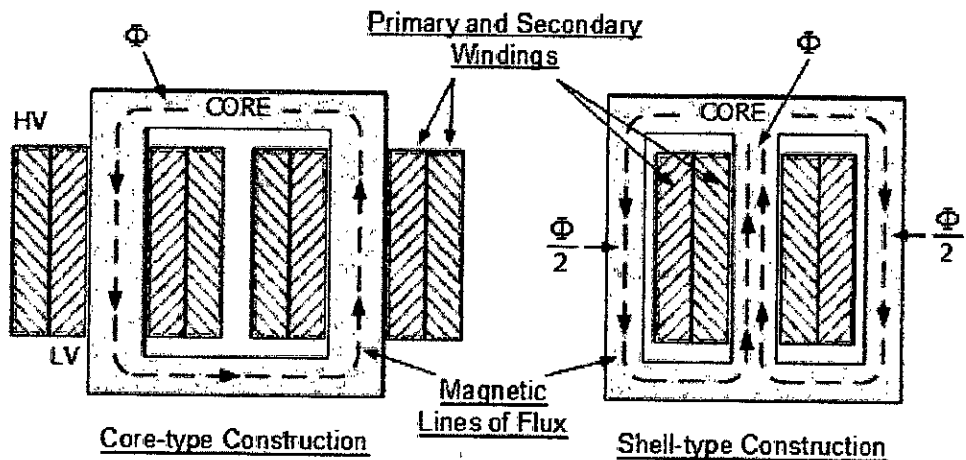


Figura N° 1: Tipos de Construcción de núcleo en Transformadores de Potencia
 Fuente: <http://www.electronics-tutorials.ws/transformer/transformer-construction.html>

En todo caso, el núcleo se construye con delgadas láminas aisladas eléctricamente unas de otras para minimizar las corrientes parásitas.

En un transformador, las bobinas del primario y del secundario están físicamente enrolladas una sobre la otra; la bobina de menor voltaje está situada en la parte interna (más cerca del núcleo). Esta disposición cumple dos objetivos:

Simplifica el problema del aislamiento del devanado de alta tensión desde el núcleo.

Resulta menor flujo disperso en caso de disponer los dos devanados en el núcleo, separados.

b) Funcionamiento

El transformador de potencia se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética, ya que si aplicamos una fuerza electromotriz alterna en el devanado primario, debido a la variación de la intensidad y sentido de la corriente alterna, se produce la inducción de un flujo magnético variable en el núcleo de hierro.

Este flujo originará, por inducción electromagnética, la aparición de una fuerza electromotriz en el devanado secundario. La tensión en el devanado secundario dependerá directamente del número de espiras que tengan los devanados y de la tensión del devanado primario.

La relación de transformación (m) de la tensión entre el bobinado primario y el bobinado secundario depende de los números de vueltas

que tenga cada uno. Si el número de vueltas del secundario es el triple del primario, en el secundario habrá el triple de tensión.

$$\frac{N_p}{N_s} = \frac{V_p}{V_s} = \frac{I_s}{I_p} = m$$

Dónde:

N_p : es el número de espiras en el devanado primario

N_s : es el número de espiras en el devanado secundario

V_p : es la tensión en el devanado primario o tensión de entrada

V_s : es la tensión en el devanado secundario o tensión de salida

I_p : es la corriente en el devanado primario o corriente de entrada

I_s : es la corriente en el devanado secundario o corriente de salida

c) Pérdidas en transformación

Ninguna máquina trabaja sin producir pérdidas de potencia, ya sea estática o dinámica; ahora bien, las pérdidas en las máquinas estáticas son muy pequeñas, como le sucede a los transformadores.

En un transformador se producen las siguientes pérdidas:

Pérdidas por corriente de Foucault (PF)

Pérdidas por histéresis (PH)

Pérdidas en el cobre del bobinado (PCU)

Las pérdidas por corriente de Foucault (PF) y por histéresis (PH) son llamadas pérdidas en el hierro (PFE).

Cuando un transformador está en vacío, la potencia que medimos en un transformador con el circuito abierto se compone de la potencia de pérdida en el circuito magnético y la pérdida en el cobre de los bobinados.

Al ser nula la intensidad en el secundario, no aparece en él pérdida de potencia; por otra parte, al ser muy pequeña la intensidad del primario en vacío con respecto a la intensidad en carga, las pérdidas que se originan en el cobre del bobinado primario resultan prácticamente insignificantes.

d) Pérdidas en el hierro (PFE)

Las pérdidas de potencia en el hierro (PFE) en un transformador en vacío se producen por las corrientes de Foucault (PF) y por el fenómeno de histéresis (PH).

Para reducir la pérdida de energía, y la consiguiente pérdida de potencia, es necesario que los núcleos que están bajo un flujo variable no sean macizos; deberán estar contruidos con chapas magnéticas de espesores mínimos, apiladas y aisladas entre sí.

La corriente eléctrica, al no poder circular de unas chapas a otras, tiene que hacerlo independientemente en cada una de ellas, con lo que se induce menos corriente y disminuye la potencia perdida por corrientes de Foucault.

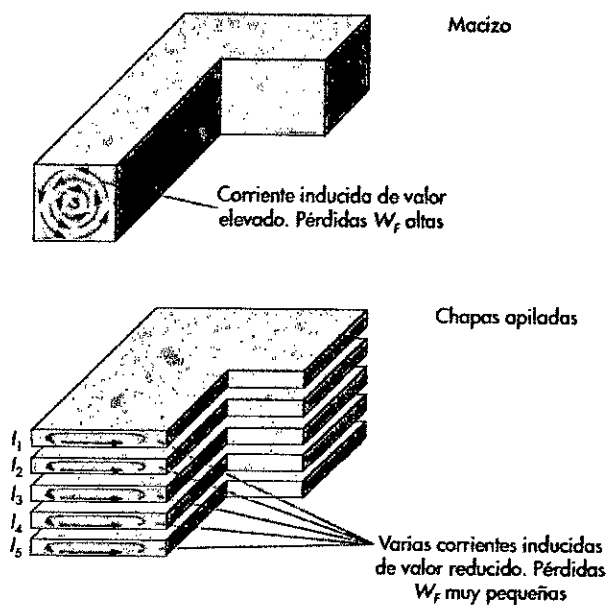


Figura N° 2: Corrientes de Foucault según tipo de núcleo magnético
Fuente: <http://assets.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448141784.pdf>

Las corrientes de Foucault se producen en cualquier material conductor cuando se encuentra sometido a una variación de flujo magnético.

Como los materiales magnéticos son buenos conductores eléctricos, en los núcleos magnéticos de los transformadores se genera una fuerza electromotriz inducida que origina corriente de circulación en los mismos, lo que da lugar a pérdidas de energía por efecto Joule.

Las pérdidas por corrientes parásitas o de Foucault dependerán del material del que esté constituido el núcleo magnético.

La histéresis magnética es el fenómeno que se produce cuando la imantación de los materiales ferromagnéticos no sólo depende del valor del flujo, sino también de los estados magnéticos anteriores. En el caso de los transformadores, al someter el material magnético a un flujo variable se produce una imantación que se mantiene al cesar el flujo variable, lo que provoca una pérdida de energía que se justifica en forma de calor.

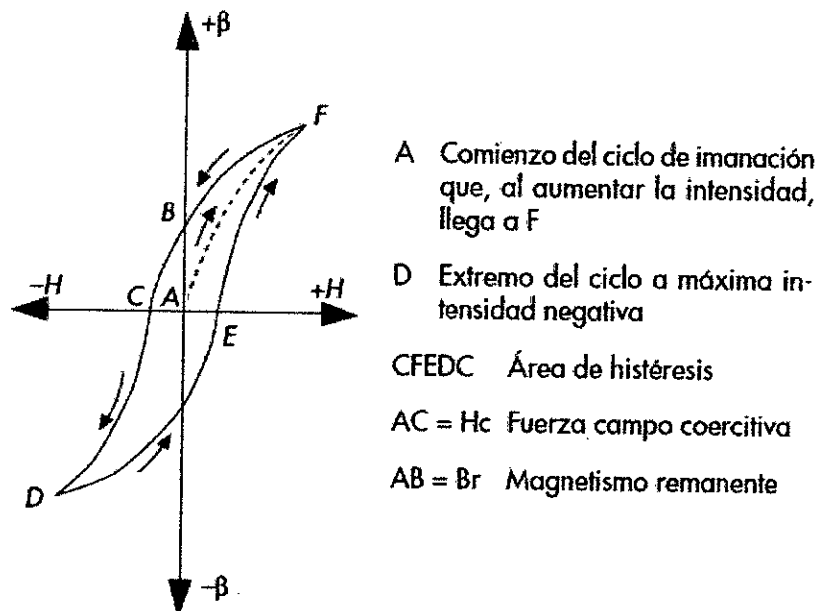


Figura N° 3: Ciclo de histéresis

Fuente: <http://assets.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448141784.pdf>

Las pérdidas de potencia en el hierro (PFE) o en el núcleo magnético son la suma correspondiente a las pérdidas de Foucault (PF) y por histéresis (PH). No obstante, se pueden determinar midiendo la potencia consumida por el transformador en vacío, lo cual recibe el nombre de ensayo en vacío.

e) Pérdidas en el cobre (PCU)

En los transformadores, al igual que en cualquier dispositivo eléctrico, se producen pérdidas de potencia; una parte de éstas se producen ya

en vacío y se mantienen constantes e invariables en carga (Pérdidas en el hierro).

La otra parte de las pérdidas de potencia se producen en los conductores de los bobinados primario y secundario, sometidos a la intensidad nominal. Se denominan pérdidas debidas al cobre (PCU) y se determinan mediante el ensayo en cortocircuito.

f) Sistemas de Operación en un Transformador de Potencia

Para la descripción de las funciones de los componentes de un transformador de potencia, fue necesaria una generalización basada en manuales de mantenimiento y operación de diversos transformadores y de acuerdo a los fabricantes. Es necesario conocer las funciones tanto principales como secundarias de un transformador, realizando un estudio por separado de los diferentes sistemas de operación del mismo.

Los sistemas seleccionados para el efecto son:

- ✓ Sistema de Refrigeración
- ✓ Sistema de Aislamiento
- ✓ Sistema de Protección y Monitoreo
- ✓ Sistema de Parte Activa
- ✓ Sistema de Soporte
- ✓ Sistema de Terminales y Cableado
- ✓ Sistema de Regulación de Tensión

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES	
		PRINCIPAL	SECUNDARIAS
SISTEMA DE REFRIGERACIÓN	Relé térmico para temperatura de aceite o bobinados	Detecta e indica la máxima temperatura del aceite y de los bobinados.	Controlar el sistema de enfriamiento. Protección de sobrecargas.
	Indicador de flujo de aceite	Verifica el funcionamiento de la bomba de aceite.	Indica fallas en el motor de la bomba. Indica estado de apertura de las válvulas del radiador.
	Radiadores	Disipar el calor.	Permite hermeticidad al transformador. Bloquea ingreso de partículas extrañas como tierra y oxidación.
	Ventiladores	Mejorar tasa de transferencia de calor entre transformador y aceite.	Mantener flujo de aire constante. Liberar de oxidación y contaminación.
	Bombas de aceite	Mantener un flujo constante de aceite.	

Cuadro N° 1: Sistema de Refrigeración en un Transformador de Potencia
Fuente: "Mantenimiento Predictivo de Transformadores de Potencia según la técnica de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad" - Santiago Enrique Medina Valarezo

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES	
		PRINCIPAL	SECUNDARIAS
SISTEMA DE AISLAMIENTO	Aceite	Aislar los bobinados. Disipar el calor.	Eliminar pequeños arcos eléctricos.
	Papel Aislante	Aislar cada uno de los bobinados y conductores internos.	Soportar la máxima temperatura en el punto más caliente de los devanados. Mantener en buen estado las propiedades mecánicas y dieléctricas.
	Bushings	Aislar el conductor de alta tensión de la carcasa del tanque.	Mantener hermeticidad. Mantener una buena conductividad de la parte interna del bushing.
	Aisladores de porcelana, aisladores de soporte, etc.	Aislar partes pequeñas externas e internas del transformador y equipo primario.	Aislamiento secundario. Aislamiento de partes pequeñas individualmente.

Cuadro N° 2: Sistema de Aislamiento en un Transformador de Potencia
Fuente: "Mantenimiento Predictivo de Transformadores de Potencia según la técnica de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad" - Santiago Enrique Medina Valarezo

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES	
		PRINCIPAL	SECUNDARIAS
SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y MONITOREO	Relé de aumento brusco de presión	Detecta aumento brusco de presión en el tanque del transformador debido a la generación de gases causadas por una falla.	Indica si el nivel de presión de gas es más alto de lo normal.
	Relé de sobrecorriente	Proteger al transformador de cortocircuitos externos.	Registrar alarmas y disparos de forma local y remota. Desconectar el transformador lo más rápido posible en caso de falla. Discriminar las zonas de protección, así como corrientes transitorias.
	Pararrayos	Limitar los sobrevoltajes de impulso y maniobra a valor tolerables.	Registro del número de operaciones. Mantener una buena conductividad de la puesta a tierra.
	Indicador de cuadrante de nivel de aceite	Indica el nivel de aceite del conservador de un transformador bañado en aceite.	Indica temperaturas anormalmente bajas en el aceite. Indica pérdidas extrañas de aceite.
	Dispositivo de alivio de presión	Aliviar rápidamente la sobrepresión interna en caso de falla severa.	Evitar la explosión del transformador. Mantener en buen estado los contactos de accionamiento.
	Indicador del nivel de aceite	Monitorear el nivel de aceite.	Facilitar la inspección del nivel de aceite al operador. Mantener en buen estado los contactos de accionamiento. Desconectar si el nivel de aceite es mínimo. Dar alarma si el nivel de aceite es máximo.
	Relé Buchholz	Desenergizar el transformador en caso de fallas dieléctricas o térmicas.	Mantener hermeticidad. Purgar el gas en el aceite. Mantener en buen estado los contactos principales. Permite retirar gas acumulado para realizar ensayos.
	Monitor de temperatura	Monitoreo de la temperatura. Operación del sistema de enfriamiento.	Facilitar la inspección de la temperatura del aceite y los devanados. Tener una medición confiable de forma local y remota. Registrar las alarmas producidas. Monitoreo de tensiones auxiliares (sistema de enfriamiento).
	Secador de aire	Proteger el ingreso de humedad.	Mantener en buen estado el gel de sílice (silica gel). Mantener hermeticidad.
	Relé diferencial	Proteger al transformador de cortocircuitos internos.	Registrar alarmas y disparos de forma local y remota. Desconectar el transformador lo más rápido posible en caso de falla. Discriminar las zonas de protección, así como corrientes transitorias.
Relé de sobrecarga y de falla de puesta a tierra	Detectan fallas en todo el sistema eléctrico por sobrecarga.	Indica conexiones de puesta a tierra defectuosas.	

Cuadro N° 3: Sistema de Protección y Monitoreo en un Transformador de Potencia
Fuente: "Mantenimiento Predictivo de Transformadores de Potencia según la técnica de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad" - Santiago Enrique Medina Valarezo

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES	
		PRINCIPAL	SECUNDARIAS
SISTEMA DE PARTE ACTIVA	Núcleo	Acoplar flujo magnético entre los devanados.	Evita la presencia de flujos capacitivos. Sostener los bobinados.
	Devanados	Crear flujo electromagnético.	Resistir cargas estáticas permanentes y sobretensiones transitorias.

Cuadro N° 4: Sistema de Parte Activa en un Transformador de Potencia
Fuente: "Mantenimiento Predictivo de Transformadores de Potencia según la técnica de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad" - Santiago Enrique Medina Valarezo

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES	
		PRINCIPAL	SECUNDARIAS
SISTEMA DE SOPORTE	Tanque y tuberías	Contención y circulación de aceite aislante.	Hermeticidad. Evitar contacto del aceite aislante con partículas extrañas.
	Conservador	Compensación de variaciones de volumen de aceite.	Prevenir el deterioro del aceite. Prevenir el deterioro del papel del aislamiento.
	Estructura Central	Soporte interno del núcleo.	
	Estructuras de Contactos	Conexiones de parte activa con el exterior.	

Cuadro N° 5: Sistema de Soporte en un Transformador de Potencia
Fuente: "Mantenimiento Predictivo de Transformadores de Potencia según la técnica de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad" - Santiago Enrique Medina Valarezo

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES	
		PRINCIPAL	SECUNDARIAS
SISTEMA DE TERMINALES Y CABLEADO	Panel de Control	Control y monitoreo del equipo primario.	
	Caja de Terminales de Protecciones	Recepción de información desde dispositivos de protección.	
	Cableado	Conducir la corriente desde y hacia el transformador.	

Cuadro N° 6: Sistema de Terminales y Cableado en un Transformador de Potencia
Fuente: "Mantenimiento Predictivo de Transformadores de Potencia según la técnica de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad" - Santiago Enrique Medina Valarezo

SISTEMA	ACTIVO	FUNCIONES	
		PRINCIPAL	SECUNDARIAS
SISTEMA DE REGULACIÓN DE TENSIÓN	Conmutador de Tensiones bajo carga (OLTC)	Control del tensión tanto remota, manual como automáticamente.	
	Conmutador de Tensiones sin carga (NLTC)	Control de tensión manual sin carga.	

Cuadro N° 7: Sistema de Regulación de Tensión en un Transformador de Potencia
Fuente: "Mantenimiento Predictivo de Transformadores de Potencia según la técnica de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad" - Santiago Enrique Medina Valarezo

2.2.2 Ensayos para Transformadores de Potencia

Los ensayos para el diagnóstico de Transformadores de Potencia son diversos; sin embargo, a continuación se muestran los ensayos de campo de transformadores más importantes clasificados de la siguiente manera:

- ✓ Ensayos de Devanado
- ✓ Ensayos de Bushing
- ✓ Ensayos a Aceites
- ✓ Ensayo a Cambiador de Taps
- ✓ Ensayos a Núcleo
- ✓ Ensayos a Tanque y Dispositivos asociados

a) Ensayos de Devanado

Los devanados son revisados para evidenciar un desplazamiento físico o distorsión, roturas de conexiones o hilos, espiras cortocircuitadas, o defectos en el aislamiento.

a.1) Resistencia de Devanado

✦ **Objetivo:** Comprobar si hay anomalías debido a conexiones flojas, conductores rotos, y alta resistencia en los contactos de los cambiadores de Tap.

⚡ **Método:** Se mide usando cualquier técnica con puentes o mediante el método Voltamperimétrico. Cuando se usan puentes, un puente de Wheatstone se usa para resistencias $\geq 1 \Omega$. Un puente de Kelvin o un micro-ohmiómetro se usa para resistencias $< 1 \Omega$.

⚡ **Interpretación:** Comparar los valores obtenidos por separado en cada fase con los datos originales medidos en fábrica, o con mediciones anteriores. Las variaciones dentro del 5,00 % son consideradas aceptables.

⚡ **Frecuencias:** Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV.

Como mínimo una vez cada 3 años para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor esta entre 36 kV y 75 kV.

a.2) Relación/ Polaridad /Fase

⚡ **Objetivo:** Medir el valor de la relación de espiras del transformador y su polaridad correspondiente.

⚡ **Método:**

Para la determinación de la polaridad:

- ✓ Determinación de la polaridad por impulso inductivo
- ✓ Determinación de la polaridad por tensión alterna

Para la medición de la relación de transformación:

- ✓ Método Voltimétrico
- ✓ Medida de una relación usando una Capacitancia y Puente Adhoc

⚡ **Interpretación:** La tolerancia de la relación de vueltas debe estar dentro de $\pm 0.50\%$ de los datos en placa (se requieren 200 vueltas para dicha precisión).

⚡ **Frecuencias:** Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV.

Como mínimo una vez cada 3 años para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor esta entre 36 kV y 75 kV.

a.3) Corriente de Excitación

⚡ **Objetivo:** Localizar problemas, defectos en la estructura del núcleo magnético, cambio de los devanados, fallas de aislamiento entre espiras, o problemas en el dispositivo de cambio de Tap.

⚡ **Método:** Comprende una medición de corriente monofásica sobre un lado del transformador. El ensayo se debe realizar a la tensión más alta posible sin exceder la tensión nominal del devanado excitado.

⚡ **Interpretación:** Consiste en comparar los resultados con un ensayo previo, o con un transformador similar.

Los ensayos iniciales incluyen medidas en la posición media del LTC (Cambiador de Tap bajo carga), la posición neutral, y un paso en dirección opuesta. El resultado puede diferir para varias posiciones de LTC (Load Tap Changer), pero la relación entre las fases debe permanecer sin variar.

⚡ **Frecuencias:** Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV.

Como mínimo una vez cada 3 años para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor esta entre 36 kV y 75 kV.

a.4) Resistencia de Aislamiento

✦ **Objetivo:** Verificar el grado de sequedad del aislamiento de los devanados y buen aislamiento del núcleo. También da información sobre daños ocultos en los Bushings.

✦ **Método:** Es muy importante que la temperatura del sistema del aislamiento sea conocida al realizar el ensayo. La resistencia de aislamiento es muy sensible a la temperatura del aislamiento y varía inversamente proporcional con la temperatura. En algunos sistemas de aislamiento un incremento del 10 °C causará que la resistencia de aislamiento caiga aproximadamente en la mitad. Las mediciones de la resistencia de aislamiento son generalmente corregidas a una temperatura estándar (usualmente 20 °C) usando ábacos o las tablas que han sido preparadas para este propósito.

✦ **Interpretación:** Los resultados del ensayo de resistencia del aislamiento pueden ser engañosos a menos que sean tomados en el contexto de ensayos de equipos similares. Se debe revisar los ensayos anteriormente efectuados para establecer una tendencia.

✦ **Frecuencias:** Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV.

Como mínimo una vez cada 2 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario está entre 36 kV y 75 kV.

a.5) Índice de Polarización

- ⚡ **Objetivo:** Comprobar el buen estado del aislamiento.
- ⚡ **Método:** Duración de 10 minutos. La resistencia de aislamiento es registrada después de 1 minuto; de nuevo después de 10 minutos. El índice de polarización es el cociente de las lecturas de los 10 minutos y de 1 minuto.
- ⚡ **Interpretación:** Para transformadores pequeños el índice de polarización es igual a 1 o levemente más alto. Para transformadores grandes puede ser de 1,10 – 1,30.

En general, un valor alto indica que el sistema de aislamiento está en buenas condiciones. Un índice de polarización de menor que 1 indica que debe tomarse una acción correctiva.

- ⚡ **Frecuencias:** Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV.

Como mínimo una vez cada 2 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario está entre 36 kV y 75 kV.

a.6) Capacitancia/Factor de potencia/ Factor de Disipación

- ⚡ **Objetivo:** Calcular la pérdidas dieléctricas debido al envejecimiento normal en un sistema de aislamiento.
- ⚡ **Método:** El equipo eléctrico a ser probado debe ser aislado, se realiza una inspección visual del equipo para identificar daños externos o condiciones inusuales y registrar los datos de placa.

Las medidas deben ser realizadas siguiendo las instrucciones de operación del equipo de ensayo. Los

terminales de conexión deben ser cambiados muchas veces, dependiendo de la complejidad del equipo.

Interpretación: En caso de transformadores y reactores llenos de aceite nuevos, los factores de potencia no deben exceder 0,50% (20 °C).

Mientras el factor de potencia para los transformadores antiguos será <0,50% (20°C), el factor de potencia entre 0,50% y 1,00% (20°C) puede ser aceptable; sin embargo factores de potencia >1,00% (20°C) deben ser investigados.

Frecuencias: Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV.

Como mínimo una vez cada 3 años para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor está entre 36 kV y 75 kV.

a.7) Descarga Parcial (PD)

Objetivo: Localizar averías. Los eventos de PD ocurren dentro del aislamiento en un lugar de vacío o un material extraño como el agua, o en una ubicación donde ha ocurrido daño o deterioro. Este tipo de descarga puede causar una gran degradación del aislamiento y conducir a una eventual falla del equipo.

Método: Una técnica consiste en medir los niveles de ruido en micro voltios (RIV) el otro método es medir las descargas parciales en micro Coulombs.

Interpretación:

RIV: La interpretación de los resultados de este tipo de ensayos se lleva lo mejor posible en el contexto de medidas previas, incluyendo ensayos en fábrica.

PD: Algunos tipos de señales de PD pueden ser fácilmente identificables si se tiene experiencia previa en PD.

⚡ **Frecuencias:** La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

b) Ensayos en Bushing

Los bushings varían ampliamente en construcción y son elementos esenciales de un transformador. Estos son relativamente baratos comparados con el costo de un transformador. Sin embargo, su falla puede producir la destrucción total del transformador.

b.1) Inspección Visual

⚡ **Objetivo:** Revelar defectos tales como porcelanas fisuradas, fugas de aceite y el nivel de aceite.

⚡ **Método:** Examen visual. Un examen más detallado puede revelar roturas en filamentos de la línea, deterioro de uniones cementadas, y contaminación superficial.

⚡ **Interpretación:** Si la cubierta de porcelana está rota. Las rajaduras que parecen extenderse dentro de cuerpo principal pueden crecer y eventualmente causar fallas.

En tal caso, el bushing debe ser reemplazado ya que ninguna reparación en campo es posible.

⚡ **Frecuencia:** Semestral.

b.2) Factor de potencia y Factor de Disipación

✦ **Objetivo:** Detectar la presencia de humedad u otros contaminantes por incremento del factor de potencia.

✦ **Método:** El ensayo de collar caliente es un procedimiento muy usado para evaluar la condición de una pequeña sección del aislamiento entre la porcelana superior y el conductor central.

✦ **Interpretación:** Los límites de factor de potencia son publicados por los fabricantes y algunos bushing tienen los factores de potencia de fábrica escritos en los datos de placa, las mediciones de campo se deben comparar con los valores de placa.

En la práctica, si el factor de potencia del bushing excede el 1,00%, el usuario debe buscar ayuda especializada.

✦ **Frecuencias:** Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV.

Como mínimo una vez cada 3 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario está entre 36 kV y 75 kV.

b.3) Descarga parcial

✦ **Objetivo:** Detectar la actividad de descargas parciales en el interior del aislamiento del bushing y así evitar alguna falla.

✦ **Método:** La presencia de descargas parciales (corona) se mide con PD y RIV, por tanto se debe remover el bushing del transformador y probarlo solo.

✚ **Interpretación:** Depende del equipo de medición por ejemplo el DP con pantalla de osciloscopio, da información relativa a la fase que es útil para la interpretación.

✚ **Frecuencia:** La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

c) Ensayos a Aceites

El aceite mineral se usa como un fluido aislante en la mayoría de los equipos de potencia. Este actúa como aislante y como un medio de transferencia de calor.

Para realizar los siguientes ensayos, es necesario retirar la cantidad necesaria de muestra de aceite.

En la siguiente tabla se indica la cantidad de fluido necesario para realizar el ensayo.

Ensayo	Norma de referencia	Cantidad de Fluido (ml)
Acidez	ASTM D 974-92	20
Color (campo)	ASTM D 1524-84	10
Resistencia Dieléctrica	ASTM D 877-87	75
Resistencia Dieléctrica	ASTM D 1816-84a	500
Gas disuelto	ASTM D 3612-93	50
Tensión Interfacial	ASTM D 971-91	20
Tensión Interfacial	ASTM D 2285-85	15
Conteo de partículas	N/A	100
Factor de potencia	ASTM D 924-92	250
Policlorobifenilos (PCB)	ASTM D 4059-91	10
Lodo	ASTM D 1698-84	50
Contenido de agua	ASTM D 1533-88	50
Visual	Igual que color anterior	
Gravedad específica	ASTM D 1298-85	125
Color (Laboratorio)	ASTM D 1500-91	125
Total:		1400

Cuadro N° 8: Mínimos volúmenes de fluidos para ensayos a aceites de Transformadores

Fuente: Guía de Ensayos de Campo para Diagnóstico de Equipos de Potencia – MEM

Los aceites en servicio pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- ✓ Grupo I: Aceites que están en condición satisfactoria para uso continuo.
- ✓ Grupo II: Aceites que requieren reacondicionamiento para servicio adicional.
- ✓ Grupo III: Aceites en condición pobre (el aceite debe ser regenerado o deshecho dependiendo en consideraciones económicas).
- ✓ Grupo IV. Aceites en tan pobre condición que es técnicamente aconsejable deshacerse de estos.

c.1) Acidez, Número de Neutralización

🔧 **Objetivo:** Determina la presencia de componentes ácidos en aceites envejecidos. Indica el cambio relativo en el aceite durante las condiciones de oxidación. La acidez es medida por un Número de Neutralización (NN).

🔧 **Método:** No descrito.

🔧 **Interpretación:** Para una adecuada interpretación de los resultados ver el siguiente cuadro.

Tipo de Aceite	Nivel de Tensión (kV)	Numero de Acidez (NN) (mg KOH/g, máx.)
Aceite Nuevo, como recibido de la refinería		0,03
Aceite envejecido por el servicio – Grupo I	<69	0,20
	69-288	0,20
	>345	0,10
Aceite envejecido por el servicio – Grupo II		0,20
Aceite envejecido por el servicio – Grupo III		0,50

Cuadro N° 9: Interpretación de Acidez en Ensayos a Aceites
Fuente: Guía de Ensayos de Campo para Diagnóstico de Equipos de Potencia - MEM

⚡ Frecuencia:

Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV.

Como mínimo una vez cada 1 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV.

c.2) Rigidez Dieléctrica

⚡ Objetivo: Determinar la tensión de ruptura dieléctrica del aceite.

⚡ Métodos:

ASTM D 1816-/84a, utiliza electrodos tipo esféricos aislados, recomendada para el aceite filtrado, desgasificado y deshidratado.

ASTM D 877-87, utiliza electrodos planos, recomendada para todos los otros equipos.

⚡ Interpretación:

Mínima Tensión de Ruptura Dieléctrica (kV)	Clase de Equipo (kV)
26	≤69
26	>69-288
26	≥345

Cuadro N° 10: Valores de interpretación utilizando electrodos planos
Fuente: Guía de Ensayos de Campo para Diagnóstico de Equipos de Potencia
- MEM

Mínima Tensión de Ruptura Dieléctrica (kV)	Clase de Equipo (kV)
23	≤69
26	>69-288
26	≥345

Cuadro N° 11: Valores de interpretación utilizando electrodos esféricos
Fuente: Guía de Ensayos de Campo para Diagnóstico de Equipos de Potencia
- MEM

⚡ **Frecuencias:** Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV.

Como mínimo una vez cada 2 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario está entre 36 kV y 75 kV.

c.3) Color

⚡ **Objetivo:** Determinar el color del aceite, indica un cambio relativo en el aceite durante su uso.

⚡ **Método:** No descrito.

⚡ **Interpretación:** Para una adecuada interpretación de los resultados, ver el siguiente cuadro:

Número comparador de color	Color ASTM	Condición del Aceite
0,00-0,50	Claro	Aceite nuevo
0,50-1,00	Amarillo pálido	Buena condición
1,00-2,50	Amarillo	Aceite envejecido en servicio
2,50-4,00	Amarillo brillante	Condición marginal
4,00-5,50	Ámbar	Condición mala
5,50-7,00	Marrón	Condición severa (regenerar aceite)
7,00-8,50	Marrón oscuro	Condición extrema (desechar aceite)

Cuadro N° 12: Concentración de gases disueltos
Fuente: Guía de Ensayos de Campo para Diagnóstico de Equipos de Potencia
- MEM

⚡ **Frecuencias:** Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV.

Como mínimo una vez cada 2 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario está entre 36 kV y 75 kV.

c.4) Gas Disuelto

✦ **Objetivo:** Determinar la cantidad de gases específicos generados en el transformador lleno de aceite en servicio. Ciertas combinaciones y cantidades de este gas generado son la primera indicación de un posible mal funcionamiento que eventualmente puede conducir a una falla si no es corregida.

✦ **Método:** La muestra debe ser obtenida usando jeringas especiales que garanticen una muestra libre de contaminación externa.

Este ensayo se debe realizar en un ambiente de laboratorio.

✦ **Interpretación:** Considerar los siguientes criterios de evaluación, junto a los cuadros N° 13, 14 y 15.

Cuatro niveles de consideración han sido desarrollados para clasificar los riesgos para el transformador, cuando no hay un historial previo de gases disueltos.

- ✓ Condición 1 TDCG indica que el transformador está operando satisfactoriamente.
- ✓ Condición 2 TDCG indica que el nivel de gas combustible es mayor que el normal.
- ✓ Condición 3 TDCG indica un alto nivel de descomposición.
- ✓ Condición 4 TDCG indica una excesiva descomposición. La continua operación podría resultar en una falla del transformador.

El cuadro N°13 lista las concentraciones de gases disueltos para los gases individuales y TDCG para las condiciones del 1 hasta el 4. Esta tabla es usada para hacer el acercamiento original de la condición del gas en un nuevo equipo o un

transformador recientemente reparado o usado si no hay ensayos anteriores de gases disueltos o si no hay un historial reciente.

Estatus	Límites de concentración de referencia de gases Estatus disueltos (ppm)							
	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	TDCG
Condición 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Condición 2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
Condición 3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condición 4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Cuadro N° 13: Concentración de gases disueltos
Fuente: Guía de Ensayos de Campo para Diagnóstico de Equipos de Potencia - MEM

El cuadro N° 14 indica los intervalos de muestreo y el procedimiento de funcionamiento iniciales recomendados para varios niveles de TCG (en porcentaje).

Condición	Niveles de TCG (%)	Proporción de TCG (%/Día)	Intervalos de muestra y procedimientos de operación	
			Intervalos de muestra	Procedimiento de operación
Condición 4	≥ 5	> 0,03	Diario	Considerar fuera de servicio. Consultar al fabricante.
		0,03 – 0,01	Diario	
		< 0,01	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
Condición 3	< 5 a ≥ 2	> 0,03	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
		0,03 – 0,01	Semanal	
		< 0,01	Mensual	
Condición 2	< 2 a ≥ 0,05	> 0,03	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		0,03 – 0,01	Mensual	
		< 0,01	Trimestral	
Condición 1	< 0,05	> 0,03	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		0,03 – 0,01	Trimestral	
		< 0,01	Anual	Continuar operación normal

Cuadro N° 14: Acciones basadas en el TCG
Fuente: Guía de Ensayos de Campo para Diagnóstico de Equipos de Potencia - MEM

El cuadro N° 15 recomienda los intervalos de muestra iniciales y procedimientos de operación de varios niveles de TDCG (en ppm). Un incremento en la proporción de generación de gas indica un problema de incremento de severidad; por lo tanto, un intervalo más corto entre muestras.

Condición	Niveles de TDCG (ppm)	Proporción de TDCG (ppm/Día)	Intervalos de muestra y procedimientos de operación para proporción de gases generados	
			Intervalos de muestra	Procedimiento de operación
Condición 4	> 4630	> 30	Diario	Considerar fuera de servicio. Consultar al fabricante.
		10 – 30	Diario	
		< 10	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
Condición 3	1921 - 4630	> 30	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
		10 – 30	Semanal	
		< 10	Mensual	
Condición 2	721 – 1920	> 30	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		10 – 30	Mensual	
		< 10	Trimestral	
Condición 1	≤ 0,05	> 30	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		10 – 30	Trimestral	
		< 10	Anual	Continuar operación normal

Cuadro N° 15: Acciones basadas en el TDCG

Fuente: Guía de Ensayos de Campo para Diagnóstico de Equipos de Potencia - MEM

⚡ **Frecuencia:** Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV.

Como mínimo una vez cada 2 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario está entre 36 kV y 75 kV.

c.5) Tensión Interfacial (ITF)

⚡ **Objetivo:** Indicar la tensión superficial entre un aislamiento eléctrico de aceite y el agua. Proporcionar un medio de

detección de contaminantes polares solubles y productos del deterioro del aceite.

✚ **Método:** Este ensayo puede ser realizado satisfactoriamente en el campo, como también en un ambiente de laboratorio.

✚ **Interpretación:**

Tipo de Aceite	Nivel de tensión (kV)	Tensión Interfacial dinas/cm, mínimo
Aceite nuevo como recibido de la refinería		40
Nuevo aceite recibido en nuevo equipo		35
Aceite de envejecido por el servicio	≤ 69	24
	69-288	26
	>345	30
Aceite reacondicionado o regenerado – Grupo II		24

Cuadro N° 16: Valores de Tensión Interfacial para interpretación de resultados
Fuente: Guía de Ensayos de Campo para Diagnóstico de Equipos de Potencia - MEM

✚ **Frecuencia:** La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

c.6) Conteo de Partículas

✚ **Objetivo:** Determinar el número, tamaño, grado de la composición de partículas presentes en el aceite en servicio.

Indica contaminación del aceite con partículas: la cantidad de partículas en un aceite puede ser correlacionado con factores tales como la tensión de ruptura dieléctrica y puede afectar el factor de potencia del aceite.

✚ **Método:** La muestra debe tomarse cuando la humedad relativa es < 50%. Esta muestra debe ser transportada a un laboratorio para el análisis.

✚ **Interpretación:**

Número relativo de partículas por 10 ml de aceite	Condición Relativa
<1500	Normal
1500-5000	Marginal
>5000	Contaminado

Cuadro N° 17: Valores de interpretación para prueba de Conteo de Partículas

Fuente: Guía de Ensayos de Campo para Diagnóstico de Equipos de Potencia - MEM

⚡ **Frecuencia:** La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

c.7) Factor de Potencia

⚡ **Objetivo:** Indicar las pérdidas dieléctricas en el aceite cuando es usado en un campo eléctrico alterno e indica la energía disipada como calor.

⚡ **Método:** Este ensayo se puede realizar en el campo, así como en el laboratorio. Un ensayo visual debe realizarse para asegurar que la muestra no contiene burbujas.

⚡ **Interpretación:**

Tipo de Aceite	Nivel de tensión (kV)	% Factor de Potencia a 25°C	% Factor de Potencia a 100 °C
Nuevo aceite como recibido de refinería		0,05	0,30
Nuevo aceite recibido en nuevo equipo	<69	0,15	1,50
	69-230	0,10	1,00
Nuevo aceite después de llenar y estar parado, antes de la energización		0,10	-
Aceite envejecido por el servicio - Grupo I	< 69	0,50	
	69 - 288	0,50	
	≥ 345	0,50	
Aceite envejecido por el servicio – Grupo II	< 69	0,50	
	69 - 288	0,50	
	≥ 345	0,30	
Aceite envejecido por el servicio – Grupo III	< 69	1,00	
	69 - 288	0,70	
	≥ 345	0,30	

Cuadro N° 18: Valores de interpretación para prueba de Factor de Potencia

Fuente: Guía de Ensayos de Campo para Diagnóstico de Equipos de Potencia - MEM

⚡ **Frecuencia:** Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV.

Como mínimo una vez cada 1 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario está entre 36 kV y 75 kV.

c.8) Contenido de Bifenil Policlorado (PCB)

⚡ **Objetivo:** Conocer la condición presente de todos los equipos de potencia considerando la concentración de PCB.

⚡ **Método:** Este ensayo puede hacerse en el campo, como también en el laboratorio. En el campo, existen equipos comerciales disponibles.

⚡ **Interpretación:** Una baja concentración de PCB (< 50 ppm) generalmente indica un riesgo bajo y el aceite es clasificado como no contaminante. Una moderada concentración de PCB (≥ 50 ppm pero < 500 ppm) causa que el aceite sea clasificado como contaminado. Cualquier concentración ≥ 500 ppm es considerada como si fuera PCB puro.

⚡ **Frecuencia:** Como mínimo una vez cada 5 años para todos los transformadores.

¿Qué es el PCB?

El bifenilo poloriclorado (PCB) es un compuesto químico formado por cloro, carbón e hidrógeno. Fue sintetizado por primera vez en 1881. El PCB es resistente al fuego, muy estable, no conduce electricidad y tiene baja volatilidad a temperaturas normales. Éstas y otras características lo han hecho ideal para la elaboración de una amplia gama de productos industriales y de consumo.

Debido a su gran estabilidad térmica biológica y química, así como por su elevada constante dieléctrica, los PCB se usaron masivamente hasta mediados de la década de 1970 como aislantes para equipos eléctricos como transformadores, interruptores, condensadores y termostatos.

Muchos experimentos de laboratorio y otros estudios han intentado determinar los efectos que producen los PCBs en la salud de los seres humanos. Los científicos convienen en que es poco probable que la baja exposición a los PCBs a corto plazo genere lesiones serias. Sin embargo, la mayoría coincide sobre los efectos adversos provocados por la exposición a largo plazo, incluso en concentraciones bajas.

Los PCBs pueden ingresar en el cuerpo a través del contacto de la piel, por la inhalación de vapores o por la ingestión de los alimentos que contengan residuos del compuesto.

También pueden provocar daños en el hígado y la Organización Mundial de la Salud comprobó, además, que el PCB es cancerígeno.

El Policloruro de bifenilo (PCB) está considerado según el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) como uno de los doce contaminantes más nocivos fabricados por el ser humano. Su fabricación está prohibida desde 1977 en Estados Unidos y desde 1983 en Alemania. Actualmente su uso está prohibido en casi todo el mundo.

c.9) Condición de Sedimentación

Objetivo: Determinar si existe sedimento pentano-insoluble presente en el aceite.

Este ensayo generalmente no es realizada a menos que el IFT sea $<0,26 \text{ N/m}$ ($<26 \text{ dyn/cm}$) o el NN es $>0,15 \text{ mg KOH/g}$ de aceite. La presencia de sedimento soluble debe ser una

indicación de deterioro del aceite, presencia de contaminantes, o ambos. Esto sirve como advertencia que puede haber formación de sedimento.

✚ **Método:** Se debe obtener una muestra de 50 ml, se debe añadir 10 ml de n-pentano, la muestra se almacena en un área oscura y fresca por 24 horas. Después se realiza el examen inclinando lentamente el frasco, si existe sedimento aparecerá como una masa oscura en el fondo del frasco. De acuerdo a esto se registra como:

a) Sin sedimento, b) Sedimento liviano y c) Sedimento pesado.

✚ **Interpretación:**

Nivel de Sedimento / sedimento soluble en muestra	Acción Requerida
Ninguno	No requiere acción. Continuar monitoreo.
Liviano	Regenerar el aceite.
Pesado	El aceite debe ser desechado. El sistema debe ser completamente vaciado y nuevo (o regenerado) aceite debe ser adicionado.

Cuadro N° 19: Valores de interpretación para prueba de Condición de Sedimentación

Fuente: Guía de Ensayos de Campo para Diagnóstico de Equipos de Potencia - MEM

✚ **Frecuencia:** La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

c.10) Inspección Visual

✚ **Objetivo:** Determinar agua libre o sedimentos tales como partículas metálicas, sedimento insoluble, carbón, fibras, suciedad, etc., en aceites envejecidos, el análisis y diagnóstico de estos resultados.

✚ **Método:** Un examen visual de aceite para colores ASTM y la presencia de sedimento. El aceite debe ser brillante, luminoso, y claro.

✚ **Interpretación:** Si se observa oscuridad, partículas de aislamiento, productos metálicos corrosivos, así como un cambio inusual de color se debe realizar un examen de laboratorio más preciso.

✚ **Frecuencia:** Semestral.

c.11) Contenido de Agua

✚ **Objetivo:** Conocer y controlar la humedad. El agua siempre está presente en cualquier transformador en forma de humedad. Una vez que el contenido de humedad del aceite es determinado para una temperatura dada, la correspondiente humedad contenida por el papel puede ser estimada.

✚ **Método:** No descrito.

✚ **Interpretación:**

% Saturación de Agua en el aceite	Condición
0-5	Aislamiento seco
6-20	Humedad moderada Números bajos indican niveles bastante secos a niveles moderados de agua en el aislamiento, mientras que los valores hacia el límite superior indican que el aislamiento es moderadamente húmedo.
21-30	Húmedo
>30	Extremadamente Húmedo

Cuadro N° 20: Interpretación de % de saturación de agua en aceite
Fuente: Guía de Ensayos de Campo para Diagnóstico de Equipos de Potencia - MEM

% Humedad por peso seco en papel	Condición
0-2	Papel seco
2-4	Papel húmedo
> 4.5	Papel Excesivamente húmedo

Cuadro N° 21: Interpretación de % de humedad por peso de papel seco
Fuente: Guía de Ensayos de Campo para Diagnóstico de Equipos de Potencia
- MEM

✚ **Frecuencia:** Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV.

Como mínimo una vez cada 2 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV.

c.12) Gravedad Específica

✚ **Objetivo:** Determinar la densidad relativa de aceite del transformador que es la relación de masa de un volumen dado de aceite con la masa de un volumen igual de agua a la misma temperatura (15 a 60 °C).

✚ **Método:** No descrito.

✚ **Frecuencia:** La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

d) Ensayos para Tap

d.1) Inspección para Load Tap Changer

✚ **Objetivo:** Comprobar el estado del cambiador de tap.

✚ **Frecuencia:** Los equipos que son utilizados como un dispositivo interruptor de corriente requieren una inspección

y mantenimiento periódico. La frecuencia de las inspecciones deberá estar basada en el tiempo de servicio, alcance de uso, y número de operaciones.

Una inspección inicial debe ser hecha sobre el cambiador de tap al final del primer año de operación. Inspecciones posteriores deben ser basadas sobre los resultados obtenidos de la inspección inicial al final del primer año de servicio. Sin tener en cuenta de la medida de los contactos usados, los intervalos de inspección no deben de exceder los cinco años. Realizadas de acuerdo a las instrucciones del fabricante de los Tap.

e) Ensayos en el núcleo

e.1) Resistencia de Aislamiento

🔧 **Objetivo:** Determinar la resistencia de aislamiento del núcleo.

🔧 **Método:** No descrito.

🔧 **Interpretación:**

Tipo de Equipamiento	Resistencia de aislamiento del núcleo	Condición de aislamiento
Nuevo	> 1000 MΩ	
Viejo en servicio	> 100 MΩ	Normal
	10 - 100 MΩ	Indica deterioración del aislamiento
	< 10 MΩ	Suficiente para causar la generación de corrientes circulantes destructivas y necesita ser investigado

Cuadro N° 22: Interpretación de resistencia de aislamiento
Fuente: Guía de Ensayos de Campo para Diagnóstico de Equipos de Potencia
- MEM

🔧 **Frecuencia:** La resistencia de aislamiento del núcleo debe ser medida en intervalos regulares.

Este ensayo se debe realizar antes que la unidad sea colocada en servicio o después de modificaciones en el transformador que podrían afectar la integridad del aislamiento del núcleo. Este ensayo también puede ser realizado en otro momento, usualmente durante una inspección mayor.

f) Ensayos en Tanque y Dispositivos asociados

f.1) Conservadores

🔧 **Objetivo:** Comprobar el buen estado del conservador.

🔧 **Método:** Se debe registrar el nivel de aceite en un lado del recipiente del conservador. Esta lectura se realiza con respecto a la marca 25°C, La temperatura máxima leída debe ser usada para corregir la lectura del nivel de aceite del medidor.

🔧 **Interpretación:** Si el nivel corregido es normal, no es necesaria ninguna acción adicional. Si el nivel corregido es superior o inferior al nivel normal, las mediciones y los cálculos deben ser rechazados.

🔧 **Frecuencia:** La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

f.2) Sistemas de Enfriamiento

El sistema de enfriamiento consiste de combinaciones de radiadores, bombas y ventiladores.

🔧 **Control del ventilador de enfriamiento**

✓ **Objetivo:** Verificar el estado del ventilador de enfriamiento.

✓ **Método:**

○ **Control de Temperatura:** Se debe ajustar el control maestro en automático.

○ **Control de Carga:** Se debe verificar la operación del transformador de corriente.

✓ **Interpretación:** Si se observa una operación inapropiada se debe de corregir para asegurar un funcionamiento satisfactorio.

✓ **Frecuencia:** La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

4 Rotación de Ventiladores de enfriamiento

✓ **Objetivo:** Asegurar que el aire fluye en la dirección apropiada.

✓ **Método:** No descrito.

○ **Control de Temperatura:** Se debe ajustar el control maestro en automático.

○ **Control de Carga:** Se debe verificar la operación del transformador de corriente.

✓ **Interpretación:** Correcciones a la rotación debe ser hecha como es indicado por inspección.

✓ **Frecuencia:** La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento

de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

Inspección visual de ventiladores de enfriamiento

✓ **Objetivo:** El ventilador debe estar adecuadamente dimensionado con respecto al diseño del sistema de enfriamiento, es importante para asegurar que estos estén operando a su velocidad de diseño y que los ductos de aire no estén bloqueados y los protectores y las aspas no estén dañados.

✓ **Método:** No descrito.

✓ **Interpretación:** El flujo de aire irregular puede reducir la eficiencia del sistema de enfriamiento, causando calentamiento. Todos los ventiladores que no trabajen a su velocidad de diseño deben ser reemplazados.

✓ **Frecuencia:** Como mínimo una vez al año si son transformadores de 75 kV a más.

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

f.3) Fallas de Relés

Objetivo: Verificar el estado de los relés de presión.

Método: Las recomendaciones del fabricante deben ser tomadas en cuenta para el ajuste, reparación, o reemplazo de dispositivos de operación inapropiada.

Frecuencia: La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

f.4) Medidores

Objetivo: Verificar el estado de los medidores de flujo y de temperatura.

Método:

✓ **Medidores de Flujo:**

Si la bomba está encendida y se indica que no hay flujo, la unidad de envío puede estar defectuosa. Si la bomba está apagada y el medidor de flujo continua indicando flujo, el medidor esta probablemente atracado en la posición de flujo y la unidad de envío o el medidor entero necesita ser reemplazado.

✓ **Medidores de Temperatura:**

Calibración de la temperatura superior del aceite: El medidor debe ser removido del transformador y el bulbo sensor debe ser puesto en unos baños controlado de aceite caliente.

✓ **Calibración del devanado del medidor de punto caliente:**

Basado en aumentos de la temperatura medida, o datos de ensayo de un transformador térmicamente duplicado, corriente perjudicial para el calentamiento del devanado del indicador de temperatura del devanado es ajustado en fábrica para simular la misma gradiente en grados Celsius sobre el máximo aumento de aceite como será experimentado por los puntos calientes en el devanado del transformador.

Frecuencia: La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

2.2.3 La función del Mantenimiento

a) ¿Qué es el Mantenimiento?

Se entiende por Mantenimiento a la función empresarial a la que se encomienda el control del estado de las instalaciones de todo tipo, tanto las productivas como las auxiliares y de servicios. En ese sentido se puede decir que el mantenimiento es el conjunto de acciones necesarias para conservar o restablecer un sistema en un estado que permita garantizar su funcionamiento a un coste mínimo. Conforme con la anterior definición se deducen distintas actividades:

- ✓ Prevenir y/o corregir averías
- ✓ Cuantificar y/o evaluar el estado de las instalaciones
- ✓ Aspecto económico (costes)

En los años 70, en Gran Bretaña nació una nueva tecnología, la Terotecnología (del griego conservar, cuidar) cuyo ámbito es más amplio que la simple conservación:

La Terotecnología es el conjunto de prácticas de Gestión, financieras y técnicas aplicadas a los activos físicos para reducir el "coste del ciclo de vida".

El concepto anterior implica especificar una disponibilidad de los diferentes equipos para un tiempo igualmente especificado.

Todo ello nos lleva a la idea de que el mantenimiento empieza en el proyecto de la máquina. En efecto, para poder llevar a cabo el mantenimiento de manera adecuada es imprescindible empezar a actuar en la especificación técnica (normas, tolerancias, planos y demás documentación técnica a aportar por el suministrador) y seguir con su recepción, instalación y puesta en marcha; estas actividades son realizadas con la participación del personal de mantenimiento deben servir para establecer y documentar el estado de referencia. A ese estado nos referimos durante la vida

de la máquina y cada vez que hagamos evaluaciones de su rendimiento, funcionalidades y demás prestaciones.

Son **misiones** de mantenimiento:

- ✓ La vigilancia permanente y/o periódica
- ✓ Las acciones preventivas
- ✓ Las acciones correctivas (reparaciones)
- ✓ El reemplazamiento de maquinaria

Los **objetivos** implícitos son:

- ✓ Aumentar la disponibilidad de los equipos hasta el nivel preciso.
- ✓ Reducir los costes al mínimo compatible con el nivel de disponibilidad necesario.
- ✓ Mejorar la fiabilidad de máquinas e instalaciones.
- ✓ Asistencia al departamento de ingeniería en nuevos proyectos para facilitar la mantenibilidad de las nuevas instalaciones.

b) Historia y evolución del mantenimiento

El término "mantenimiento" se empezó a utilizar en la industria hacia 1950 en EE.UU. Se puede distinguir cuatro generaciones en la evolución del concepto de mantenimiento:

1° Generación: La más larga, desde la revolución industrial hasta después de la 2da Guerra Mundial, aunque todavía impera en muchas industrias. El Mantenimiento se ocupa sólo de arreglar las averías. Es el Mantenimiento Correctivo.

2° Generación: Entre la 2da Guerra Mundial y finales de los años 70 se descubre la relación entre edad de los equipos y probabilidad de fallo. Se comienza a hacer sustituciones preventivas. Es el Mantenimiento Preventivo.

3° Generación: Surge a principios de los años 80. Se empieza a realizar estudios CAUSA-EFECTO para averiguar el origen de los

problemas. Es el Mantenimiento Predictivo o detección precoz de síntomas incipientes para actuar antes de que las consecuencias sean inadmisibles. Se comienza a hacer partícipe a Producción en las tareas de detección de fallos.

4° Generación: Aparece en los primeros años 90. El Mantenimiento se contempla como una parte del concepto de Calidad Total: "Mediante una adecuada gestión del mantenimiento es posible aumentar la disponibilidad al tiempo que se reducen los costos.

Es el Mantenimiento Basado en el Riesgo (MBR): Se concibe el mantenimiento como un proceso de la empresa al que contribuyen también otros departamentos. Se identifica el mantenimiento como fuente de beneficios, frente al antiguo concepto de mantenimiento como "mal necesario". La posibilidad de que una máquina falle y las consecuencias asociadas para la empresa es un riesgo que hay que gestionar, teniendo como objetivo la disponibilidad necesaria en cada caso al mínimo coste.

Se requiere un cambio de mentalidad en las personas y se utilizan herramientas como:

Ingeniería del Riesgo (Determinar consecuencias de fallos que son aceptables o no)

Análisis de Fiabilidad (Identificar tareas preventivas factibles y rentables)

Mejora de la Mantenibilidad (Reducir tiempos y costes de mantenimiento)

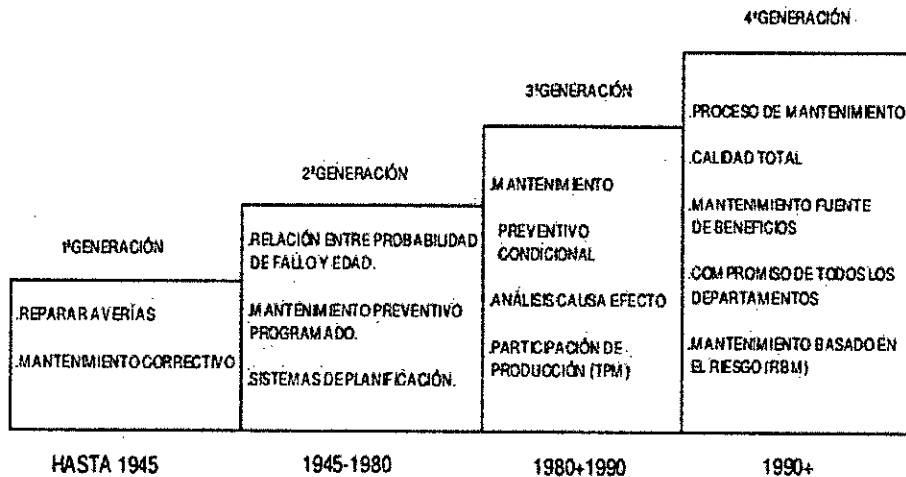


Figura N° 4: Evolución del Mantenimiento en el tiempo
 Fuente: Técnicas de Mantenimiento Industrial 2ª Edición revisada

c) Áreas de acción del mantenimiento

De lo dicho hasta aquí se deducen las tareas de las que un servicio de mantenimiento según el contexto, puede ser responsable:

Mantenimiento de equipos.

Realización de mejoras técnicas.

- ✓ Colaboración en las nuevas instalaciones: especificación, recepción y puesta en marcha.
- ✓ Recuperación y nacionalización de repuestos.
- ✓ Ayudas a fabricación (cambios de formato, proceso, etc.).
- ✓ Aprovisionamiento de útiles y herramientas, repuestos y servicios (subcontratación).
- ✓ Participar y Promover la mejora continua y la formación del personal.
- ✓ Mantener la Seguridad de las instalaciones a un nivel de riesgo aceptable.
- ✓ Mantenimientos generales (Jardinería, limpiezas, vehículos, etc.).

Todo ello supone establecer:

- ✓ La Política de Mantenimiento a aplicar.
- ✓ Tipo de mantenimiento a efectuar.
- ✓ Nivel de preventivo a aplicar.
- ✓ Los Recursos Humanos necesarios y su estructuración.
- ✓ El Nivel de Subcontratación y tipos de trabajos a subcontratar.
- ✓ La Política de stocks de repuestos a aplicar.
- ✓ De lo que se deduce la formación polivalente requerida para el técnico de mantenimiento.

d) Tipos y niveles de mantenimiento

Los distintos tipos de Mantenimiento que hasta ahora se ha comentado quedan resumidos en la figura a continuación:

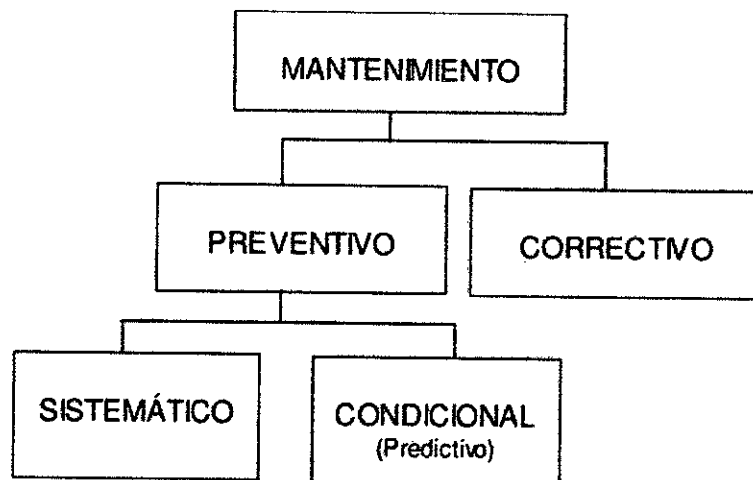


Figura N° 5: Tipos de Mantenimiento
Fuente: Técnicas de Mantenimiento Industrial 2° Edición revisada

- ✦ **El Mantenimiento Correctivo**, efectuado después del fallo, para reparar averías.
- ✦ **El Mantenimiento Preventivo**, efectuado con intención de reducir la probabilidad de fallo, del que existen dos modalidades:
- ✦ **El Mantenimiento Preventivo Sistemático**, efectuado a intervalos regulares de tiempo, según un programa

establecido y teniendo en cuenta la criticidad de cada máquina y la existencia o no de reserva.

El Mantenimiento Preventivo Condicional o según condición, subordinado a un acontecimiento predeterminado.

El Mantenimiento Predictivo, que más que un tipo de mantenimiento, se refiere a las técnicas de detección precoz de síntomas para ordenar la intervención antes de la aparición del fallo

Un diagrama de decisión sobre el tipo de mantenimiento a aplicar, según el caso, se presenta en la figura a continuación:

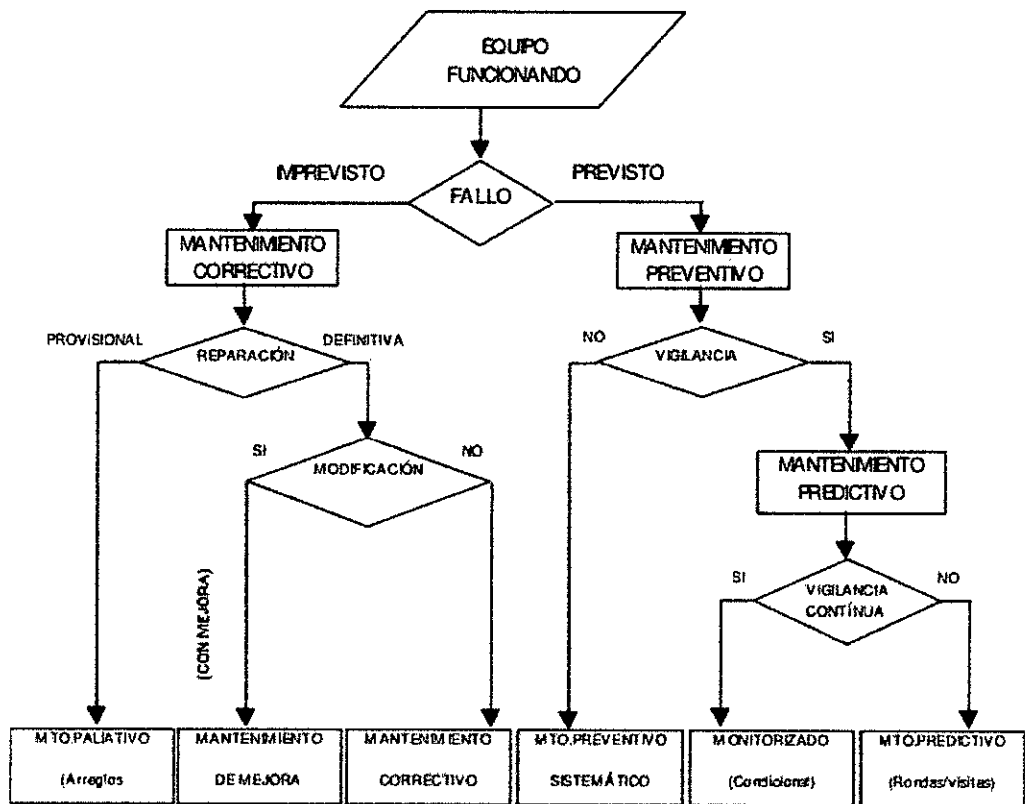


Figura N° 6: Diagrama de decisión sobre el tipo de mantenimiento a aplicar
Fuente: Técnicas de Mantenimiento Industrial 2° Edición revisada

En cuanto a los distintos niveles de intensidad aplicables se presenta un resumen en el cuadro siguiente:

NIVEL	CONTENIDO	PERSONAL	MEDIOS
1	- Ajustes simples previstos en órganos accesibles. - Cambio elementos accesibles y fáciles de efectuar.	Operador, in situ	Utillaje ligero
2	- Arreglos por cambio estándar. - Operaciones menores de preventivo (Rondas/Gamas)	Técnico habilitado, in situ	Utillaje ligero + Repuestos necesarios en stock
3	- Identificación y diagnóstico de averías. - Reparación por cambio de componentes y reparaciones mecánicas menores.	Técnico especializado, in situ o taller	Utillaje + Aparatos de medidas + banco de ensayos, control, etc.
4	- Trabajos importantes de mantenimiento correctivo y preventivo.	Equipo dirigido por técnico especializado (taller)	Utillaje específico + material de ensayos, control, etc.
5	- Trabajos de grandes reparaciones, renovaciones, etc.	Equipo completo, polivalentes, en taller central	Máquinas, herramientas y específicas de fabricación (forja, fundición, soldadura, etc.)

Cuadro N° 23: Niveles de Mantenimiento

Fuente: Guía de Ensayos de Campo para Diagnóstico de Equipos de Potencia - MEM

e) Ventajas, inconvenientes y aplicaciones de cada tipo de mantenimiento

e.1) Mantenimiento Correctivo

✚ Ventajas

- ✓ No se requiere una gran infraestructura técnica ni elevada capacidad de análisis.
- ✓ Máximo aprovechamiento de la vida útil de los equipos.

✚ Inconvenientes

- ✓ Las averías se presentan de forma imprevista lo que origina trastornos a la producción.
- ✓ Riesgo de fallos de elementos difíciles de adquirir, lo que implica la necesidad de un "stock" de repuestos importante.
- ✓ Baja calidad del mantenimiento como consecuencia del poco tiempo disponible para reparar.

✚ Aplicaciones

- ✓ Cuando el coste total de las paradas ocasionadas sea menor que el coste total de las acciones preventivas.
- ✓ Esto sólo se da en sistemas secundarios cuya avería no afectan de forma importante a la producción.
- ✓ Estadísticamente resulta ser el aplicado en mayor proporción en la mayoría de industrias.

e.2) Mantenimiento Preventivo

✚ Ventajas

- ✓ Importante reducción de paradas imprevistas en equipos.
- ✓ Solo es adecuado cuando, por la naturaleza del equipo, existe una cierta relación entre probabilidad de fallos y duración de vida.

✚ Inconvenientes

- ✓ No se aprovecha la vida útil completa del equipo.
- ✓ Aumenta el gasto y disminuye la disponibilidad si no se elige convenientemente la frecuencia de las acciones preventivas.

✚ Aplicaciones

- ✓ Equipos de naturaleza mecánica o electromecánica sometidos a desgaste seguro.
- ✓ Equipos cuya relación fallo-duración de vida es bien conocida.

e.3) Mantenimiento Predictivo

✚ Ventajas

- ✓ Determinación óptima del tiempo para realizar el mantenimiento preventivo.
- ✓ Ejecución sin interrumpir el funcionamiento normal de equipos e instalaciones.
- ✓ Mejora el conocimiento y el control del estado de los equipos.

✚ Inconvenientes

- ✓ Requiere personal mejor formado e instrumentación de análisis costosa.
- ✓ No es viable una monitorización de todos los parámetros funcionales significativos, por lo que pueden presentarse averías no detectadas por el programa de vigilancia.
- ✓ Se pueden presentar averías en el intervalo de tiempo comprendido entre dos medidas consecutivas.

✚ Aplicaciones

- ✓ Maquinaria rotativa
- ✓ Motores eléctricos
- ✓ Equipos estáticos
- ✓ Aparatación eléctrica
- ✓ Instrumentación

2.2.4 Panorama de la gestión de activos para Transformadores de Potencia

La sobrecarga en la capacidad nominal de los transformadores, la reducción en gastos de mantenimiento y la austeridad en la inversión, son los desafíos que deben enfrentar las compañías eléctricas en la actualidad. Como respuesta a estos requerimientos, las compañías eléctricas están introduciendo métodos usados por los inversionistas y las compañías de seguros, relacionados con el aseguramiento de los activos y la minimización de los riesgos. En vista del gran número de

transformadores en el mundo que se acercan al final de su vida útil, las compañías eléctricas están interesadas en identificar el tiempo de vida remanente y la condición de los mismos, tratando así de extender al máximo su vida útil o tomar decisiones oportunas que minimicen costos, producto de una eventualidad y de esta forma maximizar los beneficios económicos, producto de la explotación del activo.

Una compañía eléctrica estará preparada para abordar los retos planteados, sólo si cuenta con una metodología para la gestión óptima de sus activos, es decir, si puede tomar las decisiones correctas en el momento adecuado. La gestión de un parque de transformadores de potencia debe tener en cuenta los riesgos asociados a cada transformador dentro del sistema eléctrico. En este sentido, se debe valorar el nivel de riesgo para cada unidad. Al valorar el riesgo, se puede establecer una clasificación por mérito y condición de los transformadores, lo que permite la planificación de acciones para el mediano y largo plazo.

La gestión de activos se define como el conjunto de actividades y prácticas a través de las cuales una organización empresarial maneja de forma óptima y eficiente sus activos con el propósito de alcanzar un plan estratégico organizacional. En este contexto la palabra "activo" se refiere a la planta, maquinaria, propiedades, edificios, vehículos y otros elementos de valor importante para cualquier organización empresarial. El propósito es mostrar un panorama de la gestión de activos aplicada en transformadores de potencia.

La implementación de un sistema de gestión de activos debe estar enmarcada dentro de los siguientes principios:

- i. Holístico: ser multidisciplinario y enfocado en todos los puntos de vista de los activos;
- ii. Sistemático: aplicarse de manera rigurosa en un sistema de gestión estructurado;

- iii. Sistémico: los activos deben cuidarse desde un punto de vista global, observando todos los elementos que agregan o restan valor y no con visiones particulares;
- iv. Basado en riesgo: la evaluación de riesgo debe estar presente en toda la toma de decisiones y planes sobre los activos;
- v. Óptimo: tener métodos claros para obtener el mejor beneficio de los activos para la organización;
- vi. Sustentable: la gestión debe cubrir el ciclo de vida total de los activos desde el diseño hasta la desincorporación, considerando la edad de los mismos, el deterioro con el tiempo, opciones de renovación, mejoramiento; y
- vii. Integrado: integrar los intereses y obligaciones de todas las partes que juegan un papel en la gestión de los activos, esto cubre desde accionistas, trabajadores, clientes, reguladores, etc.

a) Gestión de Activos

En los años 90, aparece el concepto de la gestión de activos dentro de la producción petrolera del mar del norte. Este concepto generó excelentes beneficios económicos y además generó muchas interpretaciones para el concepto gestión de activos pasando por las finanzas, la informática, el mantenimiento, los bienes raíces. Ante esta situación, el Institute of Asset Management (IAM) en colaboración con el British Standards Institute (BSI), estableció en el año 2002, la norma BSI PAS 55 denominada "Asset Management", la cual fue acogida de inmediato por muchas organizaciones empresariales que vieron su gran potencial.

En el año 2006, se generó un sistema de certificación que fue de carácter de obligatorio en los segmentos de energía y gas en el Reino Unido. En el año 2008, surgió una nueva versión de la norma (BSi PAS 55, 2008). La norma BSI PAS 55, cubre todas las

etapas en el ciclo de vida de un activo, desde la ingeniería, operación, mantenimiento hasta la renovación de los mismos. Finalmente, en febrero de 2014, se publica la serie de normas internacionales ISO 55000/1/2 (2014), las cuales permiten a una organización lograr sus objetivos a través de la gestión eficaz y eficiente de sus activos, y de manera consistente y sostenible en el tiempo.

a.1) Tipos de activos

La norma BSi PAS 55 (2008), está dirigida a los activos físicos, pero implícitamente toca algunos aspectos de los restantes activos definidos del ámbito empresarial, tales como los recursos humanos, los intangibles, los financieros y la información.

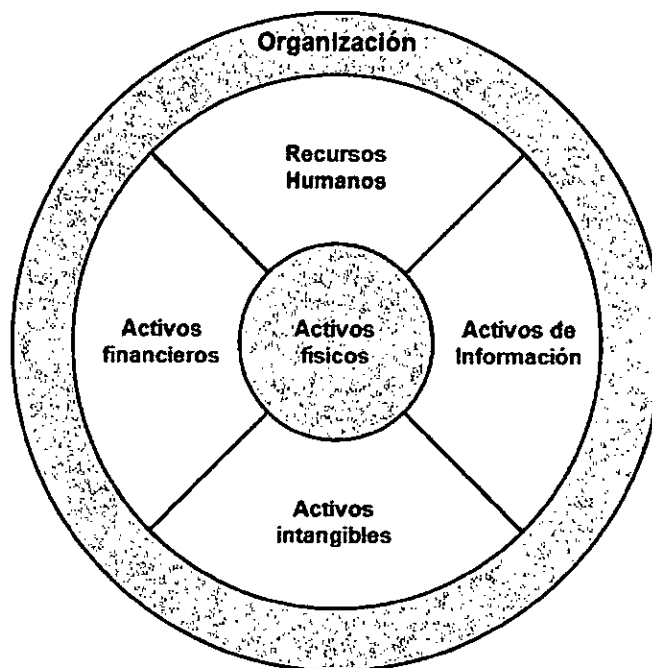


Figura N° 7: Tipos de activos
Fuente: Bsi PAS 55, 2008

a.2) Estructura de un sistema de gestión de activos

El propósito de concebir un sistema de gestión de activos es apoyar la ejecución del plan estratégico de una organización

empresarial, con el fin de satisfacer las expectativas técnico-económicas de una gran variedad de partes interesadas. El plan estratégico de la organización es el punto de partida para el desarrollo de las políticas, estrategias, objetivos y planes de gestión de activos.

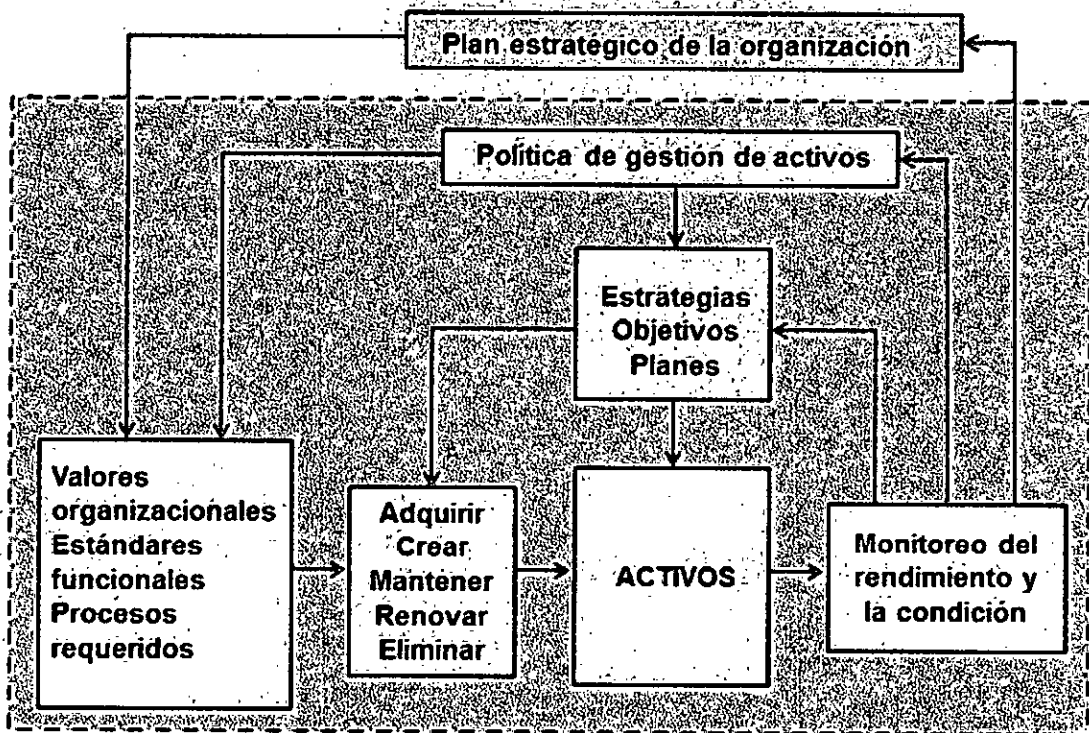


Figura N° 8: Sistema de gestión de activos
Fuente: Bsi PAS 55, 2008

b) Gestión del Transformador de Potencia

En la actualidad hay más de 100.000 transformadores de potencia que operan en los Estados Unidos y más de 400.000 en todo el mundo. Este es un equipo de capital intensivo y puede alcanzar hasta el 60% del total de la inversión de una subestación, además es fundamental para la operación de cualquier sistema de potencia. El transformador es una máquina eficiente y confiable, que en condiciones normales de operación, está diseñada y construida para tener una vida útil cercana a los 40 años.

Al igual que las personas, el transformador se ve afectado por el paso del tiempo, por esta razón, a medida que se hace más

longevo, se incrementa su probabilidad de falla. De acuerdo a Hartford Steam Boiler, una de las mayores aseguradoras de transformadores de los Estados Unidos, 3 de cada 100 transformadores de una gran cuantía instalada en la década de 1960, están propensos a fallas. El costo promedio de reemplazo de un transformador de 100 MVA puede alcanzar los US\$ 2 millones y puede tomar de 18 a 24 meses su construcción.

Durante todo el ciclo de vida de un transformador de potencia se pueden realizar algunas acciones como: 'adquirir', 'mantener', 'reparar', 'reubicar', 'desechar', 'reemplazar' o 'no hacer nada'. Los expertos afirman que alrededor del 53% de las fallas de los transformadores se pueden prevenir; por ejemplo antes de generar una falla, el transformador produce gases, por lo tanto su detección temprana podría ser clave para evitar una contingencia futura.

El gestor de este tipos de activos, se enfrenta a inquietudes como: ¿Dónde y cuándo se debe tomar una acción?, ¿Cuál de las acciones es la mejor?, ¿Cuál es el costo económico de cada acción?, ¿Cuáles son las consecuencias de cada acción?, etc. En la Figura 9, se muestran las probables acciones a seguir en la gestión del activo transformador de potencia.

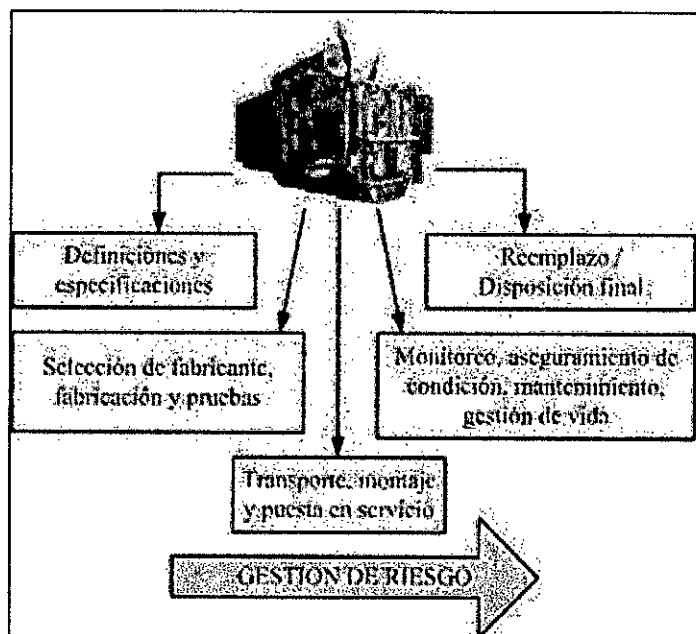


Figura N° 9: Acciones en la gestión del activo transformador
 Fuente: Panorama de la Gestión de Activos para Transformadores de Potencia, Andrés F. Cerón, Iván F. Orduña, Guillermo Aponte, Andrés A. Romero

Para realizar cualquier acción sobre un transformador de potencia se debe contar con suficiente información y una metodología de actuación eficiente. Cada decisión sobre el transformador tiene un riesgo asociado y cada acción un costo; por lo tanto, resulta clave valorar los riesgos y los costos en todos los probables escenarios.

b.1) Valoración del riesgo

Un índice de riesgo es un indicador útil para la toma de decisiones estratégicas sobre un activo (BSi PAS 55, 2008). El índice de riesgo se determina a partir de dos componentes:

- ✦ **El factor de consecuencia (FC):** es un análisis económico, basado en la premisa de que todo activo fallará en el futuro.
- ✦ **La probabilidad de falla (PF):** evalúa la condición técnica del activo mediante ensayos de diagnóstico, historial de carga, historial de eventos, índice de salud, etc.

Una vez se calculan los factores FC y PF, estos son graficados en una matriz de riesgo, como la de la Figura 10. Se observa que la matriz de la Figura. 10 está definida en términos de variables lingüísticas. No obstante, las escalas tanto para el FC y el PF pueden también darse en términos de valores numéricos. En general la valoración varía de acuerdo con las metodologías seleccionadas para determinar los índices, por ejemplo en Ashkezari et al. (2013) se presenta una metodología para determinar un índice de salud del aislamiento del transformador (relacionado con PF) el cual toma valores de uno (1) para una condición excelente o probabilidad de falla muy baja y cinco (5) para una condición insatisfactoria o probabilidad de falla alta.

Otro ejemplo se da en Lara y Liñan (2009) quienes presentan una metodología para valorar el estado del transformador entregando a la salida un indicador de condición que varía entre cero (0) y trescientos (300) y permite identificar tres categorías de estado, de hecho: Cat. I entre 0 y 100 indica un funcionamiento normal y no requiere acción; Cat. II entre 100 y 200 indica condición regular e implica realizar una inspección inmediata; y Cat. III entre 200 y 300 indica alta probabilidad de falla implica sacar de servicio la máquina y realizar acciones de reparación inmediatas. Un último ejemplo se presenta en Abu Elanien et al. (2012) quienes presentan una metodología para valorar el índice de salud de un transformador, el cual varía entre cero (0) que representa una condición muy buena o probabilidad de falla muy baja y uno (1) para una condición muy mala o probabilidad de falla muy alta. A continuación se describirán los principales componentes que se deben considerar para valorar cada uno de los dos índices que componen el índice de riesgo.

❖ Factor de consecuencia (FC)

El factor de consecuencia para cada transformador varía según su tamaño y posición en el sistema eléctrico, su carga asociada, etc. Algunas de las variables consideradas para el cálculo de este

factor son: Costos asociados durante el ciclo de vida (CCV), Confiabilidad del sistema, Factor de redundancia, Seguridad del sistema e Impacto ambiental y seguridad pública:

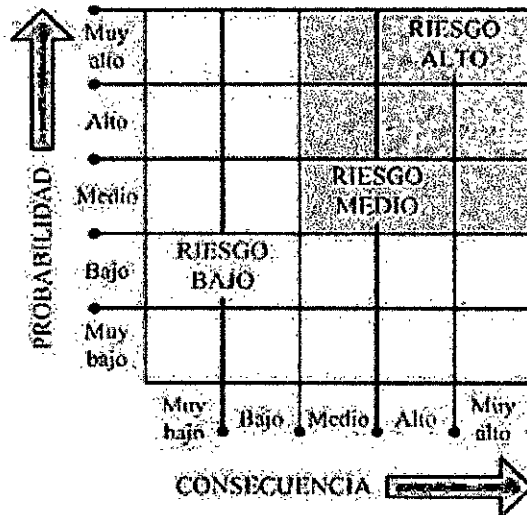


Figura N° 10: Matriz de riesgo

Fuente: Panorama de la Gestión de Activos para Transformadores de Potencia, Andrés F. Cerón, Iván F. Orduña, Guillermo Aponte, Andrés A. Romero

Costos asociados durante el ciclo de vida (CCV): La evaluación de costos es necesaria cuando se deben comparar diferentes opciones de inversión. Los costos se pueden clasificar de acuerdo a la etapa en que el transformador se encuentra en su ciclo de vida (IEC 60300-2, 2004): p.ej., costos de adquisición (CA), costos de administración, operación y mantenimiento (COM) y costos de disposición y reciclaje (CD). Los costos durante el ciclo de vida del transformador (CCV) se pueden definir como:

$$CCV(t) = CA(t) + COM(t) + CD(t)$$

El costo CA es considerado cuando la posibilidad de una inversión se está planteando, ya sea por adquisición, reparación de una unidad fallada o instalación de otra unidad dentro de una subestación.

El costo COM se relaciona con las estrategias de mantenimiento a aplicar sobre el activo. Los diferentes tipos de mantenimiento se pueden clasificar en: mantenimiento correctivo, mantenimiento

basado en el tiempo, mantenimiento basado en la condición y mantenimiento centrado en la confiabilidad. El mantenimiento debe incluir los costos relacionados con la mano de obra, suministros, equipos especializados, pruebas de laboratorio y consultoría de expertos.

Los CD, se deben considerar los costos por recolección, transporte, tratamiento y disposición final de residuos, p.ej., el aceite. Por otro lado los beneficios recibidos por el reciclado, p.ej., el cobre y el hierro también inciden en los CD, que de hecho deben sustraerse. Es importante observar que al momento de evaluar las consecuencias de la falla final del transformador, los costos que tienen mayor incidencia son los de adquisición y los de disposición. Es así como en la actualidad, el costo de adquisición o reparación resulta ser el principal factor a considerar para el reemplazo de la unidad, por lo que resulta difícil justificar tomar la decisión de su reemplazo antes de que ocurra la falla final.

Confiabilidad del sistema: Las interrupciones del suministro de energía eléctrica son debidas a la salida de uno o varios componentes de la red. Aunque, no siempre una salida trae consigo una interrupción. Cuantificar la confiabilidad de un sistema eléctrico requiere de índices de confiabilidad. Estos índices deben ser definidos de forma estándar con el propósito de que sean comparables, reproducibles e interpretables.

Uno de los índices más reconocidos para la evaluación de la confiabilidad es la energía no suministrada (ENS), el cual se determina a partir de la sumatoria de la potencia activa no suministrada multiplicada por el tiempo de duración de cada interrupción. Otros índices de confiabilidad están asociados al número de clientes afectados por cada interrupción (customer average interruption duration index), la duración de cada interrupción (system average interruption duration index) y la

cantidad de interrupciones (system average interruption frequency index).

Como parte del análisis de confiabilidad también se deben evaluar los costos sociales asociados con la falla del transformador, por lo tanto es necesario identificar y clasificar los diferentes tipos de clientes conectados a la red de suministro eléctrica; por ejemplo, clientes residenciales, comerciales, industriales y agrícolas.

Es necesario entonces conocer la visión del cliente en lo que se refiere al producto de la energía eléctrica, sus usos y los impactos en la producción. Los costos de no tener electricidad no sólo dependen del tamaño del consumo, sino también de los costos de no poder desarrollar una actividad productiva, existen varios métodos para evaluar el costo de las interrupciones, pero en general pueden ser agrupados en: métodos directos e indirectos. En los métodos directos la información de los costos es solicitada al cliente, para luego establecer una relación entre la falta de la energía y los daños causados en la producción, la pérdida de las ventas en el comercio, etc. En los métodos indirectos se usa el principio económico de la sustitución: el valor del producto sustituto es una medida del valor del producto original. Es decir, el costo que el cliente está dispuesto a asumir para evitar la interrupción (instalación de UPS, generador, entre otros).

⚡ **Factor de redundancia:** Las redes de sub-transmisión y de transmisión de energía eléctrica, normalmente están configuradas en anillo; por consiguiente existen ramas alternativas para transmitir la energía. En condiciones normales de operación, la corriente eléctrica fluye a través de dos o más ramas de la red. Si sucede un corte en alguna de las ramas, la o las ramas restantes asumirán la carga de la rama interrumpida. En esta situación los

clientes no experimentarán ninguna interrupción. Esto se conoce como "redundancia". La redundancia, mejora significativamente la continuidad del suministro pero puede aumentar significativamente los costos de las inversiones en el sistema eléctrico (transformadores en paralelo, unidades móviles, interconexiones, entre otros.).

✚ **Seguridad del sistema:** Un criterio para la evaluación de la seguridad de un sistema eléctrico es el principio determinista. El objeto de este principio es garantizar que la salida de un elemento fundamental de un sistema de potencia pueda ser soportada sin afectar la confiabilidad del sistema. Bajo este principio, un sistema eléctrico en estado de contingencia debe continuar operando sin sobrepasar los límites de seguridad de los elementos (líneas, transformadores de potencia, etc.). En algunos casos, se busca el cumplimiento de criterios debido a que durante la operación normal de un sistema eléctrico, se pueden tener situaciones en las que un elemento falle mientras que otros estén fuera de servicio por labores de mantenimiento.

✚ **Impacto ambiental y seguridad pública:** Considera la cantidad de litros de aceite que podrían impactar al medio ambiente en caso del siniestro de un transformador de potencia y el costo de su limpieza. Por otro lado, también debe considerar viviendas próximas a la estación transformadora, equipamientos y personal de la subestación, que podrían ser afectadas en tal situación (explosión, incendio, entre otros.).

❖ **Probabilidad de falla (PF)**

Antes de introducir el índice de Probabilidad de Falla (PF), se debe observar que un transformador de potencia es una máquina

compuesta por varios subsistemas, cuya condición puede ser monitoreada y evaluada de forma independiente. A pesar de que estos subsistemas interactúan entre sí y pueden aportar a la falla del sistema general, se debe considerar que algunos subsistemas son de fácil mantenimiento con respecto a otros, a los que el acceso es limitado o incluso prohibitivo durante la normal operación de la máquina; por lo que tales subsistemas resultan ser de mayor criticidad en la determinación de la probabilidad de falla final de una unidad transformadora. Varios trabajos han identificado de forma exitosa los principales subsistemas de un transformador, pero uno de los más completos está desarrollado en IEEE C57.140 (2006), donde el transformador es dividido en 8 subsistemas principales y 25 componentes (Cuadro N° 24).

En el cuadro N° 24 se observa que de los ocho subsistemas, dos de ellos componen la parte activa de la unidad, es decir, el núcleo y los devanados. Son justamente estos dos subsistemas los de más difícil mantenimiento ya que los mismos conforman la parte interna del equipo, están sumergidos en el aceite, no son reemplazables fácilmente y una intervención implica desencubar la unidad, acción de elevado riesgo e indeseable por parte de los propietarios del activo puesto que facilita el ingreso de humedad, implica largos tiempo de fuera de servicio, puede producir pérdidas y vertimientos de aceite, entre otras consecuencias. La situación difiere con los otros subsistemas (pasatapas, sistema conservador de aceite, sistema de refrigeración, cambiadores de derivaciones y parte externa del tanque) ya que estos al estar ubicados en el exterior de la máquina, son susceptibles a mantenimientos más frecuentes y menos riesgosos y costosos, e incluso a la sustitución completa del subsistema (obviamente con la excepción del tanque). Luego, si se realiza un mantenimiento y monitoreo adecuado de los otros seis subsistemas, se puede evaluar la probabilidad de falla del transformador bajo la premisa

de que el fin de vida del transformador se alcanzará cuando fallen alguno de los dos subsistemas núcleo y devanado, los que además tienen como componente crítico al papel aislante.

Subsistema	Componente	Relación de transformación	Resistencia aislamiento	Resistencia devanado	PF/capacitancia	DGA aceite	Visual	Monitoreo PD	Escaneo infrarrojo	Contenido de agua	Contenido de acidez	Tensión de ruptura
Pasatapa (Bushing)	Condensador				X						X	X
	Aceite				X	X	X			X		
	Escudo corona					X		X				
Devanado	Conductor/devanado	X	X	X	X	X		X				
	Aislamiento	X	X	X	X	X		X			X	X
Núcleo	Núcleo de acero					X						
	Aislamiento		X			X		X	X		X	X
Sistema conservador del aceite	Aceite		X		X	X		X	X	X		
	Conservador				X	X	X				X	X
	Tubería						X					
Refrigerador	Bomba					X	X					
	Aspas					X	X					
	Placas del radiador						X					
	Placas tubulares						X					
	Carcasa						X					
Cambiador de derivaciones desenergizado (DETC)	Contactos					X						
	Árbol de transmisión						X					
Cambiador de derivaciones bajo carga (LTC)	Contactos					X						
	Árbol de transmisión						X					
	Circuito de control						X					
	Tablero aislador					X						
Tanque	Empaques					X						
	Tubería					X						
	Estructura de acero					X	X		X			

Cuadro N° 24: División del Transformador de Potencia (IEEE C57.140, 2006)

Fuente: Panorama de la Gestión de Activos para Transformadores de Potencia, Andrés F. Cerón, Iván F. Orduña, Guillermo Aponete, Andrés A. Romero

En el anterior contexto, la estimación del índice de probabilidad de falla se realiza en función de los resultados y el análisis de condición observado a partir de las pruebas relacionadas con la parte activa de la unidad y su respectivo sistema de aislamiento. Para determinar PF es necesario adquirir información (monitoreo de la condición) y luego procesarla (diagnóstico de la condición). En la actualidad existen varias técnicas para evaluar la condición de la parte activa de los transformadores de potencia, adicionalmente, se adelantan investigaciones para mejorarlas. A

continuación se presentarán brevemente algunas de estas técnicas.

- ✓ **Envejecimiento del aislamiento en base a la curva de carga:** con esta herramienta se busca determinar la vida efectiva de la celulosa de los devanados en función de parámetros característicos del transformador, datos históricos de la curva de carga y de la temperatura ambiente, debido a que en condiciones normales de operación, el envejecimiento del papel corresponde con el del transformador de potencia. La celulosa se envejece con mayor celeridad en el punto más caliente del bobinado (hot-spot winding temperature, HST).

Sin embargo, para hallar el HST se presenta la dificultad de falta de información detallada de la curva de carga y de la temperatura ambiente, la cual se recomienda debería adquirirse, como mínimo, en intervalos de 3 minutos. Cuando los intervalos de tiempo son mayores se puede subestimar o sobreestimar el envejecimiento del aislamiento, debido a cambios bruscos en el perfil de carga, situación que puede conducir a errores acumulados intolerables. Para tratar con este problema, actualmente se investiga la preinstalación (en fábrica) de medidores de temperatura basados en fibra óptica, los cuales se colocan directamente sobre los puntos de interés, para luego correlacionar los incrementos de temperatura con el control de las diferentes etapas de refrigeración y, adicionalmente, calcular con mayor exactitud la degradación del papel.

- ✓ **Análisis del histórico y registro de fallas:** Los registros de datos de la historia de reparación y mantenimiento pueden indicar los incidentes de carácter aislado o recurrente. Documentación de las inspecciones de campo e informes de mantenimiento del transformador deben ser

revisados, ya que pueden indicar la necesidad de una mayor frecuencia de mantenimiento para una condición sospechosa. Los registros de fallas en, o cerca del transformador son indicadores de estrés que los bobinados han experimentado. Estos incidentes incluyen fallas de los pasatapas, problemas y fallas con el cambiador de derivaciones bajo carga, fallas en interruptores, entre otras. Todas estas perturbaciones tienen un efecto acumulativo en los bobinados del transformador

- ✓ **Condiciones de trabajo:** La frecuencia y el tipo de mantenimiento, el ajuste de las protecciones contra sobrecarga y cortocircuito, la adecuación de las protecciones contra sobretensiones, las condiciones ambientales (temperatura ambiente, humedad, contaminación, etc.), entre otros factores de trabajo influyen en la vida útil del transformador, luego el adecuado registro de este tipo de información es necesaria para realizar el seguimiento de la vida útil del transformador. De igual forma, las condiciones de almacenamiento también deben ser tomadas en consideración.
- ✓ **Fabricante y año de fabricación:** Esta información, puede ser indicativa de la calidad del transformador, el material y el estado de los componentes. La fecha de fabricación además de indicar la edad calendario de la máquina, puede dar indicios de las tecnologías empleadas para la fabricación del equipo. Por ejemplo, el aislamiento de celulosa térmicamente mejorado no estaba disponible antes de 1970, y se debe notar que los transformadores fabricados con papel no mejorado son más susceptibles a la degradación del aislamiento por alta temperatura y humedad.

- ✓ **Grado de polimerización (DP):** Mide la resistencia mecánica del aislamiento sólido (papel) del transformador. Este valor representa el número de monómeros β de glucosa presentes en las moléculas de celulosa. En el momento de la fabricación de un transformador de potencia el DP se encuentra usualmente entre 1000 y 1300 pero con el tiempo este valor va disminuyendo gradualmente. En general se considera que si el valor de DP es menor que 200, entonces el papel ha perdido sus propiedades mecánicas y por lo tanto el transformador es susceptible a una falla destructiva. La principal desventaja de esta técnica de evaluación del estado del aislamiento sólido, es que la unidad debe estar fuera de servicio y tiene que ser abierta para extraer la muestra de papel, exponiendo así el transformador al ingreso de humedad.

- ✓ **Análisis de gases disueltos (DGA):** Un transformador de potencia en condiciones normales de operación genera gases. Sin embargo, la concentración de estos gases se puede incrementar debido a la presencia de una anomalía o falla en el interior del transformador y por envejecimiento del mismo (IEEE C57.104, 2008). El aceite genera gases como acetileno, hidrógeno, metano, etileno y etano, mientras que la celulosa o papel genera gases derivados del carbono. La evaluación de la concentración de estos gases se realiza a través del DGA. Existen varias metodologías para interpretar sus resultados: p.ej., las relaciones de Dornenburg, las relaciones de Rogers, las relaciones IEC, el triángulo de Duval, el método del gas característico y la concentración total de gases. Las grandes ventajas del DGA son que no es necesario desconectar el transformador mientras se evalúa su condición (evaluación en línea), y que es posible identificar fallas incipientes (IEEE C57.104, 2008; IEC 60599, 2007).

- ✓ **Análisis de vibraciones:** El uso de vibraciones para la evaluación de la salud de un transformador es una técnica relativamente nueva en comparación con otros métodos de diagnóstico. Las vibraciones del transformador, se componen de las vibraciones en el núcleo, en los devanados y en el cambiador de derivaciones bajo carga (OLTC). Estas vibraciones, se propagan a través del aceite del transformador hasta llegar a las paredes del tanque en el cual se pueden registrar mediante sensores de vibración. El análisis de vibraciones es una buena herramienta para la evaluación de la salud del OLTC.
- ✓ **Análisis de la respuesta en frecuencia (FRA):** Cuando un transformador se somete a elevadas corrientes de falla, los devanados son sometidos a severos esfuerzos mecánicos que pueden causar movimientos, deformaciones y en algunos casos daños graves. Estas deformaciones pueden generar cambios en la inductancia y en la capacitancia característica del devanado. La detección de daños puede llevarse a cabo mediante la comparación de una onda de FRA de un devanado sano contra otra onda de FRA de un devanado dañado. Los cambios en la onda se pueden utilizar para estimar el grado de daño del devanado y su posible ubicación.
- ✓ **Descargas parciales (PDs):** En los materiales dieléctricos existen imperfecciones y cuando el material aislante es sometido a una diferencia de potencial, el campo eléctrico tiende a concentrarse en tales imperfecciones, produciendo ionización y dando origen a PDs que afectan principalmente las zonas de imperfección. Con el tiempo estas imperfecciones pueden terminar deteriorando todo el sistema de aislación del transformador de potencia. Hay dos métodos utilizados para la detección de PDs: La detección de las señales acústicas y la medición de las

señales eléctricas. Las PDs pueden ser medidas a través de sensores piezoeléctricos, fibra óptica y sensores de extra-alta frecuencia. También pueden ser detectadas indirectamente usando técnicas químicas como la medición de los productos de degradación producidos por las PDs.

- ✓ **Contenido de furanos:** El deterioro de la estructura química del papel como consecuencia de una mayor temperatura de operación del transformador y un alto contenido de humedad, disminuye el valor del grado de polimerización (DP) lo cual es proporcional a un mayor contenido de compuestos furánicos disueltos en el aceite, especialmente del compuesto 2-furaldehído cuya proporción es más del 90% comparada con la de los demás furanos. El contenido de 2-furaldehído (2-FAL) se considera el factor más importante en la evaluación de la salud del transformador, ya que evalúa directamente la salud del aislamiento sólido (IEC 61198, 1993).
- ✓ **Ensayos fisicoquímicos del aceite:** Estos ensayos son útiles para monitorear aceites en operación y permiten determinar el porcentaje de agua en el papel, el estado de degradación del aceite y el grado de impregnación de productos ácidos en el aceite. Ninguno de estos ensayos se debe tomar por sí solo como un indicador confiable para tomar cualquier decisión en materia de mantenimiento, es necesario tener en cuenta todo el paquete de pruebas (IEEE C57.152, 2013; ASTM D3487, 2009).
- ✓ **Factor de potencia:** Es una medida de las pérdidas de energía en forma de calor en el aislamiento durante la operación de un transformador. El factor de potencia es un buen indicador de la calidad del aceite, así como de la

condición del aislamiento de devanados, pasatapas, y pararrayos (IEEE C57.152, 2013).

- ✓ **Corriente de excitación:** El propósito de este ensayo es detectar daños o cambios en la parte activa de un transformador (p.ej. espiras en cortocircuito de un devanado, láminas en cortocircuito de un núcleo, defectos en la estructura de un núcleo, etc.). En la prueba de corriente de excitación se inyecta una tensión reducida en uno de los devanados con los terminales del otro devanado flotantes y se mide la corriente circulante (IEEE C57.152, 2013).
- ✓ **Relación de transformación:** Este ensayo permite detectar espiras abiertas o en cortocircuito de un devanado, daños y posiciones incorrectas en el OLTC. Es recomendable realizar lecturas de relación de transformación para todas las posiciones del OLTC (IEEE C57.152, 2013; IEEE C57.12.90, 2010).
- ✓ **Resistencia de devanados:** Este ensayo permite detectar espiras abiertas o en cortocircuito de un devanado, conexiones sueltas y malos contactos en el OLTC. Es recomendable realizar lecturas de resistencia de devanados en la posición nominal, máxima y mínima del OLTC (IEEE C57.152, 2013; IEEE C57.12.90, 2010).
- ✓ **Resistencia de aislamiento:** Este ensayo es un indicador útil de contaminación y humedad en la superficie del aislamiento de un devanado. La resistencia de aislamiento es estimada a través de la relación entre la tensión aplicada durante el ensayo y la corriente circulante. (IEEE C57.152, 2013; IEEE C57.12.90, 2010).
- ✓ **Ensayos adicionales:** Otros ensayos electromagnéticos de campo y de laboratorio son analizados con detalle en

las normas IEEE C57.152 (2013) e IEEE C57.12.90 (2010).

Después de adquirir la información, el siguiente paso es diagnosticar la condición. Algunos de los procedimientos para diagnosticar la condición, se basan en establecer relaciones lineales entre los resultados de los diferentes ensayos realizados al transformador. Este método, plantea que a cada resultado se le debe asignar un valor relativo y a cada prueba un peso específico de acuerdo a su importancia; luego se realiza por cada prueba el producto entre el valor relativo y el peso específico y finalmente se deben sumar todos los productos obtenidos; el valor resultante de la sumatoria corresponde a la condición del transformador evaluado. De esta forma, se puede clasificar su estado en función de la condición. Sin embargo, esta técnica presenta dos desventajas:

La primera es que los límites de aceptación entregados para los ensayos por la normatividad técnica internacional difieren entre sí y además contienen un margen de incertidumbre, por lo tanto aparece una región difusa entre los límites.

La segunda desventaja es que la asignación de pesos a las pruebas se basa en la experiencia, lo cual puede diferir entre un experto y otro. Esta desviación en los pesos, hace que el índice de salud estimado tienda a desviarse de un valor exacto.

Una solución para estos problemas es la utilización de lógica difusa. Esta técnica se basa en reglas de inferencia basadas en expresiones no numéricas (lingüísticas), por lo tanto no se necesita un peso para cada prueba de diagnóstico. Para diseñar las reglas, es necesario identificar la criticidad de cada prueba y su relación con la condición del transformador. Para desarrollar una aplicación de lógica difusa, primero se deben fusificar las entradas, lo que significa convertir límites de aceptación numéricos en funciones lingüísticas, esto se denomina función de

membresía. Por cada prueba de diagnóstico, deben identificarse funciones de membresía y estas pueden cruzarse entre sí, lo que significa que no se necesitan límites de aceptación exactos. Estas características de la lógica difusa superan las desventajas mencionadas de las relaciones lineales.

2.2.5 Herramientas financieras como método de evaluación de proyectos.

En las matemáticas financieras es posible manejar cualquier operación, evaluar diversas alternativas de inversión con seis fórmulas. Como una unidad, estas seis fórmulas, reciben el nombre de factores financieros. Estos seis factores financieros derivan de la fórmula general del interés compuesto.

Tanto los pagos como los ingresos efectuados en la empresa son fundamentales para el fortalecimiento de la institución, razón por la cual deben ser evaluados constantemente con el objeto de determinar el impacto que producen en el entorno empresarial, realizar proyecciones financieras y estudios de nuevos proyectos.

Para este cometido, los factores financieros son de mucha utilidad y aplicación. Sirven para solucionar múltiples problemas financieros referidos al monto compuesto, anualidades vencidas y anualidades adelantadas. El uso de factores permite calcular con rapidez las variables del monto (VF), del valor actual (VA) y del pago periódico o renta (C).

Para determinar estos factores debemos conocer con anticipación las variables "i" (tasa de interés) y "n" (horizonte, periodo). En todo caso, asumimos que "C", "VF" o "VA" toman el valor de 1. Estos factores son seis: FSC, FSA, FAS, FRC, FCS y FDFA.

De los seis factores financieros, se consideró principalmente el factor FAS para nuestra evaluación de inversión inicial (Valor

actual) entre repotenciar un transformador o adquirir una nueva unidad.

✓ **Factor simple de capitalización (FSC)**

Transforma el valor actual (VA) en valor futuro (VF). Con la fórmula general del interés compuesto, tenemos:

$$VF = VA(1 + i)^n \qquad FCS = (1 + i)^n$$

✓ **Factor simple de actualización (FSA)**

Permite transformar valores futuros en valores actuales.

$$VA = \frac{VF}{(1 + i)^n} \qquad FSA_1^n = \frac{1}{(1 + i)^n}$$

✓ **Factor de actualización de la serie (FAS)**

Permite pasar de series uniformes a valor actual. Transforma series de pagos uniformes equivalentes a valor actual o valor actual neto (VAN).

En este caso tratamos de actualizar el valor de cada C desde el final de cada período. Una vez que los valores de C están con valores actuales procedemos a totalizar la suma.

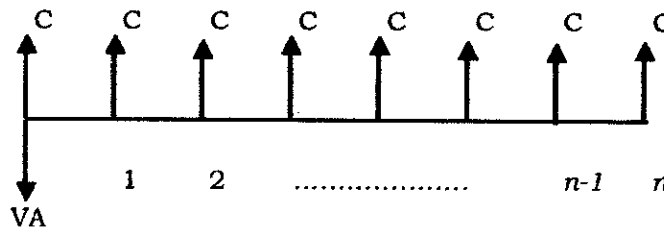


Figura N° 11: Factor de actualización de la serie (FAS)
Fuente: "Matemáticas Financieras para toma de decisiones empresariales" – Cesar Aching Guzmán

$$VA = C \left\langle \frac{(1 + i)^n - 1}{i(1 + i)^n} \right\rangle \qquad FAS_1^n = \left\langle \frac{(1 + i)^n - 1}{i(1 + i)^n} \right\rangle$$

2.3 Definición de términos básicos

- ✓ **SAIFI:** Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.
- ✓ **SAIDI:** Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.
- ✓ **Bushing (Transformadores de Distribución y Potencia):** Estructura aislante que incluye un conductor central o provee un ducto central para un conductor, provisto para montar en una base, conduciendo o de otra manera con el propósito de aislar al conductor de la base y conduciendo la corriente de un extremo de la base a la otra. Es una boquilla terminal que permite la transición entre la parte conductora externa a la parte conductora interna o viceversa de los equipos de potencia, controlando mediante aisladores los gradientes de tensión.
- ✓ **Descarga parcial (PD):** La descarga eléctrica que sólo puentea parcialmente el aislamiento entre conductores. Es una descarga cuyo trayecto se desarrolla únicamente sobre una parte del aislamiento entre conductores. Se puede producir en el mismo aislamiento o a partir de un conductor.
- ✓ **Ensayos y medidas de Campo (Equipos de Potencia):** Procedimientos que se realizan en el sitio sobre el equipo completo o partes de este, para determinar su conformidad para el servicio.

NOTA - Los parámetros medidos difieren de equipo a equipo y pueden incluir cantidades e eléctricas, mecánicas, químicas, térmicas, etc. La interpretación de los resultados es usualmente basada sobre un cambio en las medidas características y/o por la comparación con un criterio preestablecido. Los ensayos normalmente son llevados a cabo en intervalos regulares basados en la experiencia de usuarios y/o recomendaciones del fabricante.

Estos ensayos también pueden realizarse en un equipo defectuoso para determinar su estado y/o causa de falla.

- ✓ **Factor de Dispersión (Dieléctrico):** Es la cotangente del ángulo entre la tensión sinusoidal aplicada a través de un dieléctrico (o combinaciones de dieléctricos) y la corriente resultante a través del sistema dieléctrico.
- ✓ **Factor de potencia (Dieléctrico):** Es el coseno del ángulo entre una tensión sinusoidal aplicada a través de un dieléctrico (o combinaciones de dieléctricos) y la corriente resultante a través del sistema dieléctrico. Relación de la potencia activa y la potencia aparente. Para una máquina es también, el cociente de la resistencia y la impedancia de la misma.

2.4 Abreviaturas utilizadas

SET: Subestación Eléctrica de Transmisión

TDCG: Total Dissolved Combustible Gas (Disolución total de gases combustibles)

TCGA: Total Combustible Gas (Gas combustible total)

ASTM: American Society for Testing and Materials

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

IEC: International Electrotechnical Commission

LTC: Load Tap Changer (Cambiador de Tap bajo carga)

MCC: Mantenimiento Centrado en Confiabilidad

PF: Pérdidas por corriente de Foucault

PH: Pérdidas por histéresis

PCU: Pérdidas en el cobre del bobinado

PFE: Pérdidas en el hierro

PF: Probabilidad de falla

RIV: Ruido en micro voltios

DP: Grado de polimerización

NN: Número de Neutralización

TDCG: Total dissolved combustible gas

Ppm: Partes por millón

ITF: Tensión Interfacial

PCB: Contenido de Bifenil Policlorado

PNUMA: Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente

MBR: Mantenimiento Basado en el Riesgo

IAM: Institute of Asset Management BSI

ISO: International Organization for Standardization

FC: Factor de consecuencia

PF: Probabilidad de falla

CCV: Costos asociados durante el ciclo de vida

CA: Costos de adquisición

COM: Costos de administración, operación y mantenimiento

CD: Costos de disposición y reciclaje

ENS: Energía no suministrada.

UPS: Uninterruptible power supply

HST: Hot-spot winding temperature

DGA: Análisis de gases disueltos

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

III. METODOLOGÍA

3.1 Relación entre las variables de la Investigación.

La gestión de activos de transformadores de potencia conlleva a una cadena de decisiones que se toman durante el funcionamiento del equipo para conseguir que el sistema eléctrico funcione de forma segura, fiable y económica obteniendo a su vez beneficios a la empresa distribuidora al disminuir los costos operacionales.

¿Qué pasa si no se aplica una buena estrategia de **Gestión de activos en Transformadores de Potencia** en una empresa distribuidora?

1. En principio al no aplicar una buena estrategia de gestión de activos, se afectaría o disminuiría la **Vida útil del Transformador**.
2. Otra consecuencia sería las interrupciones del suministro eléctrico debido a alguna falla en los transformadores afectando la **Continuidad de servicio eléctrico y las pérdidas de energía por transformación**.

La vida útil del transformador de potencia y la continuidad de servicio eléctrico y pérdidas de energía en transformadores de potencia dependerá de una estrategia efectiva de Gestión de Activos en Transformadores de Potencia.

Por tal razón, se concluye:

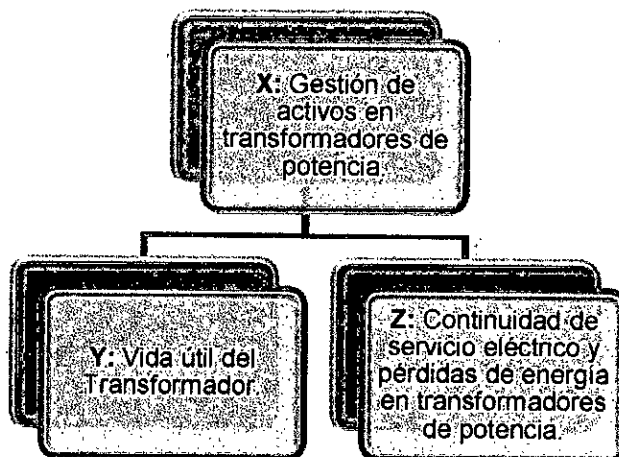


Figura N° 12: Variables de Investigación.

Fuente: Elaboración Propia.

3.2 Operacionalización de las variables.

Teniendo una buena gestión de activos para los transformadores de potencia, las empresas podrán optimizar los costos de operación y mantenimiento brindando una mejor confiabilidad en el sistema al analizar opciones más ventajosas frente a realizar el reemplazo de un transformador de potencia.

VARIABLE	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL
VARIABLE INDEPENDIENTE X: Gestión de activos en transformadores de potencia. (Toma de decisiones)	Es una actividad que consiste en la gestión responsable del capital y garantía de la empresa, garantizando el correcto funcionamiento y disponibilidad de los transformadores de potencia.	<ul style="list-style-type: none"> • Reportes Financieros de la empresa. • Reportes de incidencias en transformadores de potencia.
VARIABLE DEPENDIENTE Y: Vida útil del Transformador. Z: Continuidad de servicio eléctrico y pérdidas de energía en transformadores de potencia.	Duración estimada que el transformador puede tener cumpliendo correctamente su función de transformación.	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis de aceite. • Cortos circuitos. • Reparaciones. • Aislamiento Térmico y eléctrico
	Es la duración del servicio eléctrico sin interrupciones en el suministro en cumplimiento con las normas técnicas de calidad de servicio eléctrico NTCSE.	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempos de interrupción del servicio. • Indicadores de pérdidas de energía por transformación. • SAIFI y SAIDI

Cuadro N° 25: Variables Operacionales
Fuente: Elaboración propia.

- ✓ **Por su naturaleza:** La relación entre estas variables son del tipo causa - efecto.
- ✓ **Por su dependencia:** La variable "X" es independiente, y las variables "Y" y "Z" son variables dependientes. Es decir:

$$Y=f(X) \wedge Z=f(X)$$

3.3 Tipo de investigación

Por la naturaleza de esta investigación corresponde a la del tipo: Investigación explicativa e Investigación descriptiva.

3.4 Diseño de la investigación.

El diseño de la investigación es un diseño múltiple, debido a que incluye dos tipos de diseño: Experimental y No Experimental:

- ✓ **No experimental** Transversal del tipo descriptivo y correlacionar-causal en el cual se buscó describir las opciones de solución más ventajosas para la empresa en la toma de decisiones del mantenimiento y gestión de activos de transformadores de potencia,
- ✓ **Experimental** Experimentos puro debido a que se realizaron manipulaciones intencionales de la variable independiente, y mediciones de variables dependientes para lo cual se realizaron simulaciones en el software de ingeniería DlgSILENT PowerFactory.

3.5 Etapas de la investigación.

Para alcanzar los objetivos, explicar, demostrar, y plantear la solución al problema objeto de estudio formulado en la hipótesis, fue prioritario desarrollar las actividades principales siguientes:

- ✓ **Primera etapa:** Revisión de características técnicas de transformadores de potencia y recopilación de información de los transformadores de potencia de EDELNOR para conocer data histórica de fallas, tipos de mantenimiento, ensayos de campo entre otros.
- ✓ **Segunda etapa:** Análisis de la información obtenida para determinar unidades de muestra y realizar una evaluación técnico-económica para conocer la decisión más rentable entre repotenciar o reemplazar transformadores de potencia.

- ✓ **Tercera etapa:** Propuestas de estrategias en mantenimiento basadas en la gestión de activos y toma de decisiones entre la repotenciación y/o reemplazo de transformadores de potencia.

3.6 Población y muestra.

3.6.1 Población

La población considerada en el proyecto de tesis fue el parque de transformadores de potencia de la empresa distribuidora de energía eléctrica EDELNOR S.A.A.

Actualmente, EDELNOR S.A.A. cuenta con tres tipos de transformadores de potencia de acuerdo a su relación de transformación: 220/60 kV, 60/10 kV y 60/20/10 kV ubicados en las 32 Subestaciones de Transmisión (SET's) en la zona de Lima Norte. (Ver Anexo "A")

3.6.2 Muestra

De acuerdo al tipo de investigación aplicado, la muestra considerada fue la clase no probabilística o dirigida ya que la elección de los elementos no depende de la probabilidad sino de las características y estado de los transformadores de potencia a analizar. Para ello, para limitar la muestra se considerará como elementos de análisis:

- ✓ **La antigüedad del transformador de potencia**, indicado en el Anexo "A". Relación de Transformadores de Potencia.
- ✓ **La importancia del transformador de potencia** en el sistema de EDELNOR S.A.A. de acuerdo a su nivel de tensión y potencia, así como las cargas que alimentan.

Finalmente, la muestra se compone de 10 transformadores de potencia cuya relación es de 220/60 kV y se ubican en las SET's Barsi y Chavarria.

3.7 Técnicas e instrumentos de recolección de datos.

Debido al tipo de investigación aplicado, los datos necesarios para el análisis y estudio de la presente investigación fueron del tipo cualitativos.

La técnica utilizada para la recolección de datos cualitativos fue la observación, la recolección de documentos y anotaciones que proporcionó el departamento de Mantenimiento de Redes A.T. los cuales involucraron los procesos de gestión del mantenimiento en SET's y las características técnicas y base de datos de los transformadores de potencia en la zona de concesión de EDELNOR, entre otros.

Otra de las técnicas de recolección de datos aplicadas en la investigación fueron los grupos de enfoque, debido a que nuestra población muestra se basó en las subestaciones cuya importancia para el sistema eléctrico de EDELNOR sea la más alta, en este caso nos referimos a la SET Chavarría que representa el 35% de la demanda global de EDELNOR.

Adicionalmente se contó con información de fabricantes de transformadores de potencia, en el cual se detallan información sobre especificaciones, mantenimientos y/o reparaciones de los transformadores de potencia.

Como instrumentos de recolección de datos se utilizaron laptops para salvar información magnética y cámaras fotográficas para las fotografías de los transformadores de potencia los cuales nos brindaron un panorama general del estado de dichos equipos.

3.8 Técnicas e instrumentos de análisis y procesamiento de datos.

Para analizar los datos obtenidos, en principio se organizaron de acuerdo al tipo de dato en caso sean criterios de gestión o información netamente técnica respecto a los transformadores de potencia tales como: Nivel de tensión, potencia (MVA), relación de transformación, antigüedad, entre otros.

Posteriormente, se seleccionaron, analizaron y procesaron los datos que presentaron una mayor relación en el marco del planteamiento del problema:

- a) Los costos de operación y mantenimiento anual se encuentran estrechamente vinculados al tipo de gestión y estrategias que adopta la empresa para aplicar en la red de Transmisión y Distribución. Una completa evaluación técnico-económica que clasifique los transformadores de potencia por la capacidad de potencia instalada, antigüedad del equipo y repercusión en el sistema apoyará a las empresas a conocer dónde enfocar los recursos para lograr una mayor vida útil y confiabilidad en los transformadores de potencia.

Para ello se analizó cómo se distribuyen los costos orientados al mantenimiento de transformadores de potencia, encontrando que éstos se basan en un Plan de Mantenimiento Anual el cual presenta un limitado número de intervenciones por mantenimiento a éstos equipos.

- b) Los costos de operación y mantenimiento de los transformadores de potencia se rigen de acuerdo al presupuesto de gastos de operación y mantenimiento que desarrolla la sección de mantenimiento de transmisión para lo cual existe un monto anual el cual puede disminuir o brindar posibilidad de invertir en otros activos aplicando la gestión de activos. El análisis costo-beneficio entre comprar una nueva unidad (reemplazo), o repotenciar el transformador de potencia contiene ciertas ventajas y desventajas materia de análisis.
- c) La confiabilidad del sistema está ligada a su aptitud para mantener la continuidad de servicio en caso de falla de alguno de los componentes que lo conforman. Los datos de análisis para la confiabilidad del transformador de potencia vienen dados por los indicadores de calidad de suministro eléctrico

SAIFI, SAIDI y los tiempos defectuosos de los transformadores de potencia.

- d) Los factores de pérdidas en los transformadores de potencia dependen del estado y funcionamiento del equipo, para lo cual es factible mejorar los factores de pérdidas según el mantenimiento planificado oportunamente.
- e) Para ello se analizó las pérdidas por transformación en nuestra muestra de transformadores de potencia. Estas mejoras tienen un gran impacto económico para la empresa debido que se tendría menor cantidad de energía disipada por efectos físicos propios de un transformador defectuoso. Incluso el factor por pérdidas medias de transformación varía logrando un impacto en el precio de la energía, el cual también logra un impacto económico positivo para la empresa.

IV. RESULTADOS.

4.1 Resultados parciales

Una compañía eléctrica estará preparada para abordar los retos planteados solo si cuenta con una metodología para la gestión óptima de sus activos, es decir, si puede tomar las decisiones correctas en el momento adecuado. La gestión de un parque de transformadores de potencia debe tener en cuenta los riesgos asociados a cada transformador dentro del sistema eléctrico.

En ese sentido, se procedió a cuantificar los tipos de incidencia en transformadores de potencia que se produjeron durante el año 2013 en las subestaciones de la compañía eléctrica EDELNOR.

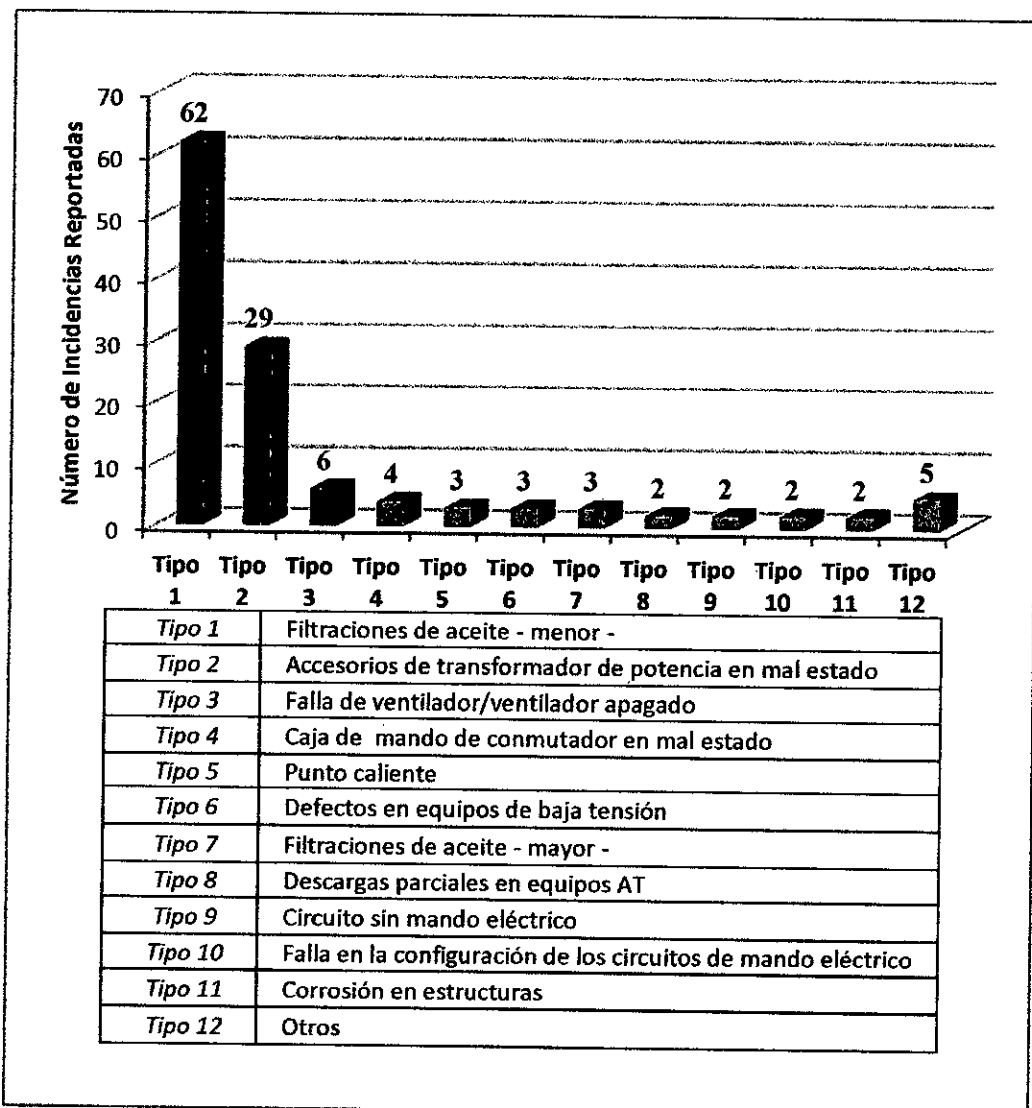


Figura N° 13: Número y tipos de Incidencias en transformadores de potencia Distribuidora EDELNOR durante el 2013.

Fuente: Elaboración propia.

La evaluación que realizada ayudará a EDELNOR a decidir si un transformador de potencia, necesita ser repotenciado o incluso sustituido y "en qué momento" con el fin de optimizar el funcionamiento y maximizar los beneficios. Para determinar los riesgos y capacidades de un equipo en particular en diferentes escenarios del sistema de energía eléctrica nos basamos en una información objetiva que involucra diseño y características técnicas. EDELNOR puede utilizar este método para mejorar la disponibilidad y fiabilidad de los transformadores de potencia, reducir los costes de la vida útil de los mismos y mejorar la eficacia de los programas de mantenimiento aplicando una gestión de activos.

Para lograr este objetivo se desarrolló un proceso de tres pasos:

- ✓ Evaluación de la flota de transformadores.
- ✓ Inspección de condiciones y diseño.
- ✓ Análisis de vida útil del transformador.

4.1.1 Evaluación de la flota de transformadores:

La evaluación de riesgo de la flota de transformadores fue el primer paso en el programa de gestión de activos. Este proceso sirvió para integrar los análisis y las estadísticas disponibles de cada transformador en la flota. De esta forma se trazaron planes de acción inteligentes y exactos para el futuro de los transformadores individuales y de la flota en general. El objetivo fue definir planes de acción prioritarios para los transformadores de la flota e identificar los transformadores que deberían ser sometidos a una evaluación técnico-económica objeto de la presente investigación.

Para seleccionar los transformadores de muestra para la evaluación técnico-económica se analizaron diferentes aspectos y cualidades los cuales se presentan a continuación.

En principio, de acuerdo al "Anexo A" se conoce la flota total de transformadores de potencia de EDELNOR, el cual consiste en 110 transformadores en servicio y 16 transformadores de reserva.

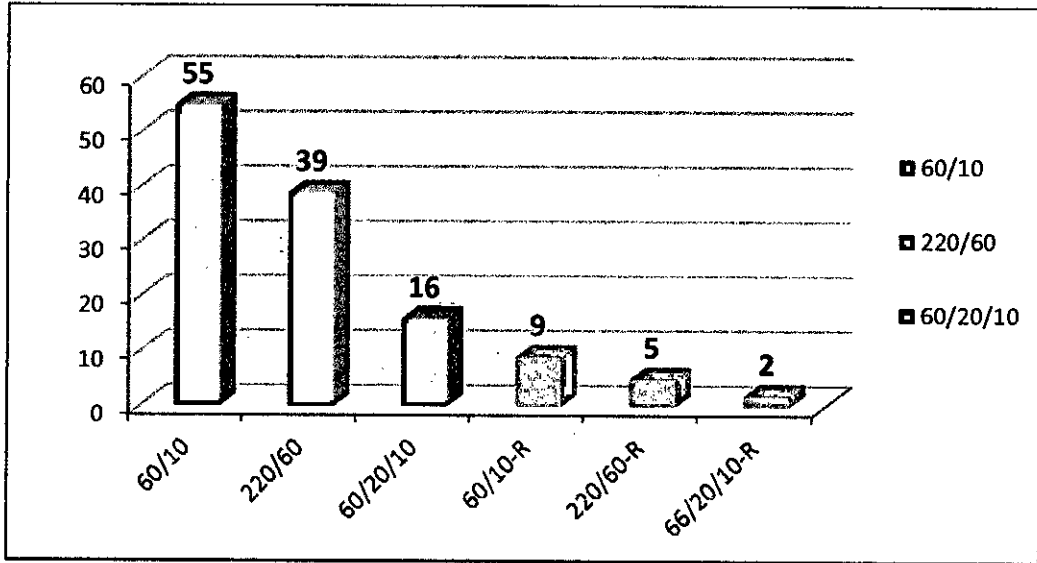


Figura N° 14: Transformadores de Potencia por Relación de Transformación- EDELNOR

Fuente: Elaboración propia.

Seguidamente, analizamos la cantidad de transformadores de potencia por relación de transformación en las 32 subestaciones de EDELNOR.

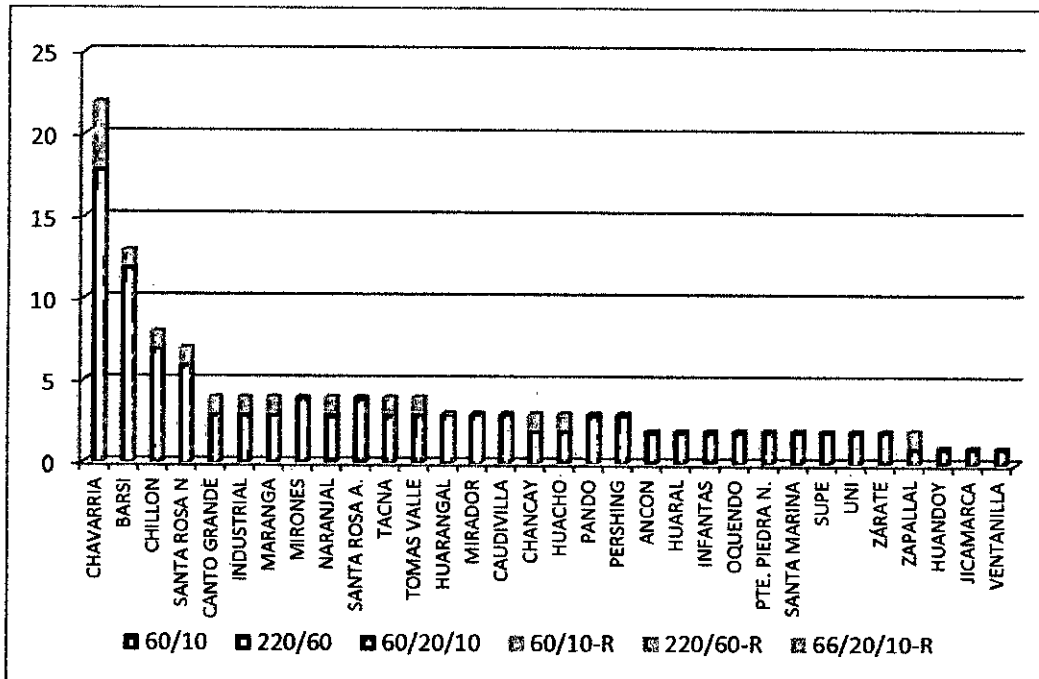


Figura N° 15: Transformadores de Potencia por SET

Fuente: Elaboración propia.

Se apreció que la mayor cantidad de transformadores de potencia se ubican en las subestaciones de Chavarria, Barsi, Chillón y Santa Rosa Nueva.

Adicionalmente se analizó la importancia de los transformadores de potencia en base a la capacidad de potencia aparente instalada en el sistema de EDELNOR por cada subestación particular considerando solo los transformadores de potencia que se encuentran en servicio.

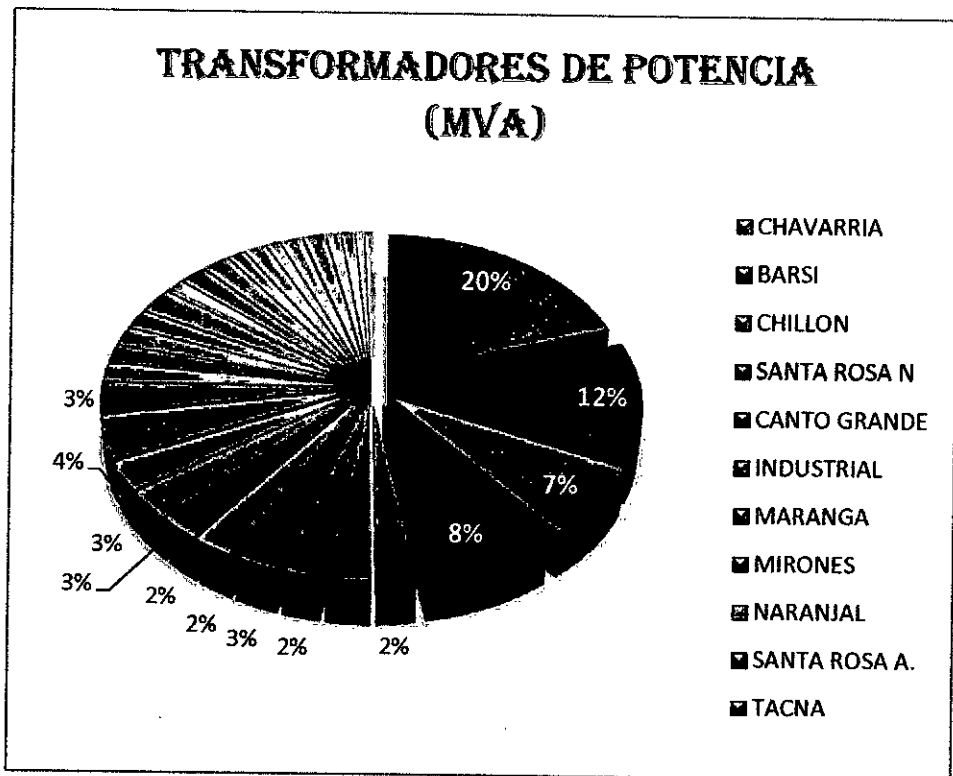


Figura N° 16: Capacidad de Potencia por SET
Fuente: Elaboración propia.

De la figura N° 16 se deduce que las subestaciones con mayor relevancia por su capacidad de potencia aparente son: Chavarria, Barsi y Santa Rosa Nueva, que en conjunto aportan el 40% de la capacidad instalada.

Posteriormente considerando las SET's mencionadas en el párrafo anterior se desarrolló la siguiente gráfica, la cual nos indica la Capacidad de Potencia Aparente (MVA) por Relación de transformación.

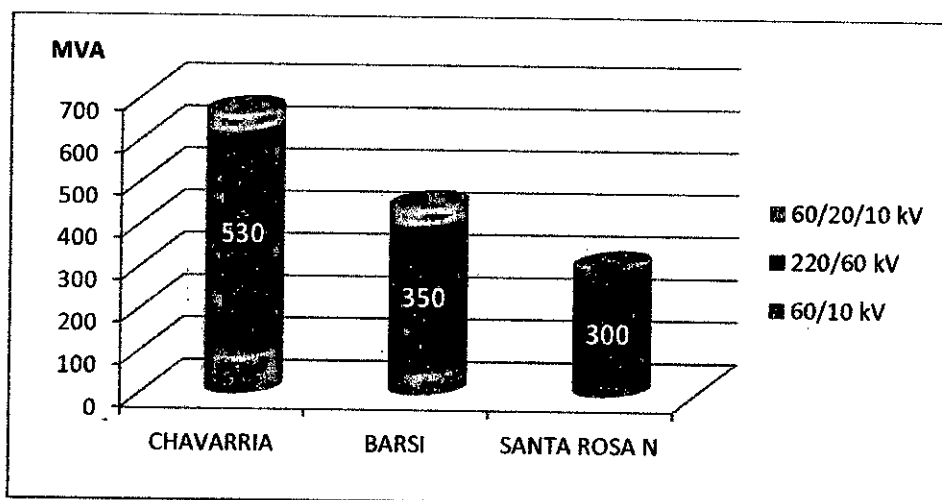


Figura N° 17: Capacidad de potencia Aparente por Relación de transformación en SET's.

Fuente: Elaboración propia.

De la figura N° 17 se observó que las SET's Chavarria y Barsi concentran una mayor potencia aparente a través los transformadores de potencia cuya relación de transformación es de 220/60 kV.

Conociendo las dos subestaciones con mayor aportación de potencia al sistema eléctrico, se procedió a analizar cada subestación de acuerdo de a la vida útil de los transformadores de potencia que las componen.

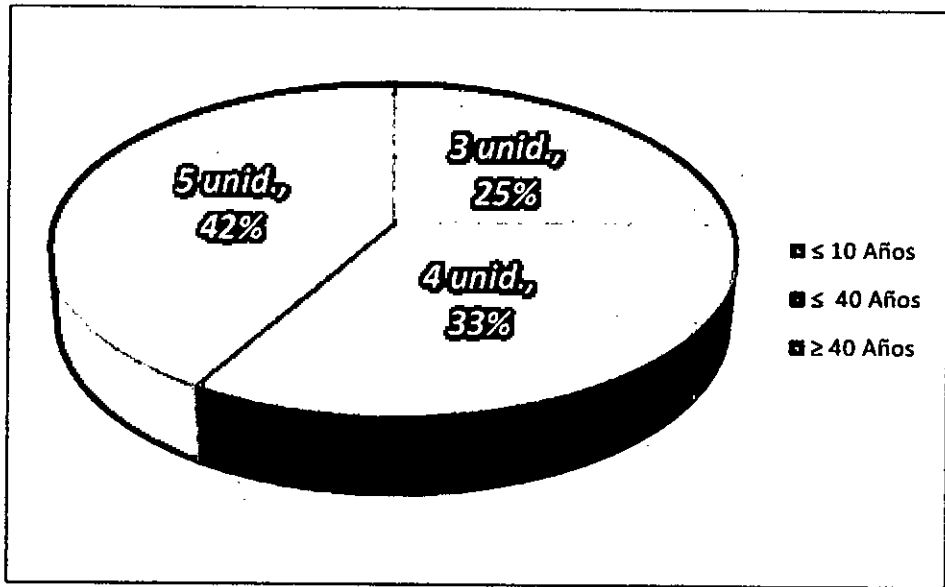


Figura N° 18: Cantidad y antigüedad de Transformadores de Potencia en SET Chavarria

Fuente: Elaboración propia.

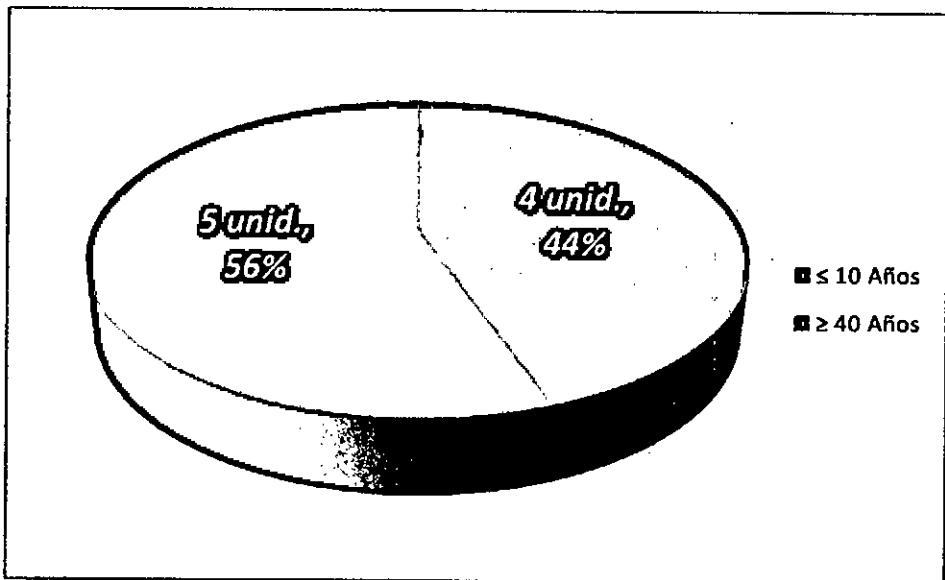


Figura N° 19: Cantidad y antigüedad de Transformadores de Potencia en SET Barsi

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, de las Figuras N° 18 y 19 consideramos como muestra final de Transformadores de Potencia a analizar, las 10 unidades que superaron una antigüedad mayor de 40 años.

A continuación se muestra la lista de los transformadores que fueron seleccionados, según el análisis realizado:

N°	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	UBICACIÓN				
		SUBESTACIÓN	CIRCUITO	FASE	ANTIGÜEDAD	POT.(MVA)
1	220/60 kV	BARSI	TR Nº 2	R	43	28.333
2	220/60 kV	BARSI	TR Nº 2	S	43	28.333
3	220/60 kV	BARSI	TR Nº 2	T	43	28.333
4	220/60 kV	BARSI	TR Nº 3	R	50	28.333
5	220/60 kV	BARSI	TR Nº 3	S	50	28.333
6	220/60 kV	CHAVARRIA	TR Nº 1	R	52	28.333
7	220/60 kV	CHAVARRIA	TR Nº 1	S	52	28.333
8	220/60 kV	CHAVARRIA	TR Nº 1	T	52	28.333
9	220/60 kV	CHAVARRIA	TR Nº 3	R	50	28.333
10	220/60 kV	CHAVARRIA	TR Nº 3	S	50	28.333

Cuadro N° 26: Muestra de Transformadores de Potencia
Fuente: Elaboración propia.

Seguidamente, se realizó una investigación del aspecto económico, donde se demostró el costo que se perdería por 5 horas que deje de funcionar cada transformador de potencia resultado de la muestra.

SET	TRANS.	Energía Mensual	Precio Ponderado	5 Horas sin suministrar
		MWh	US\$ / MWh	
BARSI	TR Nº 2	35,662.58	40.17	\$ 9,947.41
BARSI	TR Nº 3	37,348.49	40.17	\$ 10,417.67
CHAVARRIA	TR Nº 1	28,264.75	40.13	\$ 7,876.84
CHAVARRIA	TR Nº 3	36,383.91	40.13	\$ 10,139.49

Cuadro N° 27: Costo de Energía por Transformador
Fuente: Elaboración propia.

4.1.2 Inspección de condiciones y diseño:

Las inspecciones de condición y diseño fueron fundamentales para determinar la frecuencia de aplicación de un mantenimiento preventivo. Asimismo, fue vital para estimar la vida del transformador y para validar la estrategia de gestión de activos en general.

Para efectos de la evaluación técnico-económica, se consideró que los transformadores seleccionados en la muestra, al haber superado su vida útil, se encontraban en una condición de riesgo a posibles fallas que podrían afectar la confiabilidad del sistema;

por lo tanto, era necesario realizar la evaluación entre repotenciar las unidades o darles de baja y comprar unidades nuevas de reemplazo considerando las ventajas y desventajas que existan en ambas posibilidades.

4.1.3 Análisis de vida útil del transformador:

Existen diversos esfuerzos que actúan en los transformadores de potencia, los cuales están presentes a lo largo de su vida útil y una vez superada ésta, pueden convertirse en factores de riesgo para la correcta operación del transformador.

Los esfuerzos se pueden dividir de la siguiente manera:

- a) **Esfuerzos mecánicos:** Fuerzas entre conductores, conexiones y bobinas debido a sobrecargas o corrientes de falla causadas por cortocircuitos y corrientes de arranque (inrush).
- b) **Esfuerzos térmicos:** Debido a sobrecalentamientos locales, sobrecargas y flujos de dispersión; mal funcionamiento del equipo de enfriamiento.
- c) **Esfuerzos dieléctricos:** Debido a sobretensiones del sistema, transitorios: descargas atmosféricas, switching.

Una vez superada la vida útil, los esfuerzos a los que está sometido el transformador de potencia pueden resultar en factores de riesgo que amenazan con la operatividad del equipo; consecuentemente, se procedió con el análisis de gestión de activos.

4 Development of the transformer failure rate in three different applications

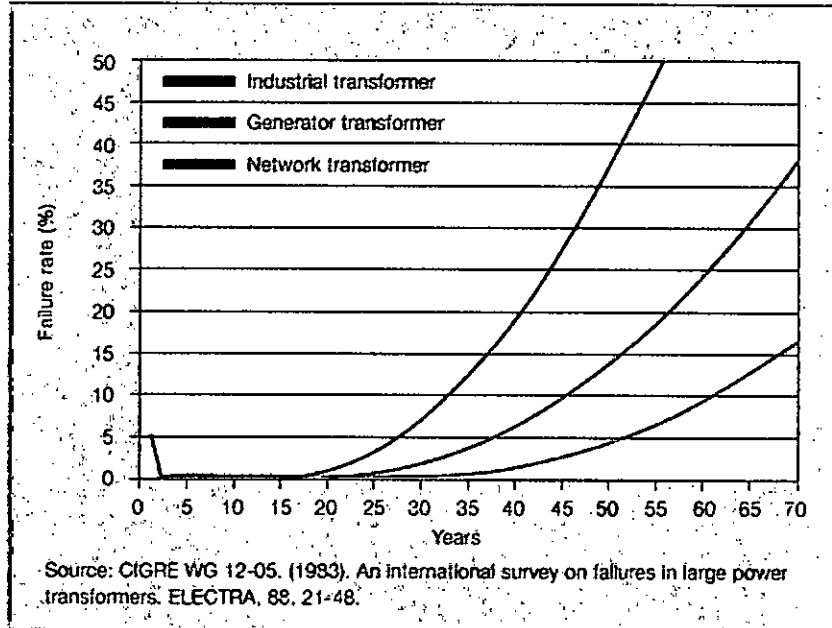


Figura N° 20: Evolución de la tasa de falla del transformador en tres aplicaciones diferentes

Fuente: Fit at 50, Thomas Westman, Pierre Lorin, Paul A. Ammann - ABB

4.1.4 Evaluación Económica de Transformadores de Potencia:

Para efectos de determinación y/o evaluación económica de un transformador y determinar el costo actualizado de la inversión durante la vida útil del activo nos guiamos y se tomó en cuenta los resultados de la siguiente expresión matemática financiera:

$$C = V_{base} + \left[(D_{\%} + O\&M + CT_{P\acute{e}r} + En) * \left(\frac{(i + 1)^n - 1}{(i + 1)^n * i} \right) \right] \dots (1)$$

Donde:

C = Valor económico del Tx (en US\$).

i = Interés des tasa de retorno 12% anual.

n = Vida útil del transformador será 30 años.

V_{base} = Valor Comercial del Tx (en US\$).

$D_{\%}$ = Depreciación (en US\$).

$O\&M$ = Gastos de Operación y Mantenimiento (en US\$).

$CT_{p\acute{e}r} = \text{Costo de p\acute{e}rdidas totales (en US\$)}$.

$En = \text{Valor de Energ\xeda no suministrada (en US\$)}$.

En consecuencia se detall\o cada variable para el c\alculo del valor econ\omicronmico de un Tx.

➤ **Valor econ\omicronmico del Tx (V_{base}):**

Para el valor econ\omicronmico de un Tx nos basamos en una cotizaci\on para un transformador de 40 MVA ya que nuestro tema de evaluaci\on fue b\asicamente repotenciar los transformadores muestra de 28.33 MVA o de ser el caso reemplazarlos por unidades nuevas de 40 MVA.

Para el caso del valor comercial de una repotenciaci\on se consider\o de manera conservadora como gastos totales el 80% del equivalente a un Tx nuevo.

➤ **C\alculo de energ\xeda no suministrada (En):**

En este punto se calcul\o en costo promedio por cada hora que los transformadores dejen de suministrar energ\xeda al sector del sistema el\ectrico correspondiente a EDELNOR.

El valor monetario que se perder\xeda por 5 horas que deje de funcionar cada transformador de potencia de la muestra obtenida se aprecia en el cuadro N\o 27.

➤ **Depreciacion.**

Se consider\o la siguiente depreciaci\on contable:

Tx Repotenciado	Tx Reemplazado
\$31,802.72	\$39,753.40

Se consider\o una depreciaci\on del 10 % anual. Y una vida \util de 30 a\nos, que es la vida t\ecnica \util promedio para transformadores de potencia.

➤ **Costos de Operación y Mantenimiento (O&M).**

Los costos considerados fueron por mantenimientos del tipo predictivo y preventivo, que se realiza al transformador, en distintas épocas del año, sin embargo todos estos costos han sido calculados para un año.

Función a realizar	Tx A	Tx B
Cambio de Sal Higroscópica	564	564
Revisión y registro de instrumentos (niveles, temperatura, etc.) y reseteo	94	94
Revisión de aisladores de A.T y M.T	188	188
Revisión y ajuste de terminales de conexión AT y tierra	677	677
Revisión de válvulas de sobrepresión	125	376
Observación del color (Silica-Gel) en el desecador y cambio si es necesario	96	96
Verificar la operación de los ventiladores y probar su funcionamiento	48	96
Inspección de fugas de aceite de radiadores, cañerías, bushings, cuba	17,215	17,215
Inspección de formación de gases en relé Buchholz (relé debe estar lleno de aceite)	8	24
Inspección general de partes oxidadas transformador y tablero de control	48	48
Verificar señales de alarma y disparo de protecciones propias del trafo	376	376
Pruebas de análisis físico-químico del aceite	7,125	7,125
Termografía	9,000	9,000
Pruebas de aislamiento bushings y devanados	2,375	2,375
Pruebas de relación de espiras	2,500	2,500
Pruebas de factor de potencia bushings y devanados	3,000	3,000
Medición de resistencia óhmica y corriente de excitación	1,250	1,250
Pruebas de rigidez dieléctrica	1,000	1,000
Prueba cromatográfica de gases al aceite (normalmente 3 muestras)	23,587	23,587
Medición de resistencia de aislamiento motores ventilación	750	1,500
Limpieza exterior de la carcasa	500	500
Limpieza de aisladores	600	600
Mantenimiento Mayor Conmutador Bajo Carga	20,169	40,338
Mantenimiento de Caja Comando de Conmutador bajo Carga	2,001	2,001
Revisión y Control de Filtros en Conmutadores	2,808	5,320
Mant. De Ventiladores / Extractores de aire en ambientes de Transformadores	6,875	13,750
Mantenimiento menor a Transformadores de Potencia	8,192	8,192
Ajuste de conexiones eléctricas en borneras circuitos de control	189	189
Total (USD):	111,359	141,979

Cuadro N° 28: Costo de Operación y Mantenimiento

Fuente: Elaboración propia.

* Tx A = Transformador Reemplazado.

* Tx B = Transformador Repotenciado.

➤ **Evaluación y valorización de pérdidas en los transformadores**

La evaluación de pérdidas nos permitió tener una visión global final financiera de las pérdidas que se producen en los transformadores con el objeto de evaluación de posibles ahorros de energía en el futuro.

Para la evaluación de pérdidas se usó la siguiente fórmula:

$$P_{TOTALS} = P_0 + a^2 * P_{cu} \lll Ecuación (1)$$

Dónde:

P_0 = Pérdidas en vacío.

P_{cu} = Pérdidas en el cobre.

$$a = \left(\frac{S}{S_N} \right) \lll Ecuación (2)$$

➤ **Pérdidas Totales para el periodo de un año.**

$$L = 8760 [P_0 + F_{cp}(a^2 * P_{cu})] \lll Ecuación (3)$$

Dónde:

L = Pérdidas anuales del Tx en kW

F_{cp} = Factor de pérdidas.

$$\frac{F_{cp}(Promedio)}{F_{cp}(Max)} \lll Ecuación (4)$$

Con la información de la demanda de los Tx seleccionados de la muestra se procedió a realizar los siguientes cálculos:

	Día MD	MVA	MVA^2	CARGABILIDAD
marzo	19/03/2015	90.27	8,149.05	106.20%
abril	08/04/2015	71.08	5,051.89	83.62%
mayo	28/05/2015	70.17	4,923.35	82.55%
junio	11/06/2015	66.46	4,416.44	78.18%
julio	07/07/2015	67.72	4,585.63	79.67%
agosto	10/08/2015	76.60	5,867.85	90.12%
setiembre	28/09/2015	0.10	0.01	0.12%
octubre	01/10/2015	34.44	1,185.91	40.51%
noviembre	29/11/2015	56.39	3,180.29	66.35%

C% Promedio = a	86.7233%
Fcp (Promedio)	5,499.04
Fcp (Max)	8,149.05
Fcp	0.67481

Cuadro N° 29: Potencia Nominal: 85 MVA (BARS I TR N°2)

Fuente: Elaboración propia.

	Día MD	MVA	MVA^2	CARGABILIDAD
marzo	19/03/2015	90.06	8,109.98	105.95%
abril	08/04/2015	70.77	5,008.37	83.26%
mayo	28/05/2015	69.87	4,881.73	82.20%
junio	08/06/2015	83.02	6,891.51	97.66%
julio	07/07/2015	67.23	4,519.40	79.09%
agosto	10/08/2015	76.93	5,918.38	90.51%
setiembre	24/09/2015	1.19	1.41	1.40%
octubre	01/10/2015	96.23	9,260.20	113.21%
noviembre	29/11/2015	126.57	16,020.94	148.91%

C% Promedio = a	89.7783%
Fcp (Promedio)	5,888.23
Fcp (Max)	8,109.98
Fcp	0.72605

Cuadro N° 30: Potencia Nominal: 85 MVA (BARS I TR N°3)

Fuente: Elaboración propia.

	Día MD	MVA	MVA^2	CARGABILIDAD
marzo	19/03/2015	66.12	4,371.68	77.79%
abril	15/04/2015	55.10	3,036.50	64.83%
mayo	06/05/2015	68.54	4,697.68	80.63%
junio	28/06/2015	54.09	2,926.10	63.64%
julio	16/07/2015	55.00	3,025.13	64.71%
agosto	25/08/2015	59.84	3,580.32	70.40%
setiembre	13/09/2015	62.46	3,900.81	73.48%
octubre	16/10/2015	58.51	3,423.60	68.84%
noviembre	15/11/2015	58.49	3,421.65	68.82%

C.% Promedio = a	70.3489%
Fcp (Promedio)	3,598.16
Fcp (Max)	4,697.68
Fcp	0.76594

Cuadro N° 31: Potencia Nominal: 85 MVA (CHAVARRIA TR N°1)

Fuente: Elaboración propia.

	Día MD	MVA	MVA^2	CARGABILIDAD
marzo	24/03/2015	77.70	6,036.96	91.41%
abril	09/04/2015	75.08	5,636.27	88.32%
mayo	25/05/2015	73.53	5,406.95	86.51%
junio	09/06/2015	73.89	5,460.45	86.94%
julio	02/07/2015	69.71	4,859.83	82.01%
agosto	13/08/2015	67.61	4,571.04	79.54%
setiembre	22/09/2015	67.93	4,614.80	79.92%
octubre	20/10/2015	69.01	4,762.35	81.19%
noviembre	25/11/2015	72.29	5,225.43	85.04%

C.% Promedio = a	84.5422%
Fcp (Promedio)	5,174.90
Fcp (Max)	6,036.96
Fcp	0.85720
Fcp	0.76594

Cuadro N° 32: Potencia Nominal: 85 MVA (CHAVARRIA TR N°3)

Fuente: Elaboración propia.

Luego de los cálculos se obtuvo los siguientes resultados y adicionalmente se calcularon las pérdidas totales para un año considerando la ecuación (3):

SET	TRANS.	a	Fcp	L(Nuevo)	L(Repot.)
BARSI	TR Nº 2	0.87	0.6748	872,597.55	969,552.84
BARSI	TR Nº 3	0.90	0.7260	980,100.61	1,089,000.67
CHAVARRIA	TR Nº 1	0.70	0.7659	694,842.06	772,046.73
CHAVARRIA	TR Nº 3	0.85	0.8572	1,018,114.61	1,131,238.46

Cuadro N° 33: Pérdidas Totales para el periodo de un año.

Fuente: Elaboración propia.

➤ **Costo total de Perdidas $CT_{Pér}$**

Costo total de las pérdidas del Tx (pérdidas en vacío y pérdidas en el núcleo) se consideró los costos de energía del Cuadro N° 27 Costos de Energía por Transformador. Y se obtuvo el siguiente resultado.

SET	TRANS.	$CT_{Pér}$ (Nuevo)	$CT_{Pér}$ (Repot.)
BARSI	TR Nº 2	35,048.86	38,943.17
BARSI	TR Nº 3	39,366.84	43,740.93
CHAVARRIA	TR Nº 1	27,884.01	30,982.24
CHAVARRIA	TR Nº 3	40,856.94	45,396.60

Cuadro N° 34: Resultado de $CT_{Pér}$ (US\$)

Fuente: Elaboración propia.

Considerando la ecuación (I):

$$C = V_{base} + \left[(D\% + O\&M + CT_{Pér} + E) * \left(\frac{(i + 1)^n - 1}{(i + 1)^n * i} \right) \right] \dots (I)$$

Se consideró los siguientes V_{base} :

Tx Repotenciado	Tx Reemplazado
\$954,081.63	\$1,192,602.04

SET	TRANS.	€ (Nuevo)	€ (Repot.)
BARSI	TR Nº 2	\$2,747,750	\$2,803,660
BARSI	TR Nº 3	\$2,790,185	\$2,846,094
CHAVARRIA	TR Nº 1	\$2,666,944	\$2,722,854
CHAVARRIA	TR Nº 3	\$2,801,280	\$2,857,190

Cuadro N° 35: Resultado Finales

Fuente: Elaboración propia.

De las evaluaciones económicas se observó que en todas las opciones es más rentable realizar un re-potenciamiento del Tx que cambiarlo por uno nuevo.

4.2 Resultados finales

4.2.1 Simulaciones en DigSILENT

Luego de haber evaluado la flota de transformadores inicial, inspeccionando las condiciones y diseño y analizando la vida útil de los transformadores de potencia de la muestra final, fue necesario realizar el análisis de las consecuencias que ocurrirían en el sistema eléctrico de EDELNOR en caso sufriera la pérdida de uno de éstos equipos.

Para ello, se realizaron simulaciones en el software DigSilent PowerFactory 15.0 en el área Costa Centro del SEIN donde nos enfocamos en el sistema eléctrico de EDELNOR.

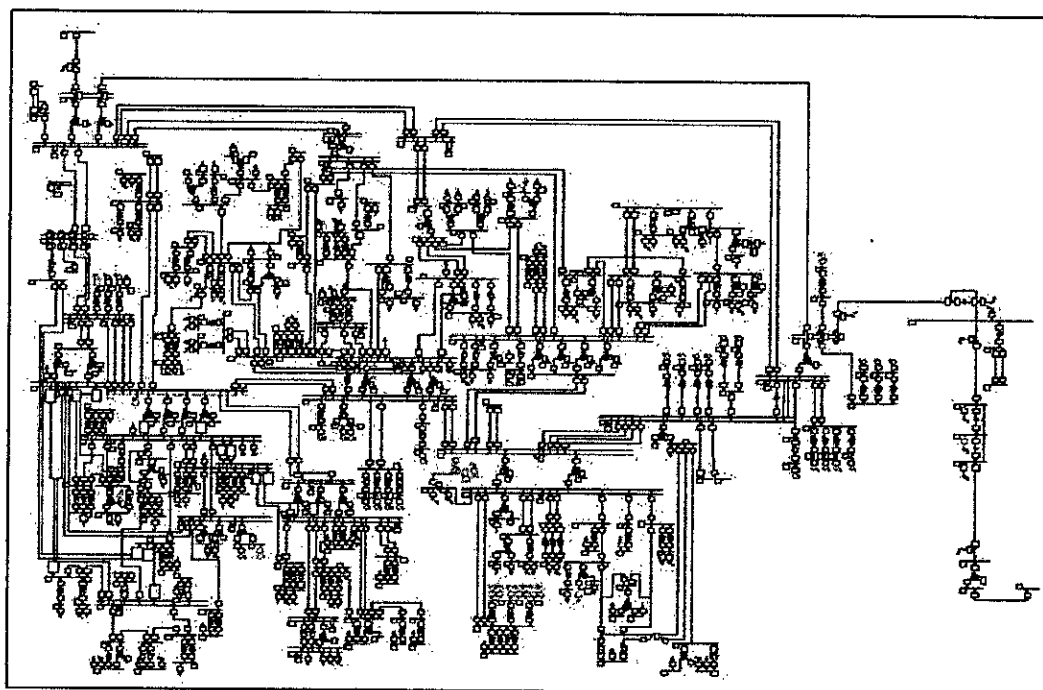


Figura N° 21: Sistema Unifilar en la zona Costa Centro – SEIN

Fuente: Power Factory – Base de datos SEIN.

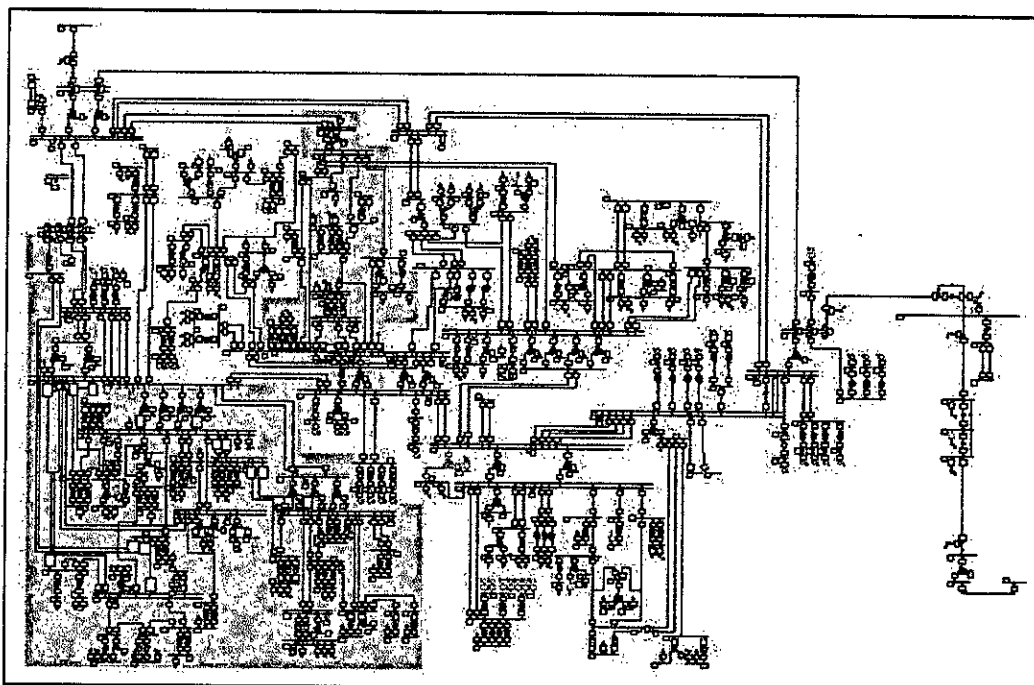


Figura N° 22: Sistema Eléctrico EDELNOR resaltado en la zona Costa Centro –SEIN

Fuente: Power Factory – Base de datos SEIN.

Se inició el análisis del comportamiento de la red en el sistema de EDELNOR considerando la situación más crítica: máxima demanda, donde fue vital conocer el estado y los niveles de carga que manejan los transformadores de potencia bajo estas condiciones.

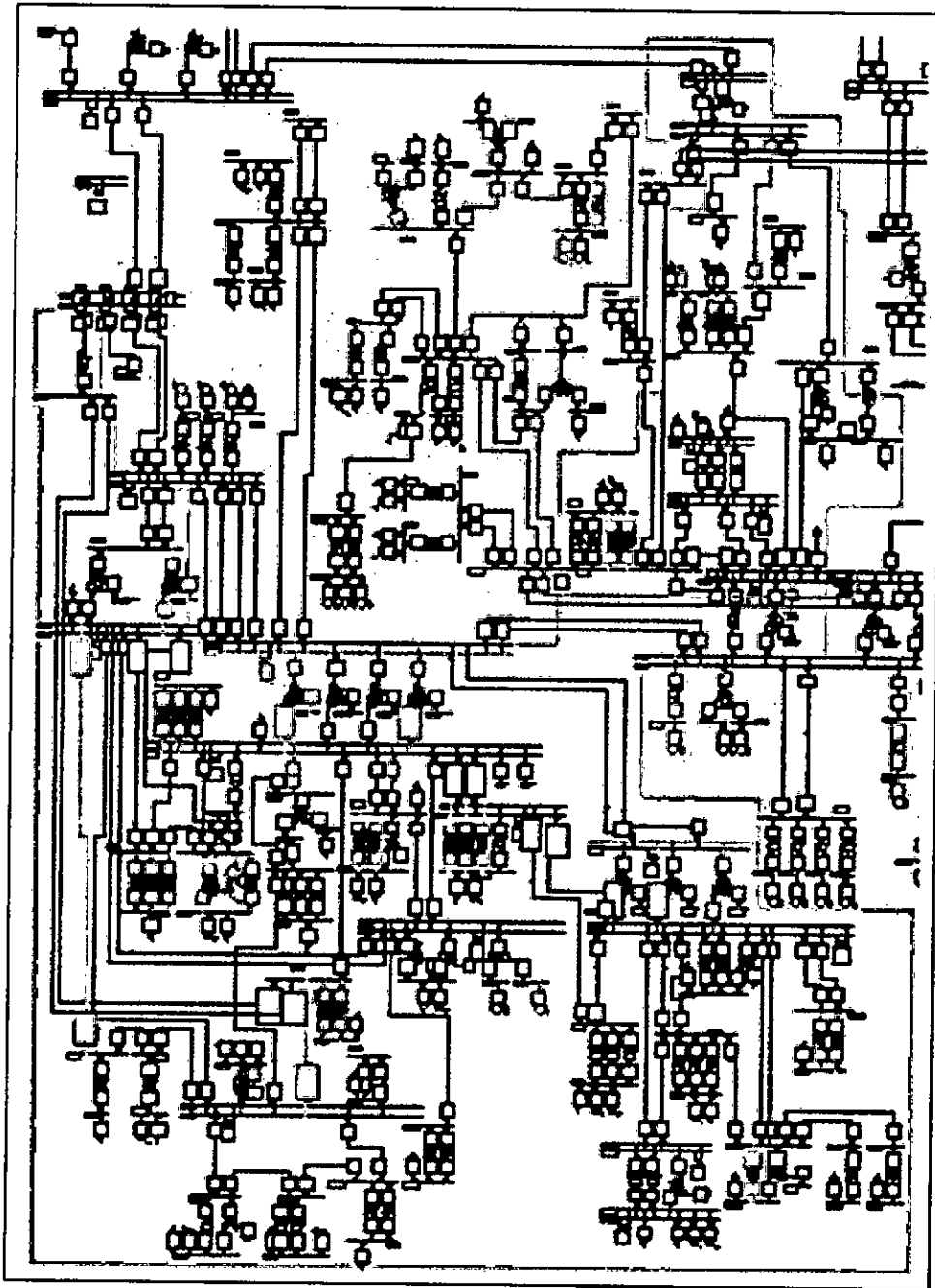


Figura N° 23: Cálculo de Flujo de Carga del Sistema EDELNOR,
Escenario N°1

Fuente: Power Factory – Base de datos SEIN.

✓ **Escenario N°1: Flujo de Carga en el Sistema EDELNOR sin Fallas.**

Los resultados del cálculo de flujo de carga en el escenario de máxima demanda en la concesión de EDELNOR muestran una serie de transformadores de potencia que se encuentran resaltados en colores amarillo, naranja y rojo de acuerdo a la

magnitud de carga (loading) que soportan en dichas condiciones, desde 80% hasta valores incluso superiores al 100% de la carga nominal.

La presentación de los transformadores de potencia con un color determinado facilitó el enfoque a los transformadores de potencia más críticos, para lo cual en el primer escenario se obtuvieron los siguientes resultados:

SET	Relación	Circuito EDELNOR	Circuito DigSilent	Potencia Aparente Nominal (MVA)	Potencia Aparente-Flujo de Carga (MVA)	Carga (%)
Barsi	220/60	TR Nº 1	tr3 bar_2673	180	162.52	88.94
Barsi	220/60	TR Nº 2	tr3 bar_2671	85	90.92	105.33
Barsi	220/60	TR Nº 3	tr3 bar_2672	85	90.92	105.33
Canto Grande	60/10	TR Nº 1	tr2 cgran_801	25	21.98	86.66
Canto Grande	60/10	TR Nº 2	tr2 cgran_802	25	21.98	86.66
Canto Grande	60/10	TR Nº 3	tr2 cgran_803	25	24.15	100.61
Chavarría	220/60	TR Nº 3	tr3 cha_TR3	85	76.35	87.8
Chavarría	220/60	TR Nº 4	tr3 cha_TR4	180	151.85	82.4
Chavarría	60/10	TR Nº 1	tr2 chava_801	25	24.93	95.06
Chavarría	60/10	TR Nº 2	tr2 chava_802	25	24.93	95.06
Chavarría	60/10	TR Nº 3	tr2 chava_803	40	41.26	96.69
Chillón	220/60	TR Nº 2	tr3 chillon_2671	120	101.24	81.94
Industrial	60/10	TR Nº 1	tr2 indust_802	25	21.91	85.47
Industrial	60/10	TR Nº 2	tr2 indust_801	25	21.91	85.47
Infantas	60/10	TR Nº 2	tr2 inf_801	40	38.07	93.93
Infantas	60/20/10	TR Nº 1	tr3 infantas	40	31.46	80.88
Jicamarca	60/10	TR Nº 1	tr2 jica_801	25	26.78	104.6
Mirones	60/10	TR Nº 1	tr2 mir_801	25	21.23	80.6
Mirones	60/10	TR Nº 2	tr2 mir_82	25	21.23	80.6
Mirones	60/10	TR Nº 3	tr2 mir_803	25	21.23	80.6
Naranjal	60/10	TR Nº 1	tr2 nar_803	25	23.83	90.89
Naranjal	60/10	TR Nº 2	tr2 nar_801	25	23.83	90.89
Naranjal	60/10	TR Nº 3	tr2 nar_802	25	23.83	90.89
Pershing	60/20/10	TR Nº 3	TR-3 BARSÍ(1)	40	37.81	95.58
Puente Piedra	60/10	TR Nº 1	tr2 ppied_801	25	24.17	92.99
Puente Piedra	60/10	TR Nº 2	tr2 ppied_802	25	24.17	92.99
Santa Marina	60/10	TR Nº 1	tr2 smari_801	25	21.44	84.89
Santa Rosa A.	60/10	TR Nº 3	tr2 sro_673	25	20.78	81.03
Santa Rosa A.	60/10	TR Nº 4	tr2 sro_674	25	20.78	81.03
Tomas Valle	60/10	TR Nº 1	tr2 tvalle_81	25	21.70	84.91
Tomas Valle	60/10	TR Nº 2	tr2 tvalle_82	25	21.70	84.91
Ventanilla	60/10	TR Nº 1	tr2 vent_801	25	25.99	102.82
Zapallal	60/10	TR Nº 1	tr2 vent_801(1)	25	27.39	108.34

Cuadro N° 36: Lista de Transformadores con cargas considerables (80%-110%) en Escenario N°1
Fuente: Elaboración propia.

✓ **Escenario N°2: Flujo de Carga en el Sistema EDELNOR con Falla Interna en el TR N° 1, 220/60 kV en la SET Chavarría.**

La falta de confiabilidad en un equipo tan importante como el transformador de potencia en una subestación de transmisión a causa de una falta de gestión de activos puede tener consecuencias críticas.

En el Escenario N°2, se consideró una falla interna en el transformador de potencia TR N°1 de 220/60 kV, 85 MVA en la SET Chavarría, para lo cual quedó fuera de servicio en el sistema eléctrico.

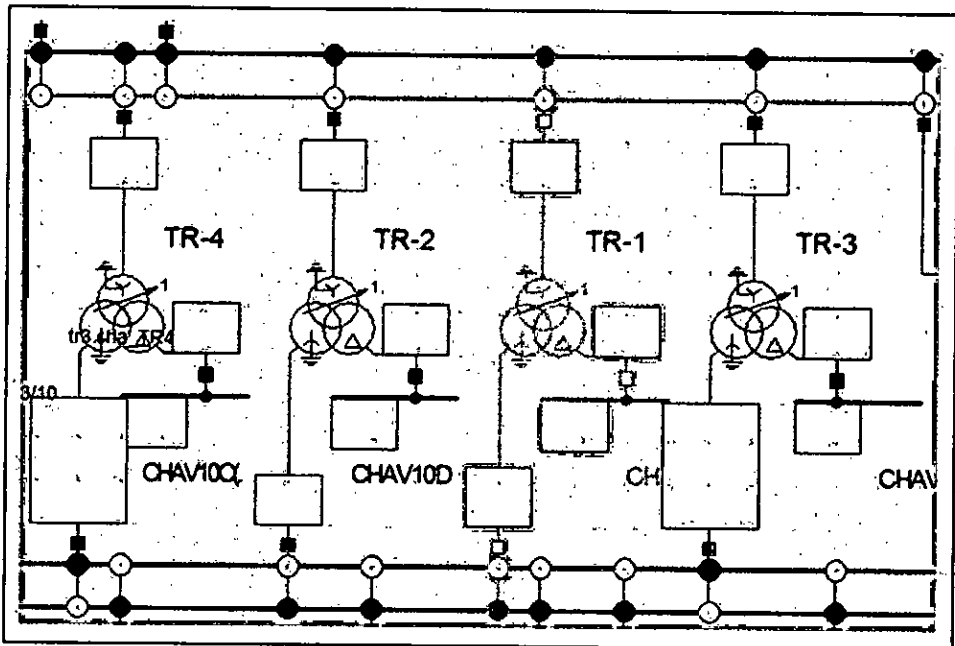


Figura N° 24: Transformador de Potencia TR N°1 de 220/60 kV en SET Chavarría fuera de servicio

Fuente: Power Factory – Base de datos SEIN.

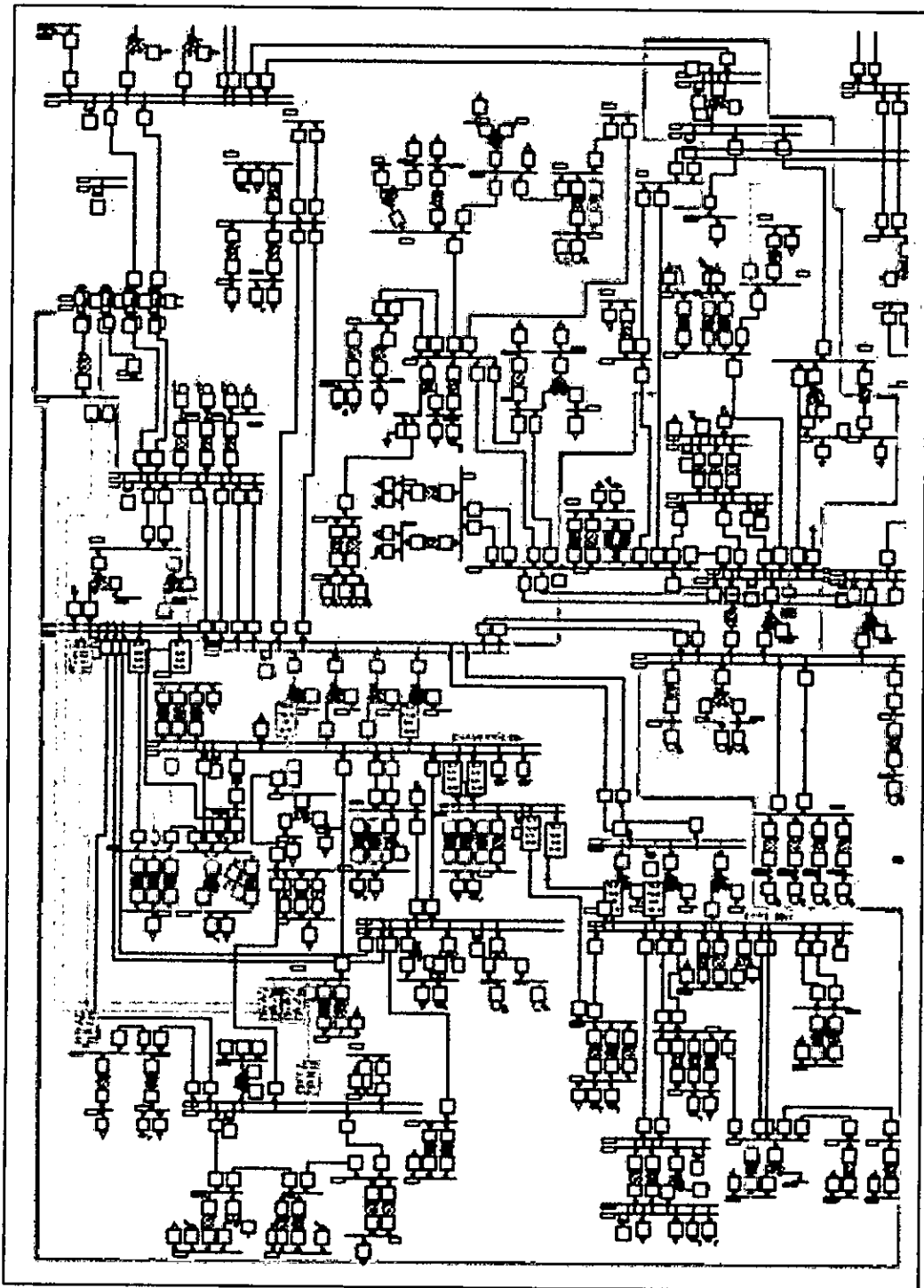


Figura N° 25: Cálculo de Flujo de Carga del Sistema EDELNOR,
Escenario N°2

Fuente: Power Factory – Base de datos SEIN.

Seguidamente se calculó el flujo de carga, obteniendo los siguientes resultados:

SET	Relación	Circuito EDELNOR	Circuito DigSilent	Potencia Aparente Nominal (MVA)	Potencia Aparente-Flujo de Carga (MVA)	Carga (%)
Barsi	220/60	TR Nº 1	tr3 bar_2673	180	162.93	89.01
Barsi	220/60	TR Nº 2	tr3 bar_2671	85	90.88	105.1
Barsi	220/60	TR Nº 3	tr3 bar_2672	85	90.88	105.1
Canto Grande	60/10	TR Nº 1	tr2 cgran_801	25	21.97	86.53
Canto Grande	60/10	TR Nº 2	tr2 cgran_802	25	21.97	86.53
Canto Grande	60/10	TR Nº 3	tr2 cgran_803	25	24.15	100.48
Chavarría	220/60	TR Nº 1	tr3 cha_TR1	85	0	0
Chavarría	220/60	TR Nº 2	tr3 cha_TR2	180	174.16	94.52
Chavarría	220/60	TR Nº 3	tr3 cha_TR3	85	76.83	88.2
Chavarría	220/60	TR Nº 4	tr3 cha_TR4	180	152.8	82.78
Chavarría	60/10	TR Nº 1	tr2 chava_801	25	24.93	94.85
Chavarría	60/10	TR Nº 2	tr2 chava_802	25	24.93	94.85
Chavarría	60/10	TR Nº 3	tr2 chava_803	40	41.27	96.53
Chavarría	60/4.86	SVC	tr2 cha_671	40	53.43	112.35
Chillón	220/60	TR Nº 2	tr3 chillon_2671	120	103.06	83.31
Industrial	60/10	TR Nº 1	tr2 indust_802	25	21.9	85.29
Industrial	60/10	TR Nº 2	tr2 indust_801	25	21.9	85.29
Infantas	60/10	TR Nº 2	tr2 inf_801	40	38.07	93.78
Infantas	60/20/10	TR Nº 1	tr3 infantas	40	31.46	80.72
Jicomarca	60/10	TR Nº 1	tr2 jica_801	25	26.77	104.47
Mirones	60/10	TR Nº 1	tr2 mir_801	25	21.23	80.44
Mirones	60/10	TR Nº 2	tr2 mir_82	25	21.23	80.44
Mirones	60/10	TR Nº 3	tr2 mir_803	25	21.23	80.44
Naranjal	60/10	TR Nº 1	tr2 nar_803	25	23.83	90.71
Naranjal	60/10	TR Nº 2	tr2 nar_801	25	23.83	90.71
Naranjal	60/10	TR Nº 3	tr2 nar_802	25	23.83	90.71
Pershing	60/20/10	TR Nº 3	TR-3 BARSÍ(1)	40	37.81	95.37
Puente Piedra	60/10	TR Nº 1	tr2 ppied_801	25	24.17	92.91
Puente Piedra	60/10	TR Nº 2	tr2 ppied_802	25	24.17	92.91
Santa Marina	60/10	TR Nº 1	tr2 smari_801	25	21.44	84.71
Santa Rosa A.	60/10	TR Nº 3	tr2 sro_673	25	20.77	80.91
Santa Rosa A.	60/10	TR Nº 4	tr2 sro_674	25	20.77	80.91
Tomas Valle	60/10	TR Nº 1	tr2 tvalle_81	25	21.7	84.89
Tomas Valle	60/10	TR Nº 2	tr2 tvalle_82	25	21.7	84.89
Ventanilla	60/10	TR Nº 1	tr2 vent_801	25	25.99	102.71
Zapallal	60/10	TR Nº 1	tr2 vent_801(1)	25	27.38	108.22

Cuadro N° 37: Lista de Transformadores con cargas considerables (80%-110%) en Escenario N°2
Fuente: Elaboración propia.

✓ **Escenario N°3: Flujo de Carga en el Sistema EDELNOR con Falla Interna en el TR N° 3, 220/60 kV en la SET Chavarría.**

En el Escenario N°3, se consideró una falla interna en el transformador de potencia TR N°3 de 220/60 kV, 85 MVA en la SET Chavarría, para lo cual quedó fuera de servicio en el sistema eléctrico.

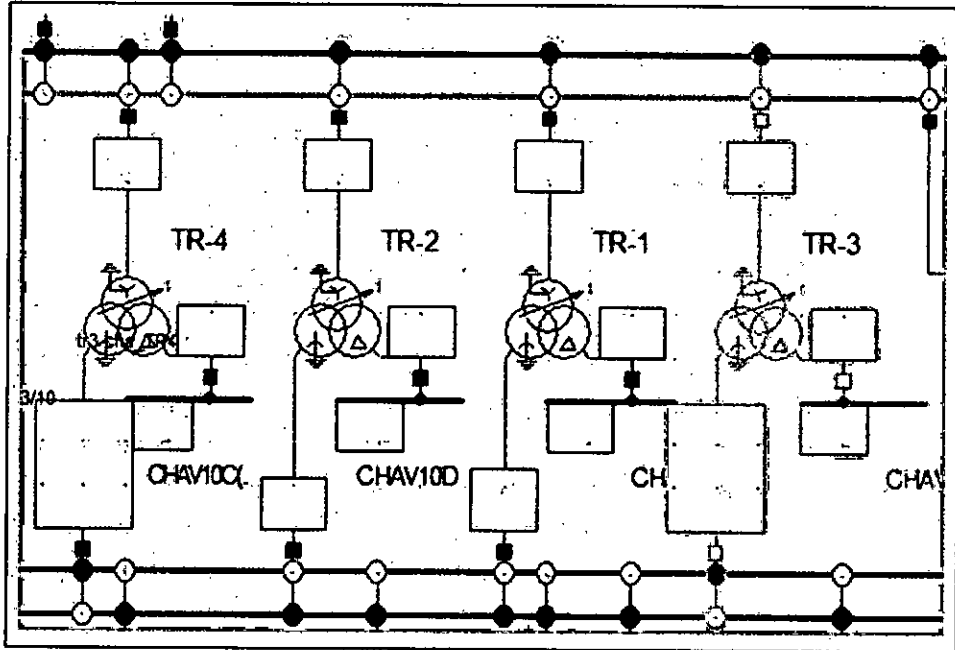


Figura N° 26: Transformador de Potencia TR N°3 de 220/60 kV en SET Chavarría fuera de servicio

Fuente: Power Factory – Base de datos SEIN.

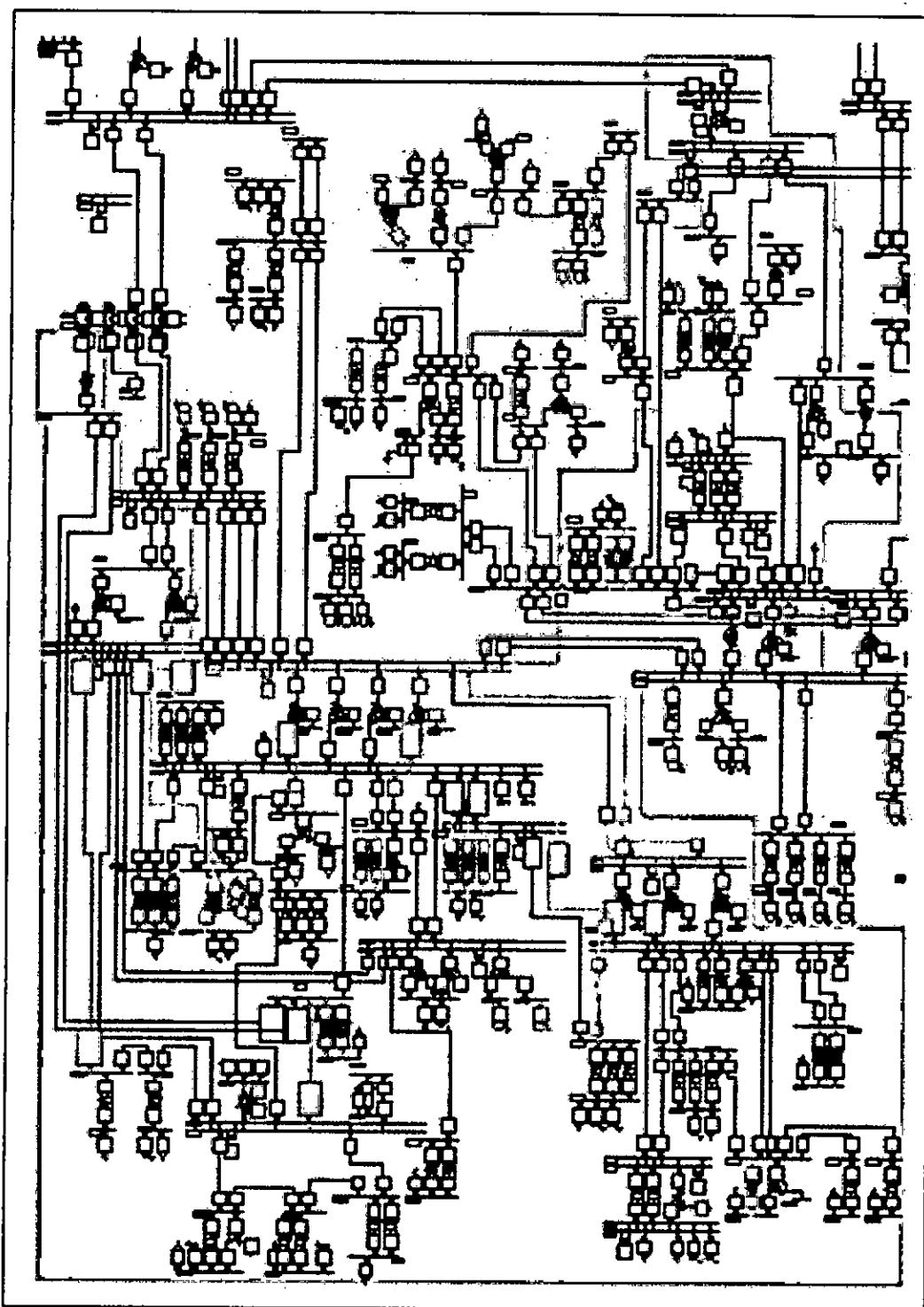


Figura N° 27: Cálculo de Flujo de Carga del Sistema EDELNOR,
Escenario N°3

Fuente: Power Factory – Base de datos SEIN.

Seguidamente se calculó el flujo de carga, obteniendo los siguientes resultados:

SET	Relación	Circuito EDELNOR	Circuito DlgSilent	Potencia Aparente Nominal (MVA)	Potencia Aparente-Flujo de Carga (MVA)	Carga (%)
Barsi	220/60	TR Nº 1	tr3 bar_2673	180	182.77	100.16
Barsi	220/60	TR Nº 2	tr3 bar_2671	85	90.95	105.51
Barsi	220/60	TR Nº 3	tr3 bar_2672	85	90.95	105.51
Canto Grande	60/10	TR Nº 1	tr2 cgran_801	25	21.98	86.73
Canto Grande	60/10	TR Nº 2	tr2 cgran_802	25	21.98	86.73
Canto Grande	60/10	TR Nº 3	tr2 cgran_803	25	24.15	100.68
Chavarría	220/60	TR Nº 3	tr3 cha_TR3	85	0	0
Chavarría	220/60	TR Nº 4	tr3 cha_tr4	180	192.59	104.63
Chavarría	60/10	TR Nº 1	tr2 chava_801	25	24.98	96.24
Chavarría	60/10	TR Nº 2	tr2 chava_802	25	24.98	96.24
Chavarría	60/10	TR Nº 3	tr2 chava_803	40	41.2	97.58
Chillón	220/60	TR Nº 2	tr3 chillon_2671	120	114.57	92.85
Industrial	60/10	TR Nº 1	tr2 indust_802	25	21.91	85.9
Industrial	60/10	TR Nº 2	tr2 indust_801	25	21.91	85.9
Infantas	60/10	TR Nº 2	tr2 inf_801	40	38.03	94.68
Infantas	60/20/10	TR Nº 1	tr3 infantas	40	31.49	81.66
Jicamarca	60/10	TR Nº 1	tr2 jica_801	25	26.78	104.67
Mirones	60/10	TR Nº 1	tr2 mir_801	25	21.23	81.23
Mirones	60/10	TR Nº 2	tr2 mir_82	25	21.23	81.23
Mirones	60/10	TR Nº 3	tr2 mir_803	25	21.23	81.23
Naranjal	60/10	TR Nº 1	tr2 nar_803	25	23.85	91.79
Naranjal	60/10	TR Nº 2	tr2 nar_801	25	23.85	91.79
Naranjal	60/10	TR Nº 3	tr2 nar_802	25	23.85	91.79
Pershing	60/20/10	TR Nº 3	TR-3 BARSII(1)	40	37.81	95.73
Puente Piedra	60/10	TR Nº 1	tr2 ppied_801	25	24.18	93.1
Puente Piedra	60/10	TR Nº 2	tr2 ppied_802	25	24.18	93.1
Santa Marina	60/10	TR Nº 1	tr2 smari_801	25	21.44	85.03
Santa Rosa A.	60/10	TR Nº 3	tr2 sro_673	25	20.78	81.09
Santa Rosa A.	60/10	TR Nº 4	tr2 sro_674	25	20.78	81.09
Tomas Valle	60/10	TR Nº 1	tr2 tvalle_81	25	21.7	84.92
Tomas Valle	60/10	TR Nº 2	tr2 tvalle_82	25	21.7	84.92
Ventanilla	60/10	TR Nº 1	tr2 vent_801	25	26	103.02
Zapallal	60/10	TR Nº 1	tr2 vent_801(1)	25	27.4	108.57

Cuadro N° 38: Lista de Transformadores con cargas considerables (80%-110%) en Escenario N°3
Fuente: Elaboración propia.

✓ **Escenario N°4: Flujo de Carga en el Sistema EDELNOR con Falla Interna en el TR N° 3, 220/60 kV en la SET Barsi.**

En el Escenario N°4, se consideró una falla interna en el transformador de potencia TR N°3 de 220/60 kV, 85 MVA en la SET Barsi, para lo cual quedó fuera de servicio en el sistema eléctrico.

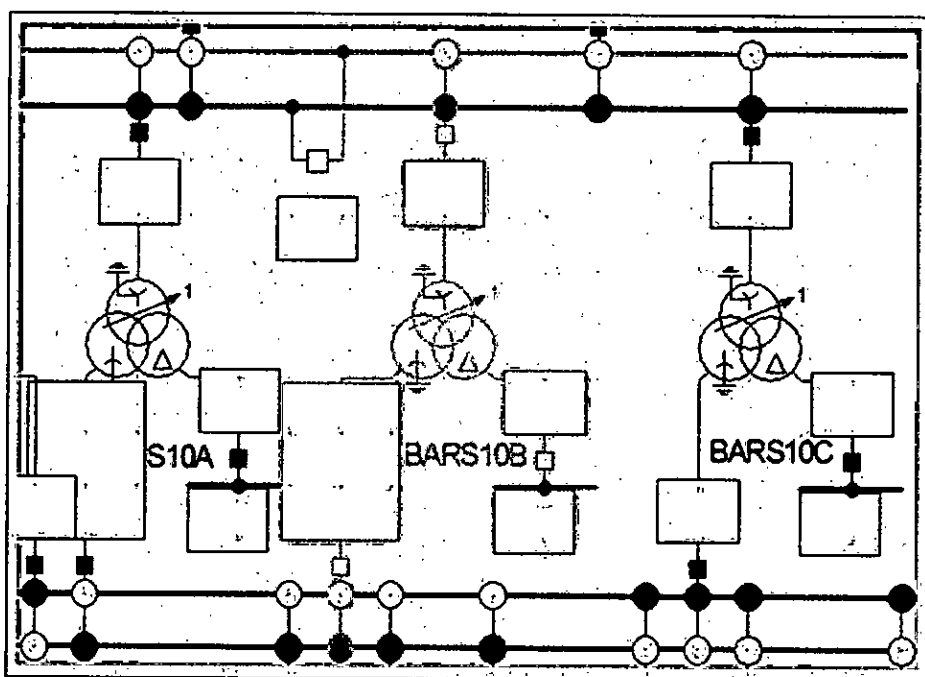


Figura N° 28: Transformador de Potencia TR N°3 de 220/60 kV en SET Barsi fuera de servicio

Fuente: Power Factory – Base de datos SEIN.

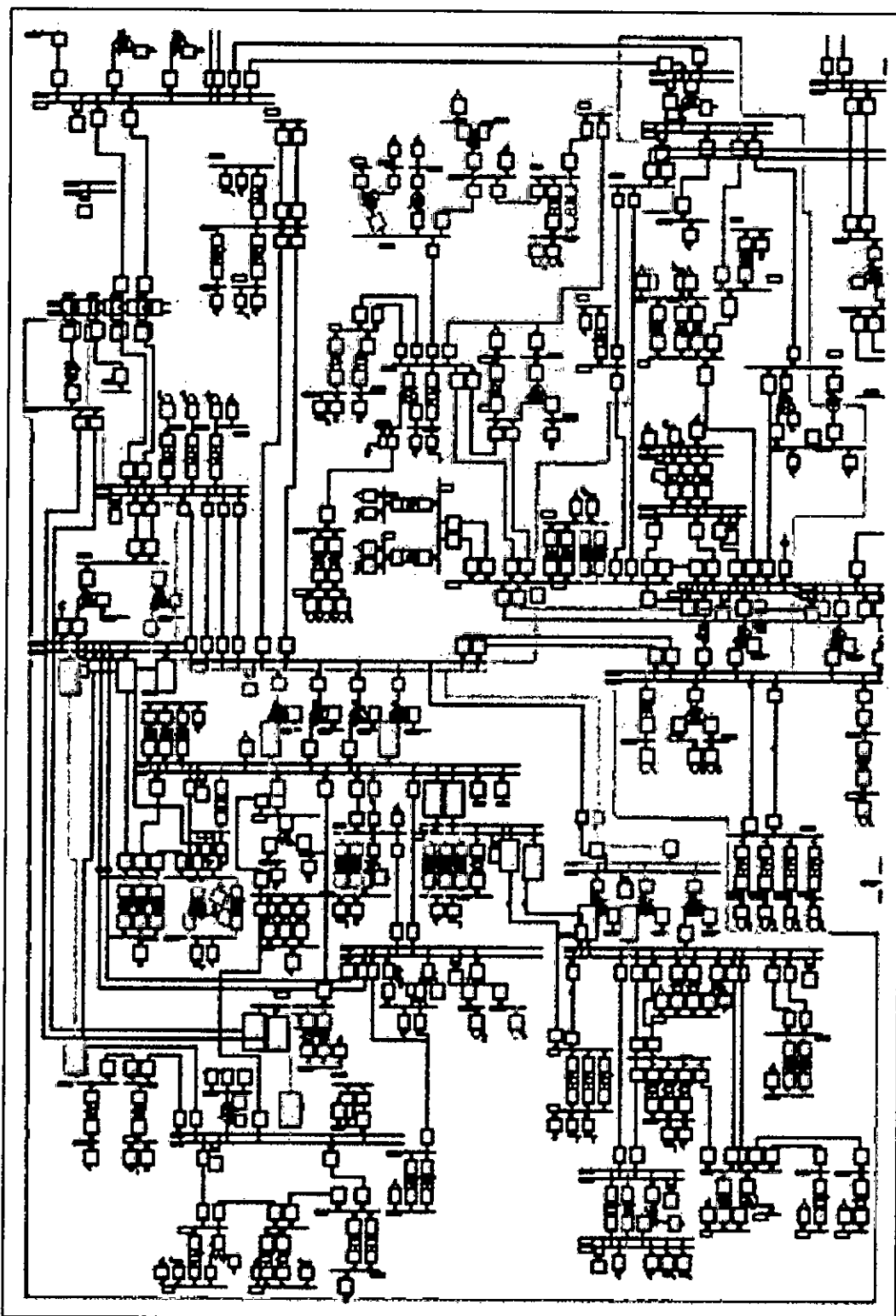


Figura N° 29: Cálculo de Flujo de Carga del Sistema EDELNOR, Escenario N°4

Fuente: Power Factory – Base de datos SEIN.

Seguidamente se calculó el flujo de carga, obteniendo los siguientes resultados:

SET	Relación	Circuito EDELNOR	Circuito DlgSilent	Potencia Aparente Nominal (MVA)	Potencia Aparente (MVA)	Carga (%)
Barsi	220/60	TR Nº 1	tr3 bar_2673	180.00	161.95	89.08
Barsi	220/60	TR Nº 2	tr3 bar_2671	85.00	198.02	230.59
Barsi	220/60	TR Nº 3	tr3 bar_2672	85.00	0.00	0.00
Canto Grande	60/10	TR Nº 1	tr2 cgran_801	25.00	21.99	86.90
Canto Grande	60/10	TR Nº 2	tr2 cgran_802	25.00	21.99	86.90
Canto Grande	60/10	TR Nº 3	tr2 cgran_803	25.00	24.15	100.85
Chavarría	220/60	TR Nº 3	tr3 cha_TR3	85.00	76.47	88.21
Chavarría	220/60	TR Nº 4	tr3 cha_tr4	180.00	152.09	82.79
Chavarría	60/10	TR Nº 1	tr2 chava_801	25.00	24.95	95.48
Chavarría	60/10	TR Nº 2	tr2 chava_802	25.00	24.95	95.48
Chavarría	60/10	TR Nº 3	tr2 chava_803	40.00	41.24	97.01
Chillón	220/60	TR Nº 2	tr3 chillon_2671	120.00	101.33	82.24
Industrial	60/10	TR Nº 1	tr2 indust_802	25.00	21.91	85.91
Industrial	60/10	TR Nº 2	tr2 indust_801	25.00	21.91	85.91
Infantas	60/10	TR Nº 2	tr2 inf_801	40.00	38.05	94.24
Infantas	60/20/10	TR Nº 1	tr3 infantas	40.00	31.47	81.20
Jícamarca	60/10	TR Nº 1	tr2 jica_801	25.00	26.78	104.85
Mirones	60/10	TR Nº 1	tr2 mir_801	25.00	21.23	80.95
Mirones	60/10	TR Nº 2	tr2 mir_82	25.00	21.23	80.95
Mirones	60/10	TR Nº 3	tr2 mir_803	25.00	21.23	80.95
Naranjal	60/10	TR Nº 1	tr2 nar_803	25.00	23.84	91.25
Naranjal	60/10	TR Nº 2	tr2 nar_801	25.00	23.84	91.25
Naranjal	60/10	TR Nº 3	tr2 nar_802	25.00	23.84	91.25
Pershing	60/10	TR Nº 2	tr2 persh_802	40.00	31.24	85.87
Pershing	60/20/10	TR Nº 3	TR-3 BARSÍ(1)	40.00	37.96	104.48
Puente Piedra	60/10	TR Nº 1	tr2 ppied_801	25.00	24.18	93.13
Puente Piedra	60/10	TR Nº 2	tr2 ppied_802	25.00	24.18	93.13
Santa Marina	60/10	TR Nº 1	tr2 smari_801	25.00	21.52	92.74
Santa Rosa A.	60/10	TR Nº 3	tr2 sro_673	25.00	20.78	81.25
Santa Rosa A.	60/10	TR Nº 4	tr2 sro_674	25.00	20.78	81.25
Tomas Valle	60/10	TR Nº 1	tr2 tvalle_81	25.00	21.70	84.93
Tomas Valle	60/10	TR Nº 2	tr2 tvalle_82	25.00	21.70	84.93
Ventanilla	60/10	TR Nº 1	tr2 vent_801	25.00	26.00	103.02
Zapallal	60/10	TR Nº 1	tr2 vent_801(1)	25.00	27.40	108.55

Cuadro N° 39: Lista de Transformadores con cargas considerables (80%-110%) en Escenario N°4

Fuente: Elaboración propia.

✓ **Escenario N°5: Flujo de Carga en el Sistema EDELNOR con Falla Interna en el TR N° 2, 220/60 kV en la SET Barsi.**

En el Escenario N°5, se consideró una falla interna en el transformador de potencia TR N°2 de 220/60 kV, 85 MVA en la SET Barsi, para lo cual quedó fuera de servicio en el sistema eléctrico.

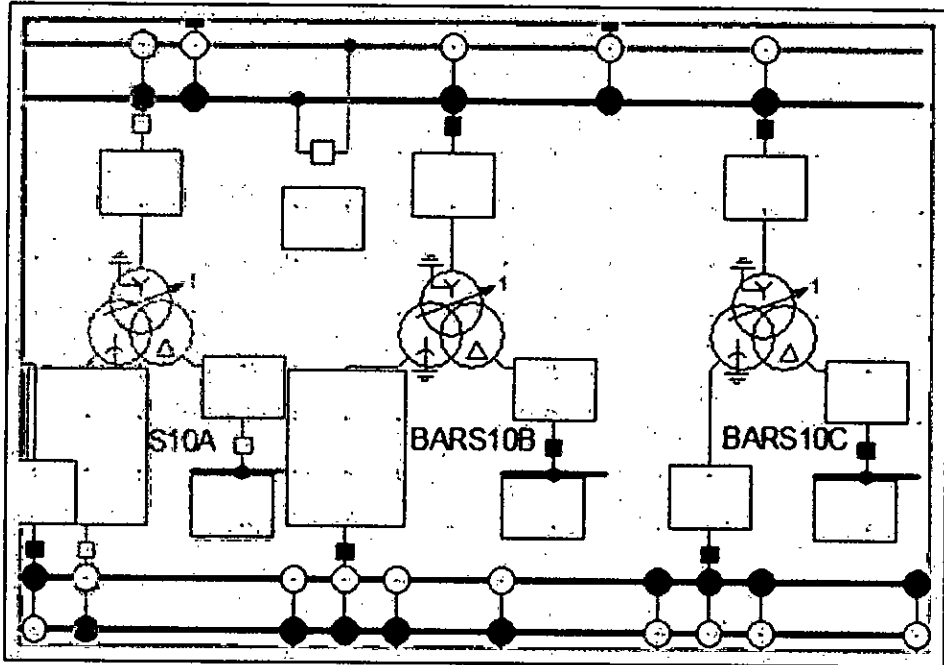


Figura N° 30: Transformador de Potencia TR N°2 de 220/60 kV en SET Barsi fuera de servicio

Fuente: Power Factory – Base de datos SEIN.

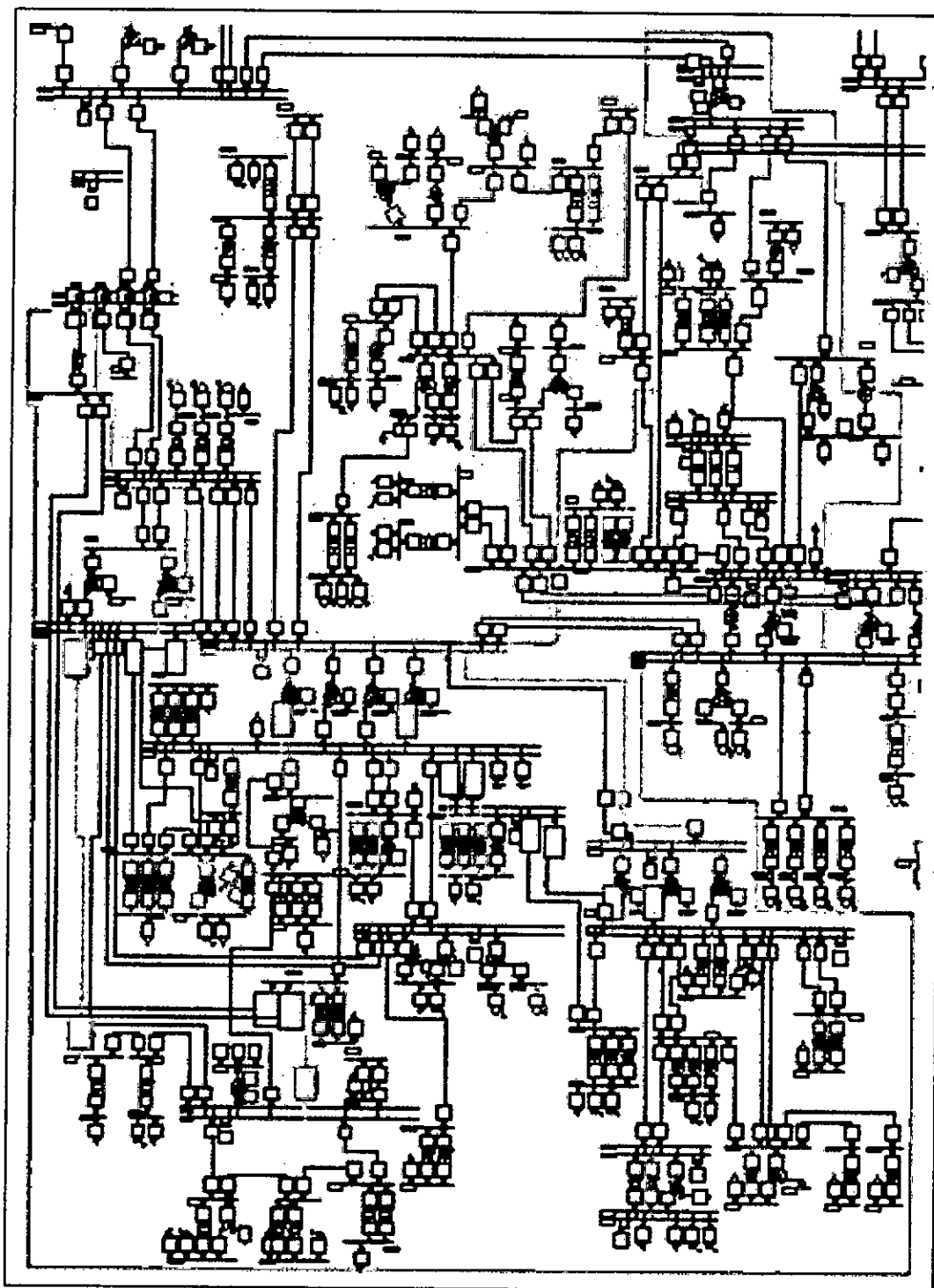


Figura N° 31: Cálculo de Flujo de Carga del Sistema EDELNOR, Escenario N°5

Fuente: Power Factory – Base de datos SEIN.

Seguidamente se calculó el flujo de carga, obteniendo los siguientes resultados:

SET	Relación	Circuito EDELNOR	Circuito DlgSilent	Potencia Aparente Nominal (MVA)	Potencia Aparente (MVA)	Carga (%)
Barsi	220/60	TR Nº 1	tr3 bar_2673	180.00	161.95	89.08
Barsi	220/60	TR Nº 2	tr3 bar_2671	85.00	0.00	0.00
Barsi	220/60	TR Nº 3	tr3 bar_2672	85.00	198.02	230.59
Canto Grande	60/10	TR Nº 1	tr2 cgran_801	25.00	21.99	86.90
Canto Grande	60/10	TR Nº 2	tr2 cgran_802	25.00	21.99	86.90
Canto Grande	60/10	TR Nº 3	tr2 cgran_803	25.00	24.15	100.85
Chavarría	220/60	TR Nº 3	tr3 cha_TR3	85.00	76.47	88.21
Chavarría	220/60	TR Nº 4	tr3 cha_tr4	180.00	152.09	82.79
Chavarría	60/10	TR Nº 1	tr2 chava_801	25.00	24.95	95.48
Chavarría	60/10	TR Nº 2	tr2 chava_802	25.00	24.95	95.48
Chavarría	60/10	TR Nº 3	tr2 chava_803	40.00	41.24	97.01
Chillón	220/60	TR Nº 2	tr3 chillon_2671	120.00	101.33	82.24
Industrial	60/10	TR Nº 1	tr2 indust_802	25.00	21.91	85.91
Industrial	60/10	TR Nº 2	tr2 indust_801	25.00	21.91	85.91
Infantas	60/10	TR Nº 2	tr2 inf_801	40.00	38.05	94.24
Infantas	60/20/10	TR Nº 1	tr3 infantas	40.00	31.47	81.20
Jicamarca	60/10	TR Nº 1	tr2 jica_801	25.00	26.78	104.85
Mirones	60/10	TR Nº 1	tr2 mir_801	25.00	21.23	80.95
Mirones	60/10	TR Nº 2	tr2 mir_82	25.00	21.23	80.95
Mirones	60/10	TR Nº 3	tr2 mir_803	25.00	21.23	80.95
Naranjal	60/10	TR Nº 1	tr2 nar_803	25.00	23.84	91.25
Naranjal	60/10	TR Nº 2	tr2 nar_801	25.00	23.84	91.25
Naranjal	60/10	TR Nº 3	tr2 nar_802	25.00	23.84	91.25
Pershing	60/10	TR Nº 2	tr2 persh_802	40.00	31.24	85.87
Pershing	60/20/10	TR Nº 3	TR-3 BARSÍ(1)	40.00	37.96	104.48
Puente Piedra	60/10	TR Nº 1	tr2 ppied_801	25.00	24.18	93.13
Puente Piedra	60/10	TR Nº 2	tr2 ppied_802	25.00	24.18	93.13
Santa Marina	60/10	TR Nº 1	tr2 smari_801	25.00	21.52	92.74
Santa Rosa A.	60/10	TR Nº 3	tr2 sro_673	25.00	20.78	81.25
Santa Rosa A.	60/10	TR Nº 4	tr2 sro_674	25.00	20.78	81.25
Tomas Valle	60/10	TR Nº 1	tr2 tvalle_81	25.00	21.70	84.93
Tomas Valle	60/10	TR Nº 2	tr2 tvalle_82	25.00	21.70	84.93
Ventanilla	60/10	TR Nº 1	tr2 vent_801	25.00	26.00	103.02
Zapallal	60/10	TR Nº 1	tr2 vent_801(1)	25.00	27.40	108.55

Cuadro N° 40: Lista de Transformadores con cargas considerables (80%-110%) en Escenario N°5

Fuente: Elaboración propia.

V. DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

5.1 Discusión del problema

El primer tema de discusión fue conocer a qué transformadores de potencia se deben involucrar en un plan inversión de activos en el corto plazo.

De la muestra obtenida, se conoció cuatro posibles casos de transformadores con una antigüedad mayor a su vida útil en las SET Barsi y Chavarría.

La evaluación técnica del estado de los transformadores y sus posibles consecuencias frente a una falla en la red nos indicó que los transformadores de la muestra con mayor criticidad e impacto en una primera etapa son el TR N° 2 y el TR N° 3, 220/60 kV en la SET Barsi. Esto se verificó ya que al correr el flujo de carga con la ausencia de uno de estos transformadores por escenario, traía como consecuencia una sobrecarga superior al doble de la capacidad nominal sobre otro transformador de la siguiente manera:

Al simular una falla en el TR N°3, 220/60 kV de la SET Barsi quedando éste fuera de servicio, el TR N° 2, 220/60 kV se sobrecargó en un 230.59%, 198.02 MVA. Esta sobrecarga originaría que se activen las protecciones del transformador, ordenando a abrir los interruptores de potencia asociados a dicho circuito y finalmente dejando un segundo transformador de potencia fuera de servicio como consecuencia.

Asimismo, al simular una falla en el TR N° 2, 220/60 kV de la SET Barsi, quedando éste fuera de servicio, el TR N° 3, 220/60 kV se sobrecargó en un 230.59%, 198.92 MVA. Ídem al escenario anterior, esto conllevaría a dejar fuera de servicio un segundo transformador de potencia afectando más al sistema eléctrico en ese sector de concesión.

Conocido el factor de consecuencia, se contempló las 2 posibles opciones de decisión para la inversión en estos transformadores de potencia:

- ✓ **Escenario 1:** Repotenciación del transformador de potencia
- ✓ **Escenario 2:** Compra de una nueva unidad para reemplazo

Del análisis previo en los Resultados parciales, se sumaron los siguientes criterios en cada escenario:

5.1.1 Escenario 1: Repotenciación del transformador de potencia

Es política de las empresas distribuidoras de energía eléctrica y de cualquier rubro en general, la optimización de los recursos, costos de operación y mantenimiento, y para el caso de la repotenciación la inversión inicial es atractiva al ser menor comparada a la compra de una nueva unidad. De acuerdo con el fabricante ABB, se estima que el costo por repotenciación puede ser hasta un 65% del costo por una nueva unidad.

Adicionalmente, existe un riesgo de falla por la antigüedad de los transformadores que operan, lo cual debe ser reemplazado en el menor tiempo posible, y en dicho aspecto, la repotenciación también posee un menor plazo de para su ejecución.

Por otro lado, permite a la empresa de distribución reutilizar ciertos componentes del transformador viejo, y al mismo tiempo incrementar la potencia original lo cual es una ventaja ya que la demanda de energía crece en el tiempo y este incremento de potencia compensa las nuevas exigencias de la demanda así como también la posibilidad de incluir nuevos elementos que no se contemplaban en los diseños antiguos los cuales ahora permiten el monitoreo y diagnóstico en línea del parque de transformadores.

Una consecuencia adicional implica que el costo anual de operación y mantenimiento se ven reducidos de manera similar a un transformador nuevo, mejorando a la vez los costos por pérdidas intrínsecas del transformador (pérdidas bajo carga, y pérdidas sin carga).

Finalmente, la repotenciación reinicia el ciclo de vida útil lo cual brinda una mejor confiabilidad al sistema minimizando el riesgo de falla y contribuye también con mejoras en los factores de pérdidas ya que se garantiza características de un transformador nuevo.

Se debe tener en consideración que la empresa que realice este tipo de servicio de repotenciación tenga la experiencia, e infraestructura óptimas que garanticen la satisfacción de la ejecución del servicio.

5.1.2 Escenario 2: Compra de una nueva unidad para reemplazo

La compra de una nueva unidad es una respuesta tradicional que implica un proceso de licitación, el cual demanda una logística de contratación.

La inversión inicial por la compra de un transformador de potencia nuevo es mayor que el de una repotenciación. Sin embargo, al ser una compra nueva, los parámetros tienen una libre flexibilidad para considerar una mayor potencia, e incluso adicionar una serie de instrumentos y elementos de monitoreo de última tecnología que contribuyan a dar alertas para una programación de mantenimiento predictivo.

Los valores de pérdidas bajo carga y sin carga serán óptimos. Asimismo, los costos de operación y mantenimiento serán bajos ídem a la repotenciación.

Finalmente, existen aspectos que la compra de una nueva unidad no contempla: un aspecto ecológico positivo como consecuencia tanto de la reutilización de materiales como de la reingeniería de optimización de las máquinas. Los beneficios y objetivos fundamentales del análisis para la toma de decisiones, consideraron no solo el impacto económico, sino también un impacto ambiental y ecológico positivo.

Analizado ambos escenarios de discusión de obtuvo el siguiente cuadro resumen:

Opción de la Empresa	Ventajas	Desventajas
Transformador nuevo	<ul style="list-style-type: none"> - Total flexibilidad - Tensión y Regulación - Potencia - Cantidad y disposición de Instrumentos 	<ul style="list-style-type: none"> - Convencer a la organización a dar de baja el equipo - Impacto ambiental - Elaboración de especificaciones - Proceso de licitación - Adjudicación y elaboración de contrato - Logística de contratación.
Transformador Repotenciado	<ul style="list-style-type: none"> - Mayor velocidad de respuesta (Plazo) - Incremento en la potencia original. - Flexibilidad en las características - Reinicio de la vida útil. 	<ul style="list-style-type: none"> - Cantidad de proponentes en el mercado que posean experiencia en repotenciado de transformadores de potencia.

Cuadro N° 41: Discusión de las Opciones Transformador Nuevo vs Repotenciado
Fuente: Elaboración propia.

5.2 Resultados finales

Como evaluación técnica, ambos escenarios se brindarían una mejor confiabilidad al sistema, y ambos al contar con un nuevo ciclo de vida útil, mejorarían los factores de pérdidas con el que se calcula la energía real que vende la empresa distribuidora. Por otro lado, en el cuadro resumen desarrollado en la discusión del problema, se apreció que existe una mayor cantidad de desventajas en la decisión de compra de un transformador nuevo. Por otro lado, gracias a la evaluación económica desarrollada en la etapa de Resultados parciales, se apreció que para todos los transformadores es más rentable la Repotenciación.

Considerando los resultados del análisis de la evaluación técnica y económica, se obtiene como resultado final que la Repotenciación es la mejor opción de decisión inversión de activos para los transformadores de potencia.

Por otro lado, una vez repotenciado las unidades más críticas, fue necesario contemplar un plan de gestión de activos para el mantenimiento de tal manera de optimizar los costos de operación y mantenimiento para garantizar el correcto funcionamiento del equipo y brindar una mejor confiabilidad al sistema.

5.2.1 Plan de Gestión de Activos para Transformadores de Potencia

Una vez analizado y conociendo como resultado que repotenciar un transformador es la opción más rentable; adicionalmente fue necesario incluir un plan de gestión de activos para el transformador repotenciado y la flota de transformadores en general, con el propósito de aprovechar al máximo la vida útil de éstos equipos.

Gracias a la información teórica recopilada es claro que hoy en día, el mantenimiento tradicional: predictivo, preventivo y correctivo, no bastan para optimizar los costos de operación y mantenimiento, ni como información base de análisis suficiente para la programación del mantenimiento focalizado; sino que se han considerado otros diversos indicadores para un análisis más profundo de las necesidades reales de mantenimiento del por qué y cuándo.

Los principales indicadores para evaluación de los transformadores son en base al tipo de transformador, tipo de anomalías detectadas, estado o condición.

El primer indicador, **tipo de transformador**, tiene la finalidad de optimizar los recursos de mantenimiento y enfocarlos hacia las instalaciones de mayor impacto ante una falla. Para ello se debe categorizar y crear una jerarquía que considere como mínimo los siguientes factores: potencia instalada, sensibilidad de clientes, antigüedad de transformadores, probabilidad de falla por estado de equipo. En base a éstos factores, las empresas distribuidoras pueden categorizar y crear jerarquías que determinen el tipo de transformador lo cual ayudará a evaluar con qué frecuencia de debe planificar y ejecutar un mantenimiento al activo.

El segundo indicador, **tipo de anomalía**, es una evaluación producto de la ejecución de los mantenimientos predictivos y

preventivos, que consiste en identificar las condiciones o estados de anomalías o defectos presentes en los transformadores de potencia.

Si una anomalía no compromete de ningún modo en el momento presente y en el tiempo la operatividad del transformador de potencia se convierte en "observación" y puede tratarse como información para ser considerada en el presupuesto de mantenimiento del año siguiente.

El tipo de anomalía está relacionado con un grado de criticidad. Esto implica que no todas las anomalías requieren un tratamiento de atención rápido o de emergencia, y su atención puede ser programada en un mediano o largo plazo.

Se puede establecer tres grados de criticidad para las anomalías:
Anomalía de criticidad Alta: Es aquella que puede comprometer la operatividad del transformador de potencia, la seguridad de las personas o daño al medio ambiente en el corto plazo. Por ende requiere de un tiempo de atención muy corto o de inmediato.

Anomalía de criticidad Media: Es aquella que puede comprometer la operatividad del transformador de potencia, la seguridad de las personas o daño al medio ambiente en el mediano plazo. Por ende requiere de un tiempo de atención regular.

Anomalía de criticidad Baja: Es aquella que puede comprometer la operatividad del transformador de potencia, la seguridad de las personas o daño al medio ambiente en el largo plazo. Por ende requiere de un tiempo de atención regular.

Los tiempos de atención para las anomalías de acuerdo a su grado de criticidad serán evaluados por las empresas distribuidoras, de acuerdo a su experiencia, presupuesto entre otros.

El tercer indicador, **programación de mantenimiento por estado o condición**, es una evaluación producto del mantenimiento predictivo que evalúa la condición técnica del activo mediante

ensayos de diagnóstico, historial de carga, historial de eventos, edad del transformador entre otros.

La frecuencia de mantenimiento sugerida en los manuales de los fabricantes debe complementarse con una evaluación por estado o condición del activo, y ser considerada en la programación del mantenimiento anual.

Una vez identificados los indicadores clave para la evaluación de transformadores de potencia, para efectos de describir el proceso de Gestión de Activos, se usó como modelo una cadena de valor representada por cuatro subprocesos o etapas principales en la forma de ciclo de trabajo para la mejora continua de los mismos:

- ✓ Subproceso A: Políticas, Estrategias y Planificación del Mantenimiento
- ✓ Subproceso B: Programación del Mantenimiento
- ✓ Subproceso C: Ejecución del Mantenimiento
- ✓ Subproceso D: Evaluación y Mejora Continua

a) Subproceso A: Políticas, Estrategias y Planificación del Mantenimiento

La primera etapa del ciclo del proceso abarca el proceso de definición y/o revisión de las Políticas, Estrategias y Planificación del Mantenimiento, que tiene como objeto definir los lineamientos del mantenimiento (Predictivo, Preventivo y Correctivo) de acuerdo a los criterios y estándares técnicos definidos por la empresa distribuidora.

Esto se diseña para un horizonte de tiempo como mínimo de un año, considerando la criticidad del transformador de potencia, y estableciendo los criterios de inspección y evaluación del estado.

En esta etapa se delinea los cursos de acción a seguir de acuerdo al entorno de prioridades estratégicas, las cuales deben garantizar la calidad de servicio a los clientes dentro de

los estándares exigidos por los órganos reguladores, las necesidades de los clientes y las restricciones presupuestarias.

Las estrategias para cada tipo de actividad predictiva o preventivas son elaboradas considerando y evaluando adicionalmente la siguiente información:

- Base de datos de equipos
- Condiciones ambientales
- Índices de fallas
- Análisis de indicadores (tipo de transformador, tipo de anomalías detectadas, estado o condición)
- Informes de fallas
- Antigüedad de equipos
- Reportes Scada

Con ello se debe validar y ajustar los planes de mantenimiento propuestos, tanto desde un punto de vista técnico como presupuestario, usando como herramienta fundamental la valoración del riesgo donde se evalúe las posibles consecuencias de una falla y la probabilidad de que realmente ésta suceda.

b) Subproceso B: Programación del Mantenimiento

La segunda etapa tiene como objetivo programar y determinar las actividades de mantenimiento predictivo y preventivo de los transformadores de potencia que se ejecutarán en el corto plazo para trabajos con corte o mantenimientos mayores. En este subproceso existen algunas actividades básicas adicionales relacionadas a considerar como:

- Revisión y Evaluación del avance del Plan Anual de Mantenimiento.

- Identificar y dimensionar los recursos necesarios para ejecutar el mantenimiento del transformador de potencia.
- Coordinar con las empresas contratistas la disponibilidad de personal calificado y materiales para la ejecución del mantenimiento programado, contemplando todas las medidas de seguridad necesarias.
- Emisión de las órdenes de servicio/trabajo.

Para llevar a cabo las actividades mencionadas es importante contar con información del presupuesto anual de O&M, historial de mantenimiento del equipo y reportes de defectos a partir de las inspecciones ejecutadas previamente, entre otros.

Las actividades correspondientes al mantenimiento predictivo comprende como mínimo las siguientes tareas y costos aproximados:

Tarea	USD
Revisión y registro de instrumentos (niveles, temperatura, etc.) y reseteo	6.26
Revisión de aisladores de A.T y M.T	6.26
Revisión y ajuste de terminales de conexión AT y tierra	22.56
Revisión de válvulas de sobrepresión	12.52
Observación del color (Silica-Gel) en el desecador y cambio si es necesario	3.20
Verificar la operación de los ventiladores y probar su funcionamiento	3.20
Inspección de fugas de aceite de radiadores, cañerías, bushings, cuba	573.84
Inspección de formación de gases en relé Buchholz (relé debe estar lleno de aceite)	1.60
Inspección general de partes oxidadas transformador y tablero de control	1.60
Verificar señales de alarma y disparo de protecciones propias del transformador	12.52
Pruebas de análisis físico-químico del aceite	475.00
Termografía	300.00
Pruebas de aislamiento bushings y devanados	475.00
Pruebas de relación de espiras	500.00
Pruebas de factor de potencia bushings y devanados	600.00
Medición de resistencia óhmica y corriente de excitación	250.00
Pruebas de rigidez dieléctrica	200.00
Prueba cromatográfica de gases al aceite (normalmente 3 muestras)	786.24
Medición de resistencia de aislamiento motores ventilación	50.00
Revisión y Control de Filtros en Conmutadores	561.58

Cuadro N° 42: Tareas de Mantenimiento Predictivo en un Transformador de Potencia
Fuente: Departamento Técnico de Mantenimiento Redes AT - EDELNOR

Las actividades correspondientes al mantenimiento preventivo comprende como mínimo las siguientes tareas y costos aproximados:

Tarea	USD
Cambio de Sal Higroscópica	56.35
Limpieza exterior de la carcasa	50.00
Limpieza de aisladores	40.00
Mantenimiento Mayor Conmutador Bajo Carga	4,033.79
Mantenimiento de Caja Comando de Conmutador bajo Carga	400.18
Mant. De Ventiladores / Extractores de aire en ambientes de Transformadores	458.33
Mantenimiento menor a Transformadores de Potencia	1,365.28
Ajuste de conexiones eléctricas en borneras circuitos de control	6.30

Cuadro N° 43: Tareas de Mantenimiento Preventivo en un Transformador de Potencia
Fuente: Departamento Técnico de Mantenimiento Redes AT - EDELNOR

La frecuencia de programación de las actividades dependerá del tipo de transformador de potencia, si será nuevo o repotenciado, la edad del equipo, el estado y su grado de criticidad, entre otras variables.

c) Subproceso C: Ejecución del Mantenimiento

Es el subproceso que se encarga de ejecutar y controlar las actividades de mantenimiento (revisar, adecuar, corregir) del transformador de potencia mediante la coordinación de los recursos y supervisión del desarrollo de actividades dentro de los estándares técnicos de calidad, seguridad y medio ambiente. En esta etapa se realizan actividades como:

- Coordinación operativa con los contratistas sobre alcances del trabajo y recursos.
- Gestión de desconexiones programadas requeridas para ejecutar los trabajos.
- Ejecución de las tareas de mantenimiento de acuerdo a las prácticas y procedimientos de trabajo definidos.
- Fiscalización de los trabajos ejecutados para verificar su culminación y calidad.

- Emisión de reportes de trabajo y de inspecciones (técnica, seguridad, medio ambiente).
- Reporte del resultado de las inspecciones visuales o con instrumentos en los transformadores de potencia.

Luego de realizar las actividades se procede con la emisión de reportes y registros de órdenes de trabajo/servicios así como también reportes de defectos a partir de las inspecciones, los cuales se incluirán en el análisis para la elaboración de una próxima programación de mantenimiento.

d) Subproceso D: Evaluación y Mejora Continua

En este subproceso se evalúa el cumplimiento del Plan de Mantenimiento Anual, calidad en la ejecución y se analiza las oportunidades de mejora en el proceso.

Las actividades principales del proceso son:

- Evaluación de la criticidad de anomalías detectadas en los trabajos predictivos - preventivos y direccionar para su atención oportuna.
- Evaluación de la calidad y oportunidad de los trabajos ejecutados.
- Verificación de los montos facturados por atenciones/servicios vs el Presupuesto Anual asignado.
- Evaluación de los tiempos utilizados respecto de los tiempos estándares.
- Emisión de propuestas para la alteración de los procedimientos operacionales.
- Emisión de propuestas de nuevos proyectos en instalaciones con problemas críticos.
- Emisión de sugerencias de diseño de equipos o instalaciones que optimicen el proceso de mantenimiento, lo cual debe ser canalizado al área de Proyectos o de Ingeniería.

Gracias a esta etapa se obtendrán indicadores de avance, calidad y efectividad del Plan de Mantenimiento de Transformadores de Potencia. Asimismo, también podrán surgir propuestas de cambio del Plan de Mantenimiento Anual, propuestas de actualización de las Políticas y Criterios de evaluación y actualización de los Procedimientos Operativos.

VI. CONCLUSIONES

1. La evaluación técnico-económica de la flota de transformadores de potencia es de vital importancia, ya que con ella se obtuvieron los indicadores necesarios que permitieron una completa evaluación en la toma de la mejor decisión para las inversiones de los activos de estos equipos de gran envergadura.
2. La gestión de activos permitió optimizar los costos de operación y mantenimiento de transformadores de potencia ya que contempla políticas y estrategias más sofisticadas que involucran una evaluación de riesgo la cual implica conocer la consecuencia de una posible falla.
En base a dicha información, se realizan evaluaciones por estado o condición focalizando los recursos a los transformadores de potencia con mayor probabilidad de falla.
3. La repotenciación de un transformador de potencia resultó ser más rentable que la adquisición de una nueva unidad y al mismo tiempo brinda una mejor confiabilidad al sistema ya que reinicia su vida útil.
4. Al hacer una repotenciación y/o cambio del transformador actual cambiarían las pérdidas por transformación que hay en los transformadores de 220/60 kV los cuales afectarían directamente en los pliegos tarifarios debido a que estos factores serán menores a los que tenemos actualmente y se están aplicando a las tarifas.
Ya que el Osinergmin publica las tarifas en barra de generación pero estas son llevadas a los puntos de ventas mediante factores de transmisión y transformación estos últimos son los que harían una reducción en el precio de facturación de los usuarios finales.
5. La gestión de activos permitió que la planificación y programación del mantenimiento sea determinada en función de variables como el impacto de una probable falla, el valor del activo, el estado o

antigüedad del equipo, estadística de fallas, así como las recomendaciones del fabricante y la experiencia acumulada.

VII. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda contar con una base de datos donde sea posible registrar las anomalías detectadas en las inspecciones y/o en las ejecuciones del mantenimiento, ya que es un indicador que ayuda a determinar el plazo de atención para un mantenimiento programado.
2. Se recomienda verificar las conexiones y aumentar la potencia de los transformadores TR N° 2 Y TR N° 3 en la SET Barsi, ya que en una eventual falla de alguno de ellos, el otro se sobrecargará súbitamente a valores mayores al 200% de su capacidad nominal, siendo un peligro para el activo y la operatividad del sistema.
3. Se recomienda estandarizar el método de gestión de activos para la evaluación de la flota de transformadores de potencia y otros activos principales, promoviendo y facilitando el uso de éste método a través de toda la empresa.
4. Se recomienda en lo posible tener periodos o frecuencias de mantenimiento como múltiplos de 2 o 3, ya sea meses o años, de tal manera que puedan coincidir en el tiempo diversas actividades sobre un mismo activo; especialmente cuando se traten de actividades que requieran desconexión.

VIII. BIBLIOGRAFÍA

- ✓ **ABB S.A. Conexión ABB 2/11.** Disponible en:
[http://www02.abb.com/global/peabb/peabb002.nsf/0/27357e6f79d792b1c12578ff0046e639/\\$file/abb02.pdf](http://www02.abb.com/global/peabb/peabb002.nsf/0/27357e6f79d792b1c12578ff0046e639/$file/abb02.pdf)
Artículo web.
- ✓ **ANDRÉS F. CERÓN, IVÁN F. ORDUÑA, GUILLERMO APONTE, ANDRÉS A. ROMERO. Panorama de la Gestión de Activos para Transformadores de Potencia.** Disponible en:
http://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0718-07642015000300014&script=sci_arttext
Artículo web.
- ✓ **CESAR ACHING GUZMAN. Matemáticas financieras para toma de decisiones empresariales.** Quinta edición. Editorial Serie Mypes. Calpe Institute of Technology Serie Manuales.
- ✓ **COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL – COES SINAC. Base de datos SEIN.pfd.** Disponible en:
<http://portal.coes.org.pe/WebPages/home.aspx>
Archivo digital para software DigSilent.
- ✓ **EDELNOR S.A.A. Proceso de Mantenimiento de Subestaciones de Potencia.** Versión 1. Política Regional de Distribución. 2011 Lima-Perú.
- ✓ **FRANCISCO ANGEL ECHEVARRIA ZAMBRANO, ELIZABETH HERMINIA PRECIADO GUALAN. Estudio del mantenimiento centrado en confiabilidad en subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión.** Proyecto de pregrado. Escuela Politécnica Nacional. 2008 Quito-Ecuador.
- ✓ **FRANCISCO MIRANDA. Revitalización de Transformadores.** Disponible en:
[http://www02.abb.com/global/peabb/peabb002.nsf/0/22c31952d511f18ec1257910007405d5/\\$file/Revitalizacion+de+Transformadores.pdf](http://www02.abb.com/global/peabb/peabb002.nsf/0/22c31952d511f18ec1257910007405d5/$file/Revitalizacion+de+Transformadores.pdf)
Presentación web.

- ✓ JOSÉ LUIS MOLINA MARTICORENA. **¿Qué es el PCB?**
 Disponible en:
<http://www.profesormolina.com.ar/electromec/pcb.htm>
 Artículo web.
- ✓ JUAN DIAZ NAVARRO. **Técnicas de Mantenimiento Industrial.**
 Segunda edición. Calpe.
- ✓ JUAN NÚÑEZ FORESTIERI. **Guía para el mantenimiento de Transformadores de Potencia.** Tesis de grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. 2004 Guayaquil-Ecuador.
- ✓ LIBRADO MAGALLANES R. **Reparación o Reemplazo de Transformadores de Potencia; Análisis de varios casos.**
 Disponible en:
<http://www.cigre.org.mx/uploads/media/12-04.pdf>
 Paper web.
- ✓ MARISA ZAMPOLLI. **Guía básica para la implementación de la gestión de activos en empresas de energía.** International Copper Association Latin America. 2012.
- ✓ MH EDUCATION. **Ensayo de transformadores.** Disponible en:
<http://assets.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448141784.pdf>
 Artículo web.
- ✓ MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, DGE, Dirección Normativa de Electricidad. **Guía de ensayos de campo para el diagnóstico de equipos de potencia.** Disponible en:
<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/normatividad/Gu%C3%83%C2%ADa%20ensayos%20de%20campo%20Equipos%20Elec%20Potencia.pdf>
 Artículo web.
- ✓ ROBERTO HERNÁNDEZ SAMPIERI, CARLOS FERNÁNDEZ COLLADO, PILAR BAPTISTA LUCIO. **Metodología de la investigación.** Quinta edición. Editorial McGraw-Hill.
- ✓ SANTIAGO ENRIQUE MEDINA VALAREZO. **Mantenimiento predictivo de transformadores de potencia según la técnica de mantenimiento centrado en la confiabilidad.** Tesis de grado. Escuela Politécnica Nacional. 2006 Quito-Ecuador.

- ✓ STEPHEN J. CHAPMAN. **Máquinas Eléctricas**. Tercera edición. Editorial McGraw-Hill.
- ✓ THOMAS WESTMAN, PIERRE LORIN, PAUL A. AMMANN – ABB. **Fit at 50**. Disponible en:
https://library.e.abb.com/public/555ce7b19930b339c12577bb003fc4aa/ABB_Review_fit_at_50_English.pdf
Artículo web.
- ✓ WIKIPEDIA. **Bifenilos policlorados**. Disponible en:
https://es.wikipedia.org/wiki/Bifenilos_policlorados
Artículo web.

IX. ANEXOS

ANEXO "A"

Matriz de Consistencia de Tesis

TÍTULO DEL PROYECTO: GESTIÓN DE ACTIVOS Y MANTENIMIENTO DE SET's: TRANSFORMADORES DE POTENCIA				
PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	MÉTODO
<p>General ¿Cómo la falta de una evaluación técnico-económica, gestión de activos y mantenimiento afecta los costos de operación, mantenimiento y vida útil de los transformadores de potencia en SET's?</p> <p>Específicos a. ¿Cómo la falta de estrategias adecuadas de mantenimiento de las instalaciones de SET's afecta los costos de operación? b. ¿Cómo la falta de una estrategia adecuada afecta obtener la opción más rentable para conseguir una mejor confiabilidad del sistema? c. ¿Cómo la falta de un mantenimiento oportuno afecta los factores de pérdidas en la transformación de energía?</p>	<p>General Realizar una evaluación técnico-económica que involucre los costos de operación y mantenimiento proponiendo estrategias de gestión de activos y de mantenimiento para la repotenciación y/o remplazo de transformadores de potencia en SET's.</p> <p>Específicos a. Optimizar los costos de operación y mantenimiento aplicando las estrategias más adecuadas de acuerdo a las condiciones generales y particulares de las instalaciones en SET's. b. Brindar confiabilidad en el sistema repotenciando el transformador de potencia y demostrar que es la opción más rentable. c. Mejorar los factores de pérdidas en la transformación de energía aplicando mantenimiento oportuno a los transformadores de potencia.</p>	<p>General Realizando una evaluación técnico-económica que involucre los costos de operación y mantenimiento para la repotenciación y/o remplazo de transformadores de potencia en SET's permitirá tomar la mejor decisión para las inversiones de los activos de los transformadores de potencia.</p> <p>Específicos a. Aplicando la gestión de activos permitirá optimizar los costos de operación y mantenimiento de los transformadores de potencia garantizando el correcto funcionamiento del equipo. b. Repotenciando el transformador de potencia y demostrando que es la opción más rentable permitirá brindar una mejor confiabilidad al sistema. c. Realizando un mantenimiento oportuno a los transformadores de potencia se originará una mejora en la alteración de los factores de pérdidas en la transformación de energía, lo cual conlleva a un impacto en las tarifas eléctricas debido a los factores de transformación que se utilizan para el cálculo de las mismas.</p>	<p>Variable: X Gestión de activos en transformadores de potencia. Variable: Y Vida útil del transformador. Variable: Z Continuidad de servicio eléctrico y pérdidas de energía en transformadores de potencia.</p>	<p>General A través del método de gestión se pretenderá optimizar los recursos de mantenimiento e inversión y focalizarlos a las instalaciones de mayor impacto ante una falla realizando una evaluación técnica con simulaciones y una evaluación económica para los casos de repotenciación y compra de una nueva unidad.</p> <p>Específico El tipo de investigación que se basa la presente tesis será de tipo explicativa porque se buscará el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto.</p>

ANEXO "B".

Relación de Transformadores de Potencia 220/60 kV

ITEM	UBICACIÓN					
	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AÑO FAB.	ANTIGÜEDAD	MARCA	POT.(MVA)
1	BARSI	TR Nº 1	2009	6	CROMPTON GREAVES	60.00
2	BARSI	TR Nº 1	2009	6	CROMPTON GREAVES	60.00
3	BARSI	TR Nº 1	2009	6	CROMPTON GREAVES	60.00
4	BARSI	TR Nº 2	1972	43	ITALTRAFO	28.33
5	BARSI	TR Nº 2	1972	43	ITALTRAFO	28.33
6	BARSI	TR Nº 2	1972	43	ITALTRAFO	28.33
7	BARSI	TR Nº 3	1965	50	CEM	28.33
8	BARSI	TR Nº 3	1965	50	CEM	28.33
9	BARSI	TR Nº 3	2009	6	CGE - ABB	28.33
10	CHAVARRIA	TR Nº 1	1963	52	CGE	28.33
11	CHAVARRIA	TR Nº 1	1963	52	CGE	28.33
12	CHAVARRIA	TR Nº 1	1963	52	CGE	28.33
13	CHAVARRIA	TR Nº 2	2006	9	ABB	60.00
14	CHAVARRIA	TR Nº 2	2006	9	ABB	60.00
15	CHAVARRIA	TR Nº 2	2006	9	ABB	60.00
16	CHAVARRIA	TR Nº 3	1965	50	CEM	28.33
17	CHAVARRIA	TR Nº 3	1965	50	CEM	28.33
18	CHAVARRIA	TR Nº 3	2000	15	CGE-ABB	28.33
19	CHAVARRIA	TR Nº 4	2000	15	SIEMENS	60.00
20	CHAVARRIA	TR Nº 4	2000	15	SIEMENS	60.00
21	CHAVARRIA	TR Nº 4	2000	15	SIEMENS	60.00
22	CHILLON	TR Nº 1	2008	7	SIEMENS	40.00
23	CHILLON	TR Nº 1	2008	7	SIEMENS	40.00

24	CHILLON	TR Nº 1	2008	7	SIEMENS	40.00
25	CHILLON	TR Nº 2	1977	38	EFACEC	40.00
26	CHILLON	TR Nº 2	1977	38	EFACEC	40.00
27	CHILLON	TR Nº 2	2000	15	SIEMENS	40.00
28	HUARANGAL	TR Nº 1	2011	4	SIEMENS	60.00
29	HUARANGAL	TR Nº 1	2011	4	SIEMENS	60.00
30	HUARANGAL	TR Nº 1	2011	4	SIEMENS	60.00
31	MIRADOR	TR Nº 1	1977	38	EFACEC	40.00
32	MIRADOR	TR Nº 1	1977	38	EFACEC	40.00
33	MIRADOR	TR Nº 1	1977	38	EFACEC	40.00
34	SANTA ROSA	TR Nº 1	2011	4	SIEMENS	60.00
35	SANTA ROSA	TR Nº 1	2011	4	SIEMENS	60.00
36	SANTA ROSA	TR Nº 1	2011	4	SIEMENS	60.00
37	SANTA ROSA	TR Nº 2	1995	20	ABB	40.00
38	SANTA ROSA	TR Nº 2	1995	20	ABB	40.00
39	SANTA ROSA	TR Nº 2	1995	20	ABB	40.00

Fuente: Gerencia Técnica, Mantenimiento Transmisión, EDELNOR S.A.A.

Relación de Transformadores de Potencia 60/10 kV

ITEM	UBICACIÓN					
	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AÑO FABRI.	ANTIGÜED AD	MARCA	POT. (MVA)
1	ANCON	TR Nº 1	1976	39	BBICT	6
2	ANCON	TR Nº 2	1966	49	BBC	6
3	BARSI	TR Nº 1	1995	20	ABB	25
4	BARSI	TR Nº 2	1995	20	ABB	25
5	BARSI	TR Nº 3	2014	1	CHINT C.o	40
6	CANTO GRANDE	TR Nº 1	1995	20	ABB	25
7	CANTO GRANDE	TR Nº 2	1962	53	BBC BADEN	25
8	CANTO GRANDE	TR Nº 3	1990	25	ABB	25
9	CAUDIVILLA	TR Nº 1	1998	17	ABB	25
10	CAUDIVILLA	TR Nº 2	2000	15	ABB	25
11	CAUDIVILLA	TR Nº 3	2014	1	ALKARGO	25
12	CHANCAY	TR Nº 1	2014	1	CHINT C.o	40
13	CHANCAY	TR Nº 2	1982	33	BBICT	25
14	CHAVARRIA	TR Nº 1	1996	19	DELCROSA	25
15	CHAVARRIA	TR Nº 2	2002	13	CROMPTON GREAVES	25
16	CHAVARRIA	TR Nº 3	2008	7	ABB	40
17	CHAVARRIA	SVC - R	1987	28	BBC	40/3
18	CHAVARRIA	SVC - S	1987	28	BBC	40/3
19	CHAVARRIA	SVC - T	1987	28	BBC	40/3
20	CHILLÓN	TR Nº 1	1997	18	ABB	25
21	HUACHO	TR Nº 1	1997	18	ABB	25

22	HUACHO	TR Nº 2	2009	6	SIEMENS	25
23	HUANDOY	TR Nº 1	2014	1	CHINT C.o	40
24	HUARAL	TR Nº 1	1951	64	BBC BADEN	17.2
25	HUARAL	TR Nº 2	1962	53	BBC BADEN	25
26	INDUSTRIAL	TR Nº 1	2001	14	CROMPTON GREAVES	25
27	INDUSTRIAL	TR Nº 2	1960	55	BBC BADEN	25
28	INDUSTRIAL	TR Nº 3	2013	2	CHINT Co.	40
29	INFANTAS	TR Nº 1	2008	7	ABB	40
30	INFANTAS	TR Nº 2	2010	5	CROMPTON GREAVES	40
31	JICAMARCA	TR Nº 1	2001	14	CROMPTON GREAVES	25
32	MARANGA	TR Nº 1	1983	32	DELCROSA	25
33	MARANGA	TR Nº 2	1997	18	DELCROSA	25
34	MARANGA	TR Nº 3	1993	22	ABB	25
35	MIRONES	TR Nº 1	1995	20	DELCROSA	25
36	MIRONES	TR Nº 2	1990	25	ABB	25
37	MIRONES	TR Nº 3	1996	19	DELCROSA	25
38	MIRONES	TR Nº 4	2010	5	CROMPTON GREAVES	40
39	NARANJAL	TR Nº 1	1993	22	DELCROSA	25
40	NARANJAL	TR Nº 2	2001	14	CROMPTON GREAVES	25
41	NARANJAL	TR Nº 3	2001	14	CROMPTON GREAVES	25
42	OQUENDO	TR Nº 1	2013	2	CHINT C.o	40
43	OQUENDO	TR Nº 2	2009	6	SIEMENS	40
44	PANDO	TR Nº 1	1990	25	DELCROSA	25
45	PANDO	TR Nº 2	1997	18	DELCROSA	25

46	PANDO	TR Nº 3	2000	15	ABB	25
47	PERSHING	TR Nº 1	2008	7	ABB	40
48	PERSHING	TR Nº 2	2000	15	ABB	25
49	PERSHING	TR Nº 3	2014	1	ALKARGO	40
50	PTE. PIEDRA N.	TR Nº 1	1997	18	ABB	25
51	PTE. PIEDRA N.	TR Nº 2	2000	15	ABB	25
52	SANTA MARINA	TR Nº 1	1977	38	BBICT	25
53	SANTA MARINA	TR Nº 3	2011	4	SIEMENS	40
54	SANTA ROSA A.	TR Nº 1	2002	13	CROMPTON GREAVES	25
55	SANTA ROSA A.	TR Nº 2	1968	47	BBC BADEN	25
56	SANTA ROSA A.	TR Nº 3	1963	52	BBC BADEN	25
57	SANTA ROSA A.	TR Nº 4	1974	41	BBICT	25
58	SUPE	TR Nº 1	1981	34	BBICT	14
59	SUPE	TR Nº 2	2010	5	CROMPTON GREAVES	25
60	TACNA	TR Nº 1	2002	13	CROMPTON GREAVES	25
61	TACNA	TR Nº 2	2005	10	ABB	25
62	TACNA	TR Nº 3	2009	6	SIEMENS	40
63	TOMAS VALLE	TR Nº 1	1995	20	ABB	25
64	TOMAS VALLE	TR Nº 2	1995	20	ABB	25
65	TOMAS VALLE	TR Nº 3	2013	2	CHINT C.o	40
66	UNI	TR Nº 1	2011	4	SIEMENS	40
67	UNI	TR Nº 2	1959	56	BBC BADEN	25
68	VENTANILLA	TR Nº 1	2004	11	ABB	25

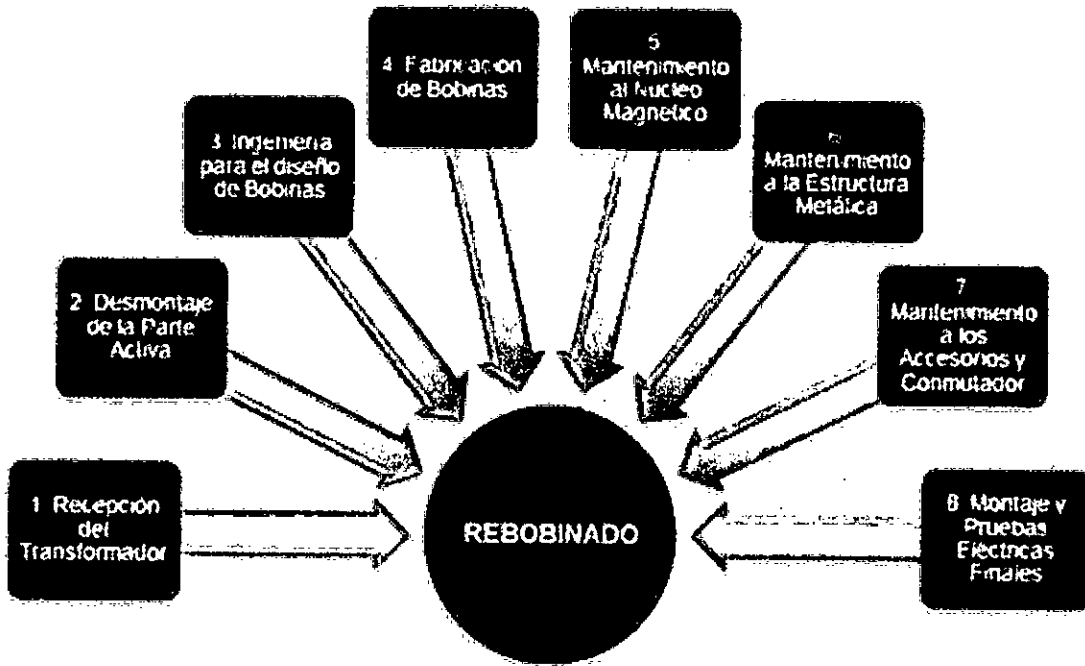
69	ZÁRATE	TR N° 1	2009	6	SIEMENS	40
70	ZÁRATE	TR N° 2	1999	16	DELCROSA	25
71	ZAPALLAL	TR N° 1	1998	17	ABB	25

Fuente: Gerencia Técnica, Mantenimiento Transmisión, EDELNOR S.A.A.

ANEXO "C"

Actividades comprendidas en una Repotenciación de Transformador de Potencia (Proveedor ABB S.A.)

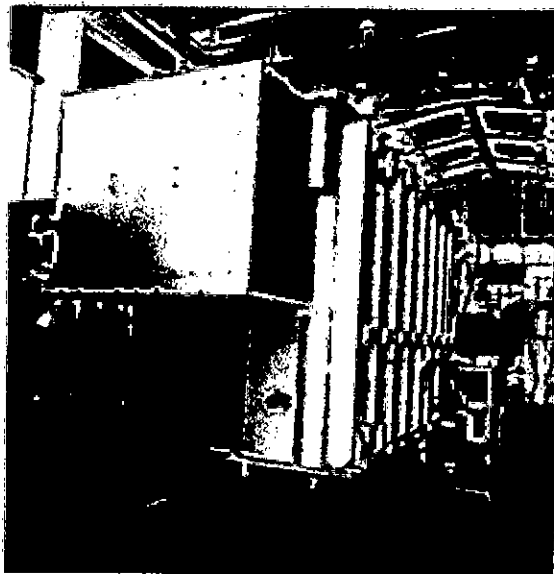
Proceso a seguir:



Actividad N° 1: Recepción del Transformador de Potencia

Acciones a tener en cuenta:

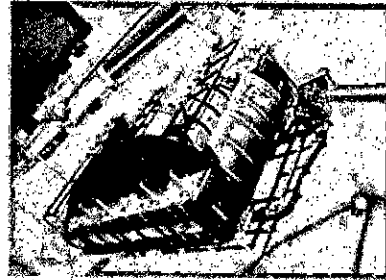
- ✓ Recepción del transformador de potencia en la planta de ABB S.A.
- ✓ Descarga en piso del transformador por parte de ABB S.A.
- ✓ Verificación de que todos los componentes y/o accesorios estén en planta ABB S.A. para ejecución del servicio.



Actividad N° 2: Desmontaje de la Parte Activa

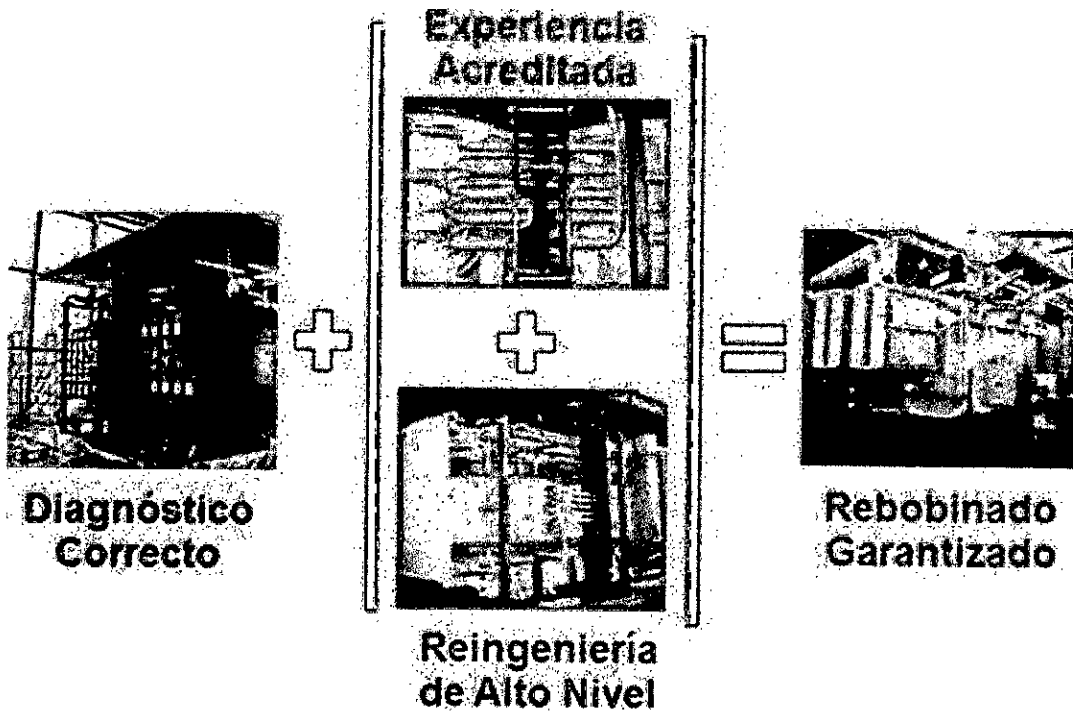
Acciones a tener en cuenta:

- ✓ Evacuación del aceite del transformador de potencia.
- ✓ Retiro de la tapa del transformador.
- ✓ Desencubado de la parte activa con grúa.
- ✓ Retiro de las bobinas del transformador de potencia.
- ✓ Inspección visual a la parte activa y pruebas al núcleo magnético.



Actividad N° 3: Ingeniería para el diseño de bobinas

Acciones a tener en cuenta:



Actividad N° 4: Fabricación de bobinas

Acciones a tener en cuenta:

- ✓ Los devanados se fabrican con conductores de cobre electrolítico.

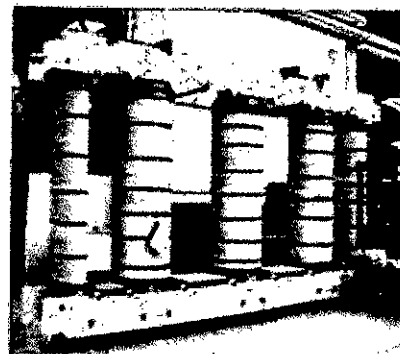
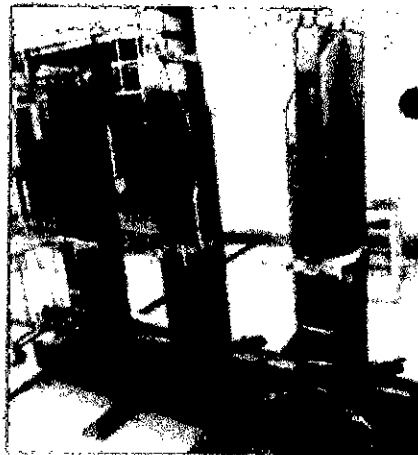
- ✓ Con aislamiento termo estabilizado y resistente a esfuerzos mecánicos y térmicos.
- ✓ Diseño de acuerdo a lo establecido, a fin de garantizar el correcto funcionamiento del transformador de potencia y que recupere las características originales propias de uno nuevo.



Actividad N° 5: Mantenimiento al núcleo magnético

Acciones a tener en cuenta:

- ✓ Se realiza el mantenimiento estándar al núcleo magnético, el cual engloba lo siguiente:
 - Inspección externa del núcleo
 - Limpieza externa



Actividad N° 6: Mantenimiento a la estructura metálica

Acciones a tener en cuenta:

- ✓ Se realiza el mantenimiento estándar a la estructura metálica, el cual engloba lo siguiente:
 - Limpieza de la estructura metálica
 - Retoques de pintura
- ✓ Ambas actividades se realizan en el:
 - Tanque
 - Tapa
 - Conservador



Actividad N° 7: Mantenimiento a los accesorios y conmutador

Acciones a tener en cuenta:

- ✓ Mantenimiento los accesorios del transformador de potencia:
 - Relé Buchholz, indicador de nivel de aceite, termómetros y válvula de seguridad y demás accesorios, con cambio de empaquetaduras, revisión de contactos, limpieza y lavado.
 - Bushings, válvulas y desecador, incluye cambio de empaquetaduras, limpieza y lavado, además revisión del gabinete de control.



- ✓ Mantenimiento al conmutador bajo carga sin cambio de repuestos.

Actividad N° 8: Montaje en planta y pruebas eléctricas finales

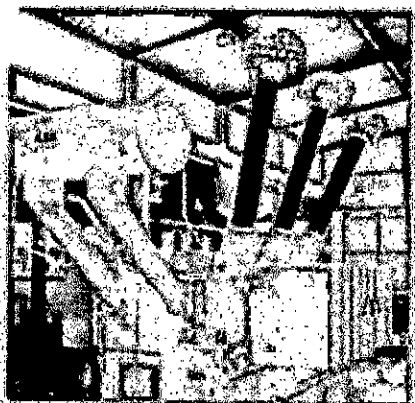
Acciones a tener en cuenta:

✓ **Encubado y montaje**

A ser realizado en planta ABB S.A., bajo los más altos estándares de calidad, luego del mantenimiento a la parte metálica y el secado de la parte activa.

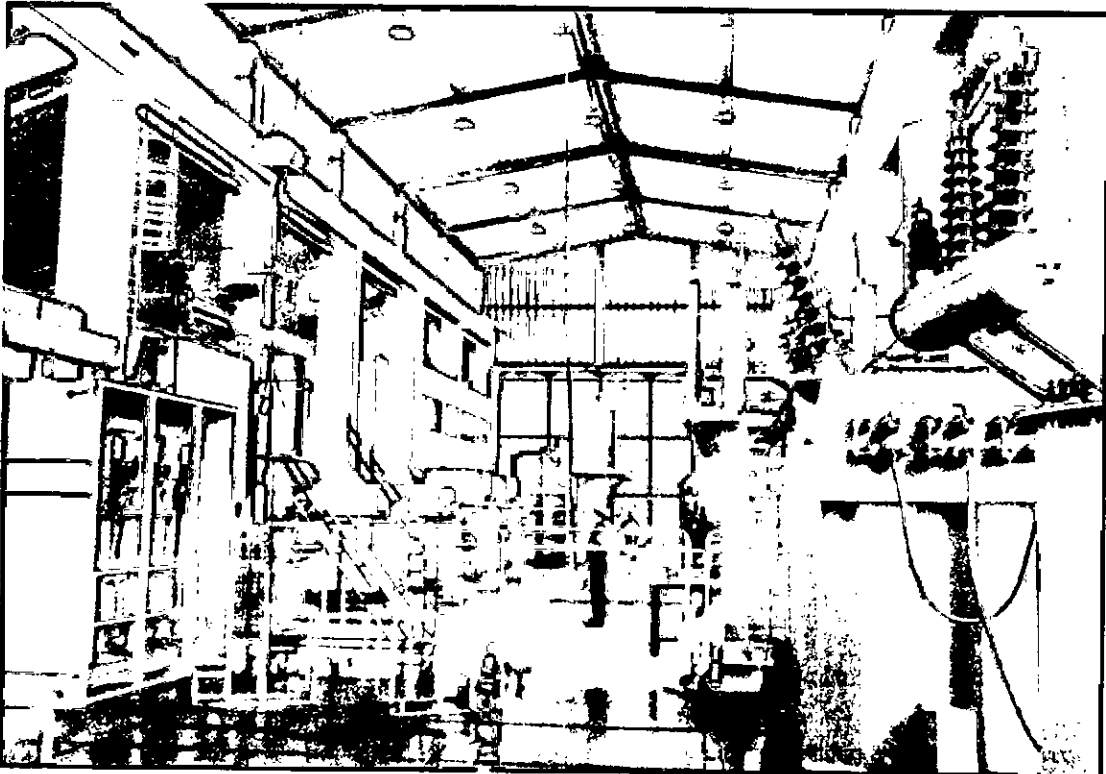
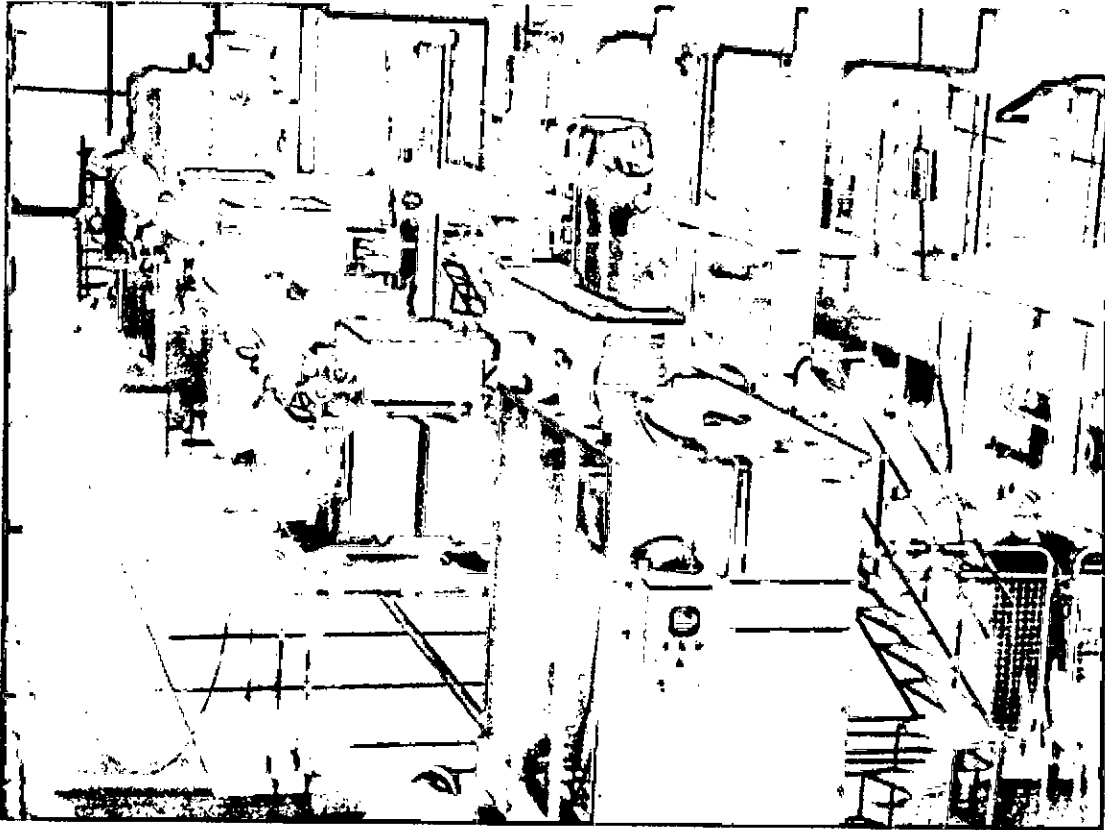
✓ **Pruebas eléctricas**

Se realizan pruebas de rutina, tipo y especiales.



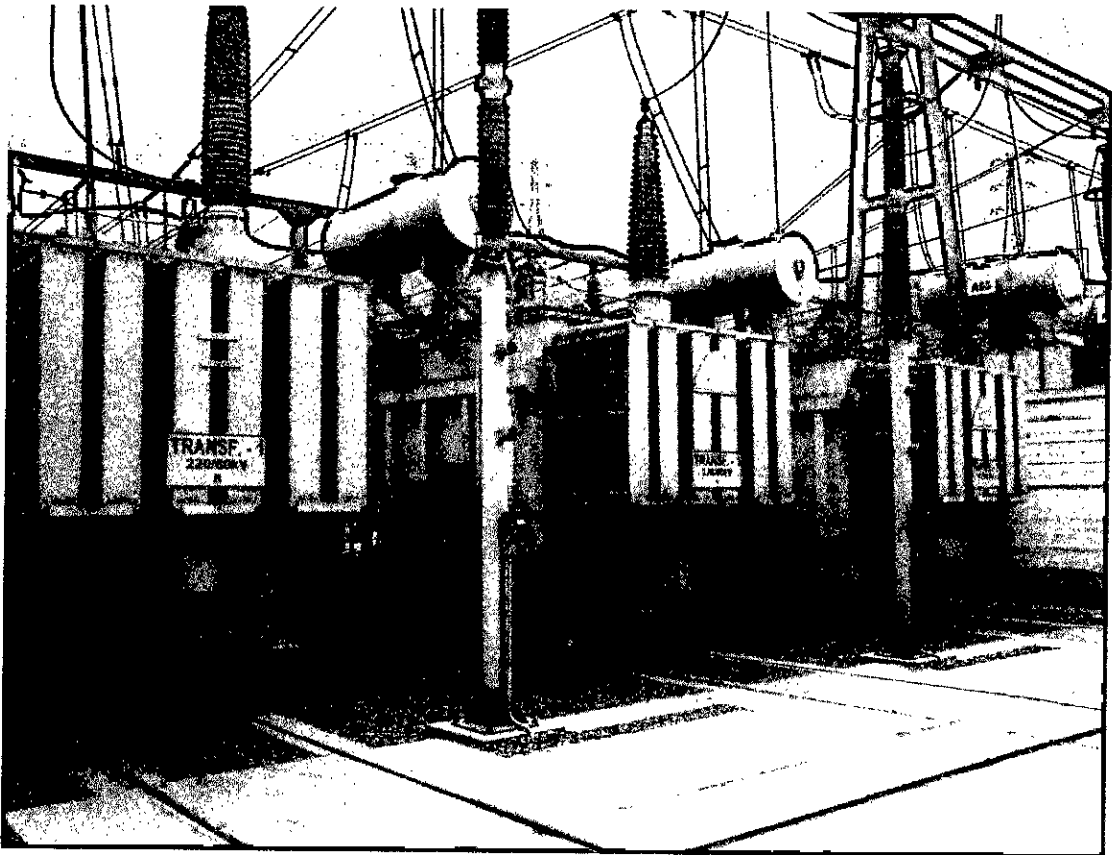
ANEXO "D"

Vista General de Planta de Repotenciación de ABB S.A. en Perú



ANEXO "E"
Fotografías en SET's de EDELNOR S.A.A.

SET CHAVARRIA

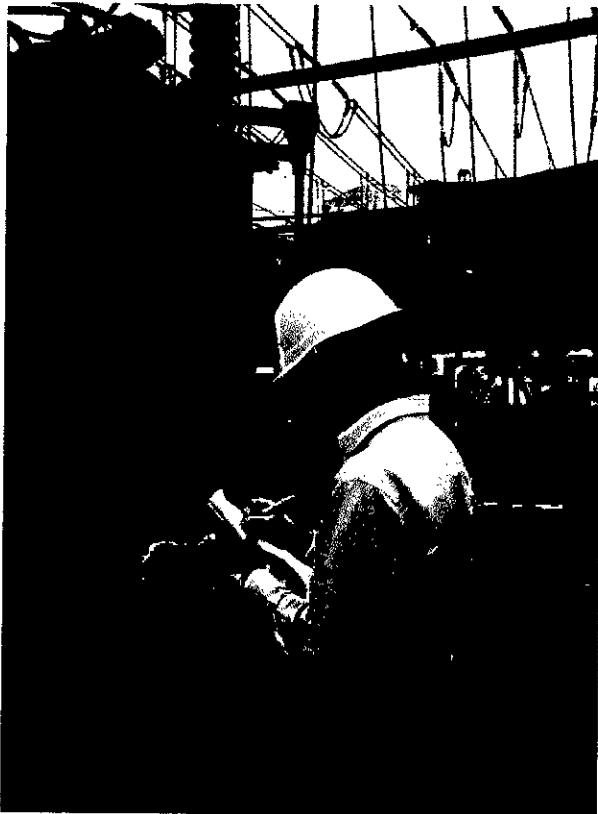


Banco de Transformadores Monofásicos marca CGE en Conexión Trifásica

TR N° 1, 220/60 kV

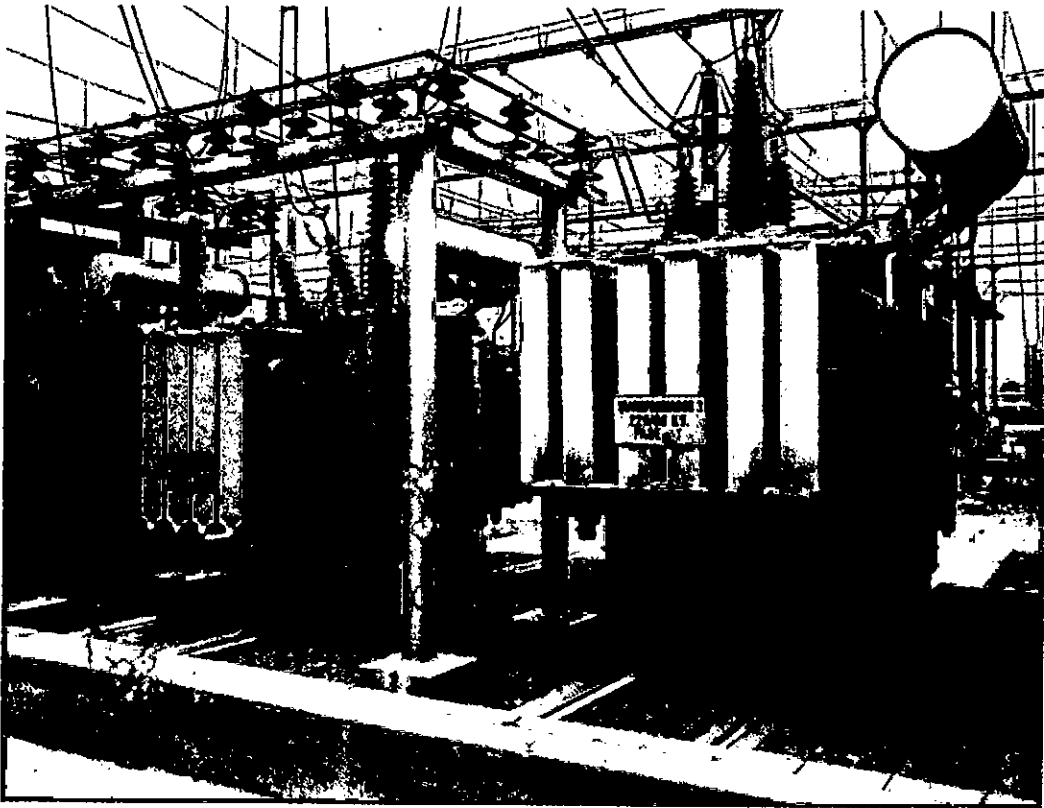


Patio de Llaves de Alta Tensión 220/60 kV



Toma de datos de Transformadores de Potencia

SET BARSÍ



Banco de Transformadores Monofásicos marca CEM en Conexión Trifásica

TR N° 3, 220/60 kV



Pórticos de la Subestación en el lado de Alta Tensión